

CSD INGENIEURE AG

Belpstrasse 48

CH-3007 Bern

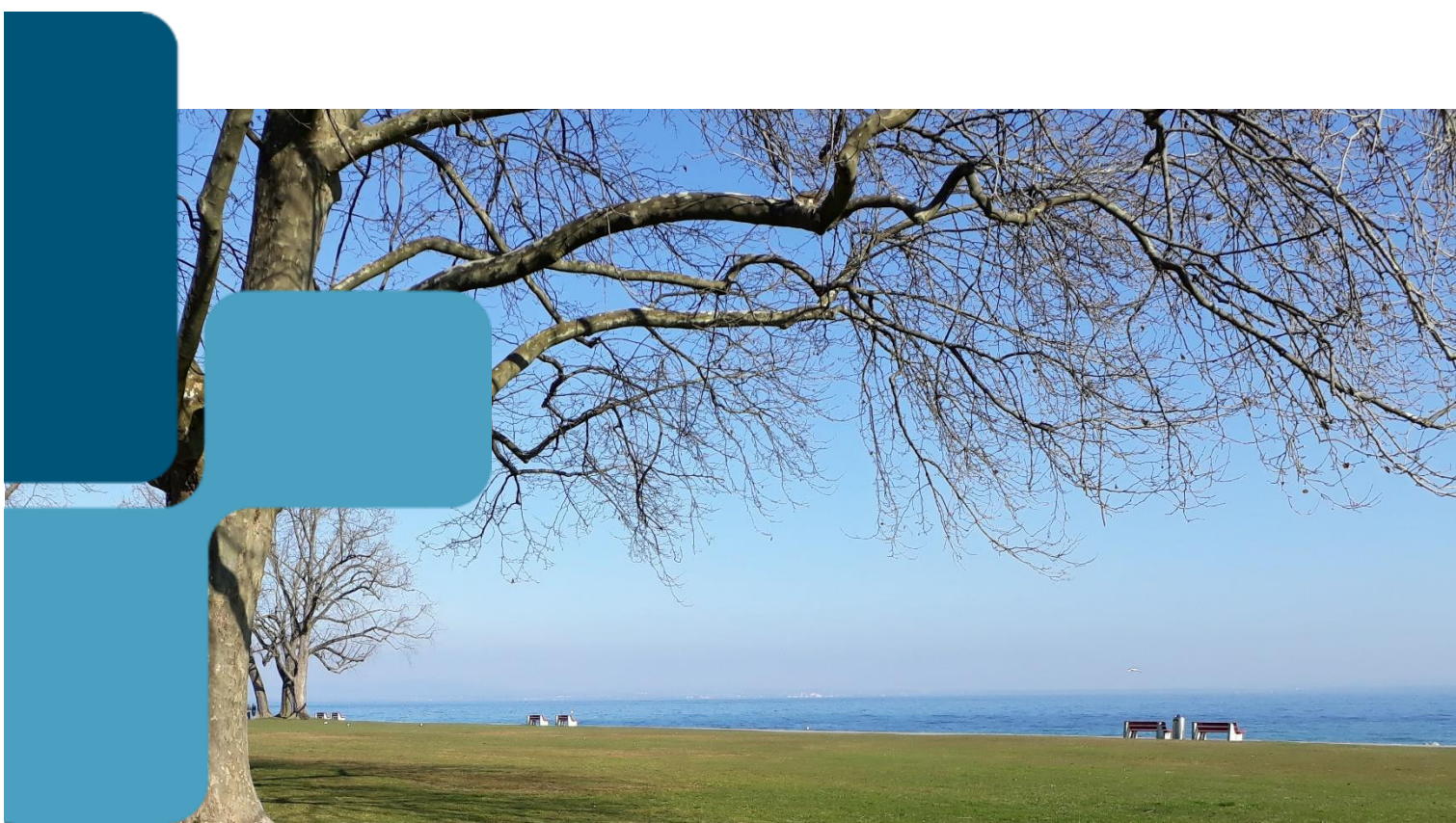
+41 31 970 35 35

bern@csd.ch

www.csd.ch

CSD INGENIEURE 

VON GRUND AUF DURCHDACHT



Stadt Arbon

Seewasser Energieverbund Arbon
Machbarkeitsstudie

Bern, 8.08.2022 / DG01710.100



Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung.....	1
2	Einleitung	3
2.1	Ausgangslage.....	3
2.2	Ziele der Machbarkeitsstudie	3
2.3	Vorgehensweise	3
2.4	Betrachtungssperimeter und Abgrenzungen	4
2.4.1	Geografisches Gebiet	4
2.4.2	Abgrenzungen	4
3	Grundlagen	6
3.1	Grundlagendokumente	6
3.2	Stadt Arbon und Energie.....	6
3.3	Ortsplanung.....	6
3.3.1	Richtplan Energie	6
3.3.2	Zonenplan	6
3.3.3	Masterplanung Seeufer.....	6
3.3.4	Siedlungsentwicklungsgebiete: Areale und Neubaugebiete	7
3.4	Rechtliche Vorgaben und Anforderungen.....	7
3.4.1	Rechtliche Vorgaben.....	7
3.4.2	Erst-Beurteilung technisch-ökologische Anforderungen.....	7
3.5	Die Seewassernutzung zur Energiebereitstellung.....	8
3.5.1	Die Seewassernutzung	8
3.5.2	Energiepotenzial Bodensee	8
3.5.3	Funktionsweise.....	8
3.6	Wirtschaftliche Aspekte.....	9
3.6.1	Genügend Energienachfrage	9
3.6.2	Systemwahl	9
4	Heutige Situation, Bestandsaufnahme	10
4.1	Charakterisierung Gebiet	10
4.2	Bestehende Wärmeversorgung.....	10
4.2.1	Aktuelle Wärme-Energiebereitstellung.....	10
4.2.2	Gasnetze	10
4.2.3	Bestehende Wärmeverbunde.....	11
4.3	Ungenutzte gewerbliche Abwärme.....	11
4.4	Heutige Energienachfrage	12
4.4.1	Wärme.....	12
4.4.2	Kälte.....	12
4.5	Verbraucher mit hohem Energiebedarf.....	13
4.5.1	In Seenähe	13

4.5.2	Altstadt	13
4.5.3	Industriegebiet im Westen von Arbon.....	14
4.6	Bestehende und geplante Seewassernutzungen.....	14
4.6.1	Trinkwasserversorgungen.....	14
4.6.2	Seeparksaal	14
4.6.3	Seewasseranlage mit Energieverteilnetz Metropol	14
4.6.4	Rückgabelleitung der FPT Motorenforschung AG	15
4.6.5	Vorhaben.....	15
5	Technisch-energetische Konzipierung Energieverbund	17
5.1	Festlegung des Versorgungssperimeters und der Teilgebiete	17
5.2	Künftige Wärmeenergienachfrage potenzieller Bezüger	17
5.2.1	Bestandesbauten.....	18
5.2.2	Siedlungsentwicklungsgebiete: Areale und Neuüberbauungen.....	18
5.2.3	Schlüsselskunden / Grossverbraucher.....	18
5.3	Künftige Kältenachfrage.....	18
5.4	Systemwahl: reiner Wärmeverbund oder Kälte-Wärmeverbund.....	19
5.5	Auslegung Wärmeverbund, berücksichtigte Energiebezüger	19
5.6	Möglichkeiten der Synergienutzung	20
5.6.1	Abwärmenutzung mit Einspeisung in den Energieverbund	20
5.6.2	Synergien mit dem Projekt der ZIK Immobilien	20
5.6.3	Metropol	20
5.6.4	Sanierung Strasse Altstadt.....	20
5.6.5	Sanierung Kantonsstrasse	20
5.6.6	Gastransportleitung der SGSW	20
5.7	Konzept der Seewassernutzung und Wärmeerzeugung	20
5.8	Seewasserrfassung und -Leitungen	22
5.8.1	Lage der Leitungen	22
5.8.2	Leitungslängen	23
5.8.3	Berücksichtigung der Quagga-Muschel Problematik bez. Ablagerung in Leitungen.....	24
5.9	Pumpwerk für Seewassernutzung.....	24
5.9.1	Gebäude/ Platzbedarf Pumpwerk (Grobauslegung).....	24
5.9.2	Standortoptionen Pumpwerk	24
5.9.3	Wahl Standort Seewasserzentrale für die weitere Planung	26
5.10	Energiezentrale	27
5.10.1	Gebäude/ Platzbedarf Energiezentrale.....	27
5.10.2	Standortoptionen Energiezentrale	27
5.10.3	Wahl Standort Energiezentrale für die weitere Planung	28
5.11	Fernwärmenetz.....	28
5.11.1	Leitungsnetz	28
5.11.2	Entwurf Leitungsführung: Haupt- und Zweigleitungen.....	28
5.11.3	Hausanschlussleitungen	30

6	Wirtschaftlichkeit Seewasser Wärmeverbund	31
6.1	Ausgangslage.....	31
6.2	Investitionskosten	31
6.3	Förderprogramme.....	32
6.4	Betriebs- und Unterhaltskosten	33
6.5	Kapitalkosten.....	33
6.6	Wärmegestehungskosten	34
6.7	Diskussion Wirtschaftlichkeit.....	34
6.7.1	Investitionskosten	34
6.7.2	Betriebs- und Unterhaltskosten	35
6.7.3	Wärmegestehungskosten	35
6.7.4	Wirtschaftlichkeit.....	35
7	Beurteilung Machbarkeit und Empfehlungen	36
7.1	Gesamtbeurteilung	36
7.2	Empfehlungen und weiteres Vorgehen.....	37
8	Impressum	38
9	Disclaimer	38

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Seewasser-Energieverbund mit den Versorgungs-Teilgebieten A-E	1
Abbildung 2:	Kartenausschnitt Arbon mit Betrachtungsperimeter (Siedlungsentwicklungsgebiete blau schraffiert).....	4
Abbildung 3:	Richtplan Energie aus dem Jahr 2003.....	6
Abbildung 4:	Seewasser Entnahme und Rückgabe (EnergieSchweiz 2017)	8
Abbildung 5:	Versorgungsgebiete der Gasversorgung (gelb: GVR, orange: SGSW, Quelle: Gemeinde-GIS Arbon).....	11
Abbildung 6:	Versorgungsgebiet des Wärmeverbund Rebenstrasse Nord (Quelle: Arbon Energie).....	11
Abbildung 7:	Heutige Wärmebedarfsdichte im Perimeter	12
Abbildung 8:	Bestehende Seeleitungen (blau: RWSG, magenta: Arbon Energie, grün: Metropol), geplant (gelb: Horn-Steinach), Abwärmeleitung in See der FPT Motorenforschung AG (braun) ..	16
Abbildung 9:	Einteilung in Teilgebiete mit Darstellung der Wärmebedarfsdichte über 450 MWh pro Hektar und Jahr im 50x50m Raster (ohne gewerblich-industrielle Prozesswärme) inkl. der Siedlungsentwicklungsgebiete (blau schraffiert).....	17
Abbildung 10:	Seewasserfassung, Entnahmeleitung und Pumpwerk	21
Abbildung 11:	Seewasser Entnahme- und Rückgabeleitung Variante 1	23
Abbildung 12:	Seewasser Entnahme- und Rückgabeleitung Variante 2	23
Abbildung 13:	Standortwahl Pumpwerk und Standortoptionen für Energiezentrale.....	27
Abbildung 14:	Entwurf Fernwärmenetz (Hauptleitungen: türkis, Zweigleitungen: mint)	29

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Anzahl Objekte nach Heizsystemen im 2021 (Eigene Auswertung aus GIS-Daten Kt. TG)	10
Tabelle 2: bestehende Seewassernutzungen in Arbon	15
Tabelle 3: Heutige und künftige Wärmenachfrage potenzieller Bezüger im Betrachtungsgebiet	19
Tabelle 4: Energie- und Leistungszahlen der Seewassernutzung	22
Tabelle 5: Entnahme- und Rückgabelleitungen	24
Tabelle 6: Grob-Beurteilung mögliche Standorte für das Pumpwerk	26
Tabelle 7: Grob-Beurteilung möglicher Standorte für die Energiezentrale	28
Tabelle 8: Schätzung der Investitionskosten.....	32
Tabelle 9: Theoretischer Förderbeitrag Kanton Thurgau.....	32
Tabelle 10: Schätzung der Betriebs- und Unterhaltskosten.....	33
Tabelle 11: Schätzung der Kapitalkosten.....	34
Tabelle 12: Wärmegestehungskosten	34

Anhangsverzeichnis

Anhang A	Literaturverzeichnis
Anhang B	Areale und Neubaugebiete
Anhang C	Künftige Wärmenachfrage potenzieller Bezüger Bestandesbauten
Anhang D	Wärmenachfrage potenzieller Bezüger heute und künftig
Anhang E	Standortmöglichkeiten Pumpwerk
Anhang F	Chancen und Risiken

1 Zusammenfassung

Im Stadtgebiet nördlich der St. Gallerstrasse in Arbon wird die Wärmenachfrage hauptsächlich mit fossilen Energieträgern gedeckt und es besteht heute noch kein grösserer Energieverbund mit erneuerbaren Energien. Da die Werkleitungen in der Altstadt alt sind und saniert werden müssen, soll die Gelegenheit genutzt werden, im Zuge der Arbeiten gleichzeitig Fernwärmeleitungen einzubauen. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob ein Seewasser-Energieverbund im Stadtgebiet nördlich der St. Gallerstrasse in Arbon machbar ist.

CSD Ingenieure AG hat im Auftrag der Stadt Arbon die Machbarkeit der thermischen Nutzung des Bodensees für das erwähnte Gebiet abgeklärt.

Der im Rahmen der Machbarkeitsstudie vorgeschlagene Seewasser-Energieverbund sieht die Versorgung mit Wärme für fünf Teilgebiete nördlich der St. Gallerstrasse in Arbon vor. Der Seewasser-Energieverbund beinhaltet alle Anlagen von der Quelle resp. der Entnahme im See bis zu den Verbrauchern, d.h. der Übergabe der Wärme im Gebäude der Bezüger. Die Verteilung der Wärme erstreckt sich ab Energiezentrale in der Nähe des Schwimmbades Arbon über die Altstadt und die angrenzenden Stadtgebiete bis nördlich hin ins Industriegebiet im Westen von Arbon sowie südlich bis zur Thurgauerstrasse. Die berücksichtigten Teilgebiete weisen auch künftig eine genügend hohe Wärmenachfrage auf. Zudem könnten 11 Siedlungsentwicklungsgebiete künftig ihren Wärmebedarf über den Energieverbund abdecken.

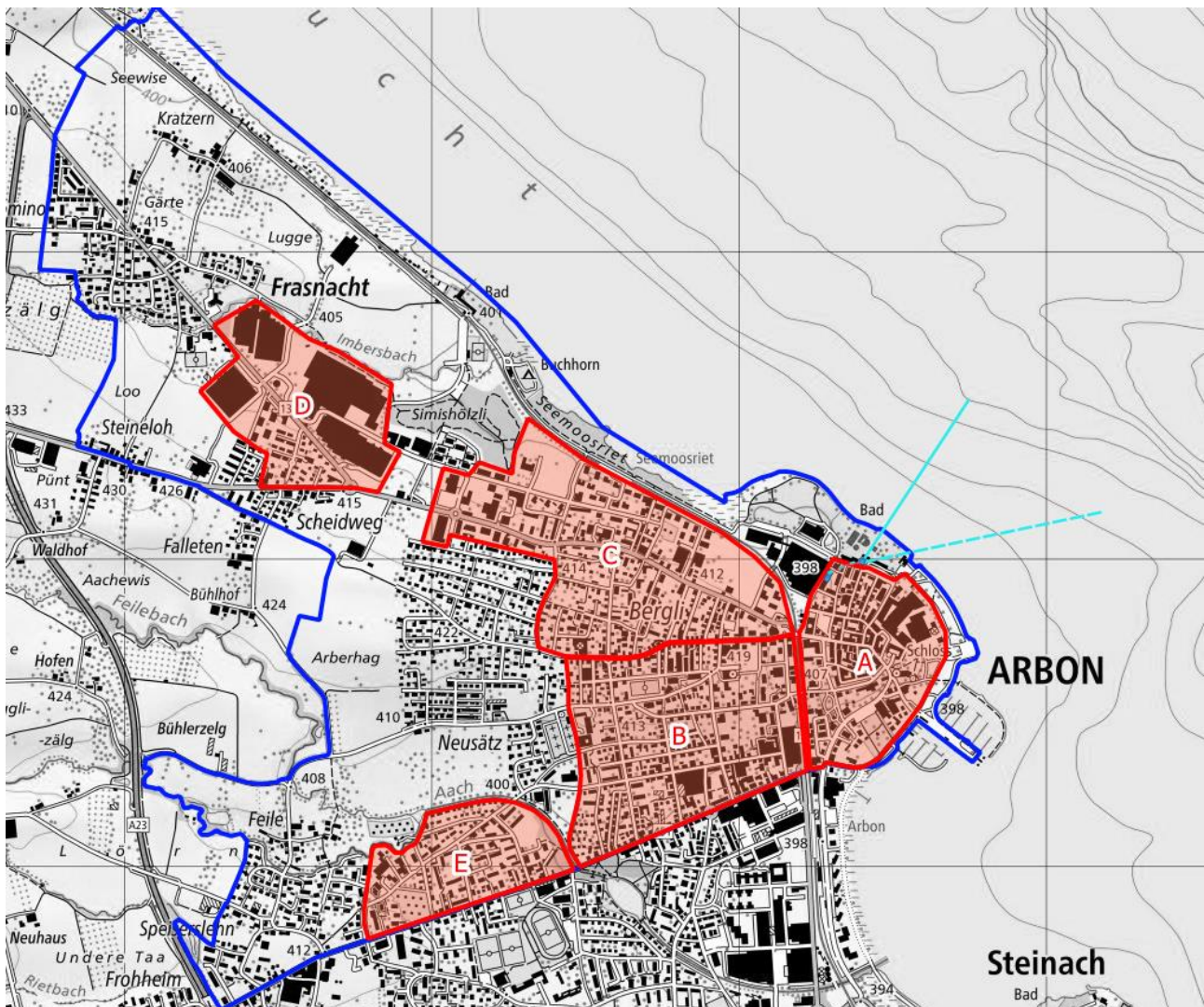


Abbildung 1: Seewasser-Energieverbund mit den Versorgungs-Teilgebieten A-E

Die wirtschaftliche, technische und ökologische Machbarkeit wird als positiv beurteilt. Auch die Bewilligungsfähigkeit sollte gegeben sein. Die Voraussetzungen sind gut, den Seewasser-Energieverbund mit

konkurrenzfähigen Wärmepreisen betreiben zu können. Dazu müssten insgesamt rund 33'000 MWh Wärme pro Jahr an rund 300 Bezüger verkauft werden können, welche im Bereich des konzipierten Versorgungsgebietes liegen. Mit dem Seewasser-Energieverbund lassen sich rund 2.6 Mio. Liter Heizöläquivalente einsparen und Treibhausgasreduktionen in der Grössenordnung von 7'000 Tonnen pro Jahr (in CO₂-Äquivalente) erzielen. Aus ökologischer Sicht bestehen gute Voraussetzungen für die Realisierung des Verbundes. Positiv ist, dass der Wärmeverbund der Erwärmung des Bodensees entgegenwirkt. Der Energieverbund generiert Arbeitsstellen, die regionale Wertschöpfung wird gesteigert und die Ausland-Abhängigkeit reduziert. Falls Seeleitung, Pumpwerk und Energiezentrale an den vorgesehenen Standorten oder nah davon gelegen erstellt werden können, erscheint es realistisch, dass eine erste Etappe des Seewasser-Energieverbundes auf die Heizsaison 2028/29 in Betrieb gesetzt werden kann.

Folgend die wichtigsten Ergebnisse der Studie zusammengefasst:

Wärme- und Kältenachfrage: Die potenziell möglichen Wärmebezüger im Perimeter weisen eine künftige Wärmenachfrage im Jahr 2035 von 33'000 MWh pro Jahr auf (Endausbau). Aufgrund des geringen Anteils an Kältenachfrage wird ein reiner Wärmeverbund weiterverfolgt.

Konzept der Wärmeerzeugung: Aufgrund der Wärmenachfrage wird eine Wärmeerzeugung mit zwei Wärmepumpen à 4 MW und fossiler Spitzenlastdeckung vorgeschlagen.

Seeleitungen: Für die Seewasser-Entnahme sind eine Entnahmeleitung von ca. 620 m und eine Rückgabelleitung von ca. 800 m mit Aussen-Durchmesser von 900 mm vorgesehen. Für die Erstellung der vorgesehenen Seeleitungen sind grabenlose horizontale Bohrungen bis in ca. 15 m Tiefe im See notwendig.

Pumpwerk: Das Pumpwerk beinhaltet primär die Seewasserpumpen und den Wärmetauscher und ist ausgelegt auf rund 500 Liter pro Sekunde. Es ist ein unterirdisches Gebäude in unmittelbarer Nähe zum Schwimmbad vorgesehen.

Energiezentrale: Die Energiezentrale beinhaltet primär die Wärmepumpen, die Spitzenlastkessel und die Wärmeverteilung. Es wird mit einem oberirdischen Gebäude, entweder als Einbau in das bestehende Gebäude der Kunsthalle oder ein kompletter Neubau in der Gewerbezone Staudershäuser gerechnet.

Fernwärmenetz: Das Fernwärmenetz besteht aus Hauptleitungen, Zweigleitungen und Gebäudeanschlussleitungen und erstreckt sich im Endausbau auf rund 18 km. Das Netz weist eine genügend hohe Anschlussdichte auf.

Investitionskosten: Die Investitionskosten für den gesamten Seewasser-Energieverbund werden auf total rund CHF 51 Mio. geschätzt (mit einer Genauigkeit von +/-30%). Die grössten Kosten entfallen mit rund 65% der Gesamtinvestitionen auf den Bau des Fernwärmenetzes bis und mit den Übergabestationen bei den Bezügern. Ein Viertel der Kosten entfallen auf die Energiezentrale mit den Wärmepumpen. Seewasserleitung und Pumpwerk liegen bei 8%, resp. 6% an der Gesamtinvestition. Die erforderlichen Investitionen abzüglich Beiträge Dritter belaufen sich auf rund 36 Mio. CHF.

Betriebskosten: Die jährlichen Betriebs- und Unterhaltskosten der Anlage werden auf rund 3.4 Mio. CHF geschätzt. Rund 80% der Betriebskosten werden für den Energiebezug (Gas und Strom) aufgewendet. Rund 10% entfällt auf Unterhalt und Wartung der Anlagen. Mit Abstand die höchsten Unterhaltskosten liegen bei den Wärmepumpen. Die restlichen Kosten fallen für Anlagebetreuung- und Betrieb, Verwaltungsaufwand, Konzession, Baurecht und Versicherungen an.

Wirtschaftlichkeit und Wärmegestehungskosten: Die Wirtschaftlichkeit des konzipierten Energieverbundes ist grundsätzlich gegeben, dieser weist eine genügend hohe Anschlussdichte von 2 MWh pro Jahr und Trasseemeter auf. Das Projekt liegt bei Gestehungskosten von rund 17 Rp/kWh (+/-30%) und kann als konkurrenzfähig zu anderen Wärmeerzeugungsanlagen beurteilt werden.

Empfehlung

Aufgrund der Resultate der Studie empfehlen wir der Stadt Arbon die Entwicklung des Wärmeverbundes weiter vorwärtzutreiben, dazu gehören als nächste Schritte:

- Die Ergebnisse der Machbarkeitsstudie der Öffentlichkeit vorstellen
- Das Träger- und Betreibermodell klären
- Das Interesse für einen Anschluss an den Energieverbund bei den Liegenschaftsbesitzer/Innen klären
- Die Planung weiter vorwärtstreiben (Entwurfsplanung)

2 Einleitung

2.1 Ausgangslage

In der Stadt Arbon besteht bereits ein grösserer Wärmeverbund mit Nutzung von Abwärme der Kläranlage und Holzschnitzel als Energieträger. Dieser versorgt das Gebiet südlich der St. Gallerstrasse und verfügt über keine freien Kapazitäten für die Versorgung eines grösseren Perimeters nördlich der St. Gallerstrasse.

Nördlich der St. Gallerstrasse und in der Altstadt ist noch kein flächendeckender Energieverbund vorhanden. Da die Werkleitungen in der Altstadt alt sind und saniert werden müssen, soll die Gelegenheit genutzt werden, im Zuge der Arbeiten gleichzeitig Fernwärmeleitungen einzubauen. Ansonsten wird die Erstellung eines Fernwärmenetzes in der Altstadt für die nächsten 10 bis 20 Jahre kaum mehr realisierbar sein.

Der Kanton Thurgau hat in den Jahren 2020/2021 die Machbarkeit der thermischen Nutzung von Bodensee und Rhein untersuchen lassen [1]. Die Studie weist in Arbon die Möglichkeit eines Wärmeverbundes aus, ggf. je nach Projektperimeter und darin vorhandener Kältenachfrage ist auch ein kombinierter Wärme-Kälte-Verbund (Energieverbund) denkbar. Gemäss Studie wäre im Bereich des Schwimmbades Arbon eine Seewasserentnahme grundsätzlich möglich. Hier befindet sich das Seewasserwerk der Stadt Arbon. Zudem befindet sich in rund 2 km Entfernung ein grösseres Seewasserwerk nördlich des Zentrums in Frasnacht, welches die Stadt St. Gallen mit Trinkwasser versorgt.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob ein Seewasser-Energieverbund im Stadtgebiet nördlich der St. Gallerstrasse in Arbon machbar ist. CSD Ingenieure AG wurde von der Stadt Arbon beauftragt, die Machbarkeit der thermischen Nutzung des Bodensees für das erwähnte Gebiet zu klären.

2.2 Ziele der Machbarkeitsstudie

Die Stadt Arbon will solide Grundlagen bereitstellen, um mögliche Investoren/ Contractoren anzusprechen, die einen Seewasser-Energieverbund planen, realisieren und betreiben können. Dies setzt die grundsätzliche Realisierbarkeit eines Energieverbundes voraus. Die Machbarkeitsstudie hat grundsätzlich zum Ziel, die wirtschaftliche, technische und ökologische Machbarkeit eines Seewasser-Energieverbundes einzuschätzen. Im Rahmen der Studie soll insbesondere überprüft werden:

- **Wärme- und Kältenachfrage** inkl. Berücksichtigung künftiger Siedlungsentwicklungsgebiete
- Überprüfung und Festlegung des **Versorgungsperrimeters**
- Evaluation der Standortmöglichkeiten einer **Seewasserzentrale** und Vorabklärung der **Realisierbarkeit der Seewasserleitung**
- Klärung der **Realisierbarkeit eines Energieverbundes** und Beurteilung der Systemvarianten Wärmeverbund oder kombinierter Wärme-Kälte-Verbund
- Ermitteln der **Investitionskosten sowie Betriebs- und Unterhaltskosten** für den Energieverbund inkl. Berechnung Wärmegestehungskosten

2.3 Vorgehensweise

Das Vorgehen im Rahmen der Abklärungen beinhaltet folgende Schritte:

1. Grundlagen erarbeiten
2. Startsituation durchführen
3. Wärmenachfrage abschätzen
4. Kältenachfrage abschätzen
5. Nutzung Seewasser aufzeigen
6. Empfehlungen zu Versorgungsperrimeter und Systemvarianten ausarbeiten
7. Projektsitzung vor Ort mit Festlegungen Standorte und System
8. Mögliche Standorte Pumpwerk und Energiezentrale bewerten

9. Mögliches Leitungsnetz skizzieren
10. Investitions- und Betriebskosten abschätzen
11. Fazit und Empfehlungen ausarbeiten

2.4 Betrachtungsperimeter und Abgrenzungen

2.4.1 Geografisches Gebiet

Der Betrachtungsperimeter umfasst nördlich der St. Gallerstrasse das Stadtgebiet gemäss dem Potenzialgebiet, welches in der Studie des Kt. Thurgau [1] ausgewiesen ist. Der Perimeter wird im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie auf das ganze Stadtgebiet nördlich der St. Gallerstrasse erweitert, um auch die Siedlungsentwicklungsgebiete mit zu berücksichtigen (vgl. Abbildung 2).

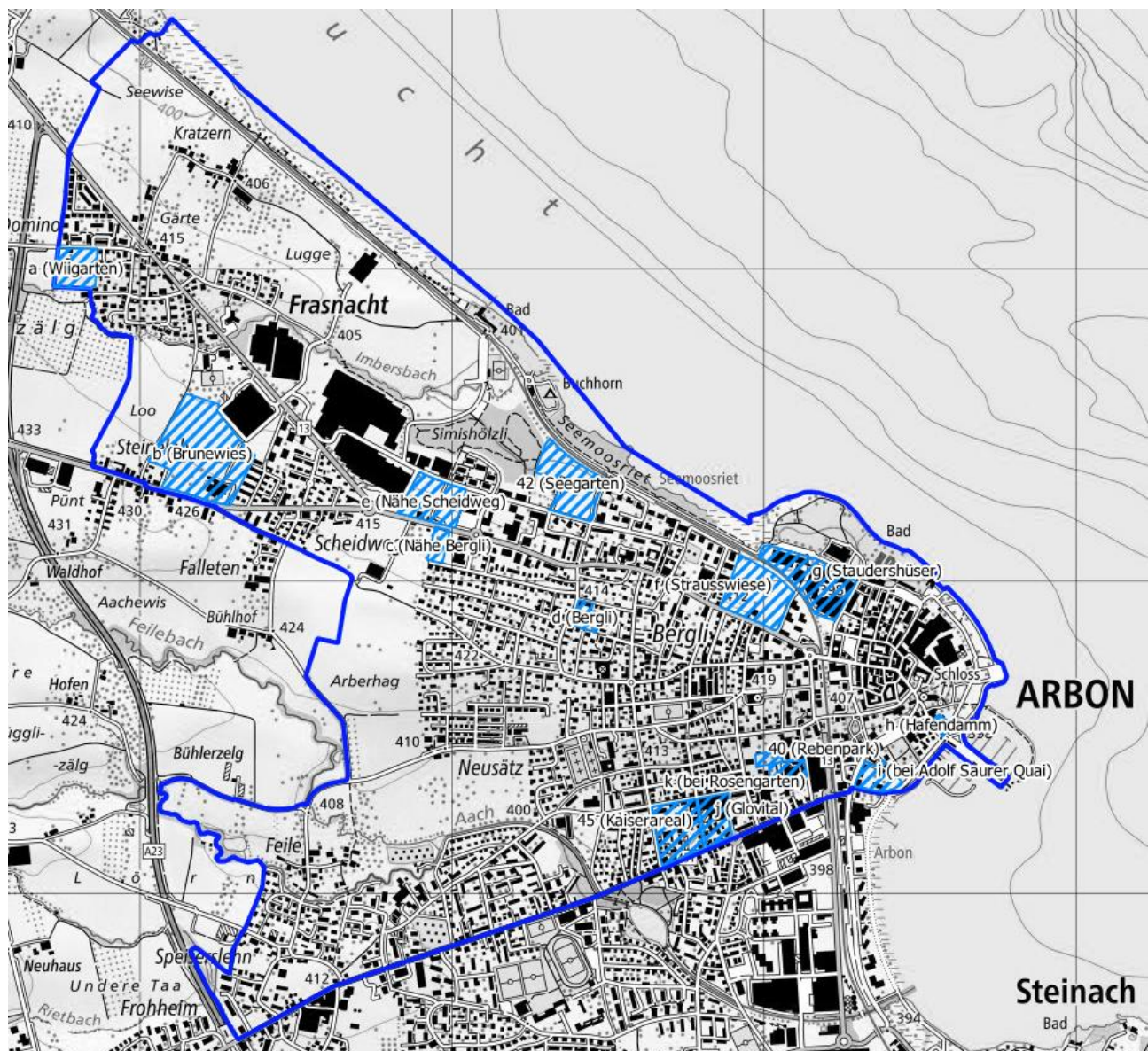


Abbildung 2: Kartenausschnitt Arbon mit Betrachtungsperimeter (Siedlungsentwicklungsgebiete blau schraffiert)

2.4.2 Abgrenzungen

Als Energieträger für den Energieverbund wird von Seewasser ausgegangen. Im Rahmen der Machbarkeitsabklärungen werden keine anderen Energieträger oder Energiesysteme betrachtet. Eigene Erhebungen zu Abwärme-Potenzialen aus Industrie und Gewerbe sind nicht vorgesehen.

Es wird davon ausgegangen, dass ein Zusammenschluss/ Kombination mit dem bestehenden Wärmeverbund südlich der St. Gallerstrasse nicht in Frage kommt und nicht weiter untersucht werden muss.

Eine Umfrage mit Interessensabklärung bei Gebäudeeigentümer/Innen sowie Begehungen von einzelnen Liegenschaften ist nicht Bestandteil der Studie. Die Festlegung der einzelnen Gebäudeanschlüsse erfolgt in einer späteren Projektphase (Vorprojekt).

Die Investitionskosten werden mit einer Genauigkeit von +/-30% abgeschätzt (SIA Phase Vorstudie).

Als Zeithorizont für die Abschätzung des Energiebedarfes wird 2035 festgelegt.

3 Grundlagen

3.1 Grundlagendokumente

Als Grundlage für die Studie dienen im Wesentlichen die Grundlagendokumente gemäss Literaturverzeichnis in Anhang A.

3.2 Stadt Arbon und Energie

In Arbon gilt der Planungsgrundsatz, dass eine nachhaltige und umweltschonende Energieversorgung gefördert wird. Arbon ist seit 1992 Mitglied bei Energiestadt und hat 2021 das Gold-Label beantragt. Die bisherigen Anstrengungen wie Energiebuchhaltung, Energieberatung, Planungsinstrumente erweitern etc. sind konsequent weitergeführt worden.

3.3 Ortsplanung

Die Ortsplanungsrevision ist seit 2016 im Gange. Die Behandlung des Planungsdossiers im Parlament, die Volksabstimmung sowie am Schluss die Inkraftsetzung durch den Stadtrat stehen noch bevor.

3.3.1 Richtplan Energie

Der bestehende Richtplan Energie stammt aus dem Jahr 2003 und ist nicht mehr aktuell. Im Rahmen des Richtplans wurden gezielt Quartiere zu bestimmten Energieträgern zugeordnet. Die Umweltwärmenutzung aus dem See wurde angrenzend ans Seemoosriet und beim Seepark festgelegt.

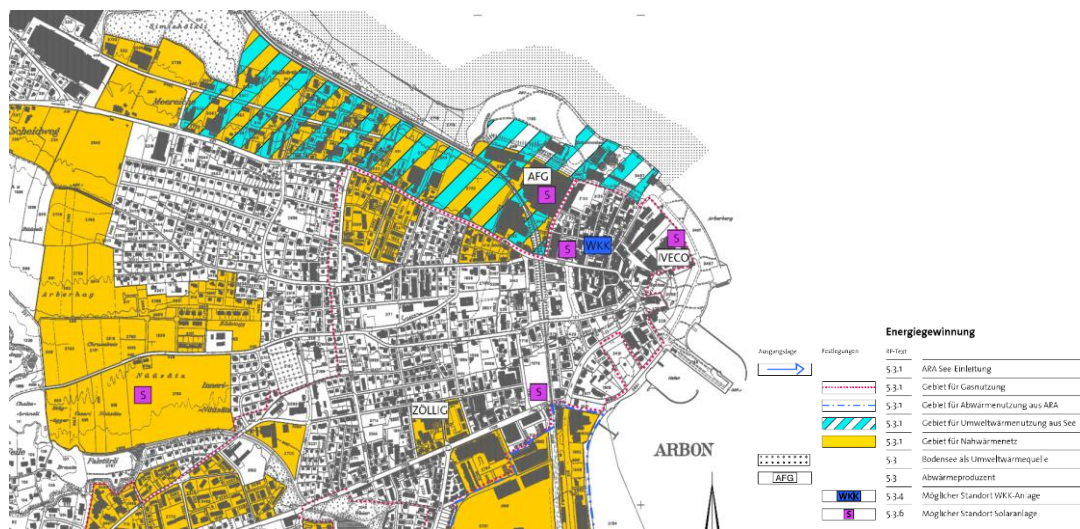


Abbildung 3: Richtplan Energie aus dem Jahr 2003

Gemäss Planungsbericht der Ortsplanungsrevision wird der Energierichtplan im Nachgang zur Auflage der restlichen Ortsplanung überarbeitet.

3.3.2 Zonenplan

Der aktuelle Zonenplan befindet sich in Überarbeitung. Ziel ist, dass die Überarbeitung bis 2023/24 abgeschlossen ist.

3.3.3 Masterplanung Seeufer

Die Masterplanung Seeufer wird voraussichtlich im Herbst 2022 der Bevölkerung vorgestellt. Aus der Planung könnten sich Auswirkungen für den Standort der Seewasserzentrale ergeben. Das bestehende Seewasserwerk wird am heutigen Standort bleiben. Vgl. Standortoptionen in Kapitel 5.9.2.

3.3.4 Siedlungsentwicklungsgebiete: Areale und Neubaugebiete

Siedlungsentwicklungsgebiete (Areale und Neubaugebiete) im Perimeter werden hinsichtlich deren künftigen Energienachfrage berücksichtigt (vgl. Kapitel 5.2.2.). Diese Gebiete sind in Abbildung 9 sowie in Anhang B dargestellt.

Ausserhalb des Betrachtungsperimeters, jedoch relevant für die Stadtentwicklung ist das Projekt Stadthof der Seewarte AG für eine riesige Wohn- und Gewerbeüberbauung neben dem Saurer WerkZwei. Die Migros hat sich gemäss Artikel vom Tagblatt vom 5. November 2021 geäussert, dass sie umziehen will.

3.4 Rechtliche Vorgaben und Anforderungen

3.4.1 Rechtliche Vorgaben

Bei der thermischen Nutzung von Bodenseewasser sind die Vorgaben der Internationalen Gewässerschutzkommission für den Bodensee (IGKB) bzw. Kapitel 5 der Bodenseerichtlinie wegweisend, vgl. [6]. In diesen Richtlinien finden sich allgemeine Grundsätze und konkrete Mindestanforderung für Anlagen zur thermischen Nutzung des Seewassers. Später wurden sie durch einen Leitfaden (resp. eine Planungshilfe) des Kantons Thurgau konkretisiert und durch weitere Rahmenbedingungen und Informationen ergänzt, vgl. [7].

Die rechtlichen Grundlagen sowie die verschiedenen technischen und ökologischen Anforderungen an die thermische Seewassernutzung sind ausführlich in der Kantonsstudie beschrieben, vgl. [1].

3.4.2 Erst-Beurteilung technisch-ökologische Anforderungen

Im Rahmen der Kantonsstudie (vgl. [1]) erfolgte eine Erst-Beurteilung einer thermischen Seewassernutzung in Arbon u.a. unter Berücksichtigung der technisch-ökologischen Anforderungen:

- **Wasserseitige Erschliessung und Energiebereitstellung:** Seeseitig ist dem Hafen von Arbon in Richtung Südosten ein Reservat für Wasserzugvögel vorgelagert. Etwas weiter noch in Richtung Südosten, direkt vor Steinach, befindet sich ein Fischschongebiet für Seeforellen. Unmittelbar vor dem Hafen befindet sich eine grössere Zone archäologischer Funde. Rund 0.6 Kilometer weiter nördlich befindet sich das Seewasserwerk der Stadt Arbon. Der Verlauf der Leitung im See und die Lage der Trinkwasserfassung sind nicht öffentlich bekannt. Bei der weiteren Planung muss auf genügend Abstand zwischen Trinkwasserfassung und Rückgabestelle des Wärmeverbunds geachtet werden. Eine Tiefe von 40 Meter kann mit einer Seewasserleitungslänge von rund 700 Meter erreicht werden. Je nach Lage der Trinkwasserfassung muss mit einer längeren Seewasserleitung gerechnet werden. Die Seewasserentnahme für den Wärmeverbund ist beispielsweise im Gebiet des Schwimmbades Arbon möglich. Es handelt sich um eine Zone für öffentliche Bauten und Anlagen und auf der Seeseite sind keine offensichtlichen Hindernisse bekannt.
- **Landseitige Verteilung:** Im Perimeter des möglichen Wärmeverbundes befinden sich zwei grössere Zonen archäologischer Funde. In diesen Gebieten sind längere Bauzeiten möglich. Ebenfalls sind diverse Naturobjekte wie Einzelbäume oder Baumgruppen im gesamten Perimeter zu finden. Im Uferbereich nördlich des Seebades liegen drei Naturschutzgebiete. Hier beginnt auch der Vernetzungskorridor 465. Gegen Westen beginnt der Vernetzungskorridor 556, der den Perimeter jedoch nur am Rande tangiert. Quer durch den Perimeter verläuft der Fallentürlibach und der Hegibach, resp. die Aach, die teilweise naturfern/beeinträchtigt und gegen Westen naturnah ausgebildet ist.
- **Fazit:** Es bestehen gute Voraussetzungen für einen Wärmeverbund mit möglicher Seewasserentnahme im Bereich des Schwimmbades Arbon. Im Perimeter der Wärmeverteilung befinden sich grössere archäologische Zonen, die eine sorgfältige Planung und frühzeitige Kontaktaufnahme mit den zuständigen Behörden erfordern. Bei der weiteren Planung muss auf genügend Abstand zwischen Trinkwasserfassung und Rückgabestelle des Wärmeverbunds geachtet werden.

3.5 Die Seewassernutzung zur Energiebereitstellung

3.5.1 Die Seewassernutzung

Die Nutzung von Seewasser als erneuerbare Energiequelle ist bei fachgerechter Planung aus verschiedenen Gründen eine wirtschaftliche, umweltfreundliche und zukunftsgerechte Lösung, u.a. ermöglicht sie eine lokale Energienutzung und erhöht die regionale Wertschöpfung. Mit dem Bodensee stehen lokal grosse Energiequellen zur Verfügung und die Temperatur der Gewässer ist deutlich konstanter als die stark variierende Lufttemperatur. Wasser ist durch seine physikalischen Eigenschaften gut als Energieträger geeignet und stellt aufgrund der hohen thermischen Kapazität einen sehr effektiven Wärmespeicher dar. Das Wasser aus Bodensee und Rhein kann zur Deckung des Wärme- und des Kältebedarfs genutzt werden.

3.5.2 Energiepotenzial Bodensee

Grundsätzlich ist das Volumen und somit die verfügbare Wärmeenergie des Sees zur Versorgung des angrenzenden Siedlungsraums genügend gross, und es kann an einem Standort am Bodensee bei aktuellen Nutzungsverhältnissen von einem Entnahmepotenzial im Gigawattbereich ausgegangen werden. Dies gilt insbesondere in tieferen Bereichen des Sees. Um für Heiz- und Kühlzwecke während 365 Tagen Wasser mit einer Temperatur von 4-5°C zur Verfügung zu haben, wird eine Entnahmetiefe im Bodensee von um die 40 m empfohlen.

3.5.3 Funktionsweise

Entnahme / Rückgabe: Seewasserleitungen, Pumpstation und Wärmetauscher

Mittels der Entnahmeleitung wird dem See das Wasser mit ca. 4°C entnommen. Das Wasser wird mittels Pumpen gefördert und auf einen Wärmetauscher (Systemtrennung) geführt. Das am Wärmetauscher thermisch genutzte Wasser wird per Rückgabeleitung in den See zurückgeführt. Die Anlagen (Pumpen, Wärmetauscher etc.) sind in der Seewasserzentrale in Seenähe untergebracht. Bei hauptsächlicher Wärmenutzung ist das Rückgabewasser kälter als das Seewasser, bei überwiegender Kältenutzung ist dies wärmer.

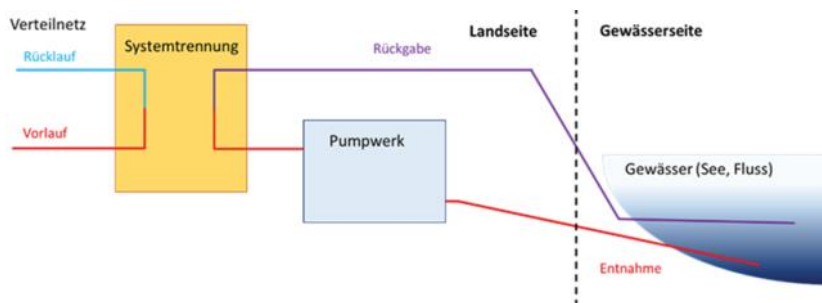


Abbildung 4: Seewasser Entnahme und Rückgabe (EnergieSchweiz 2017)

Übertragung / Versorgungsnetz

Im Versorgungsnetz zirkuliert der Energieträger Wasser in einem geschlossenen Kreislauf. Die Verteilung der Energie kann in Form von reinen Wärme- oder Kältenetzen und kombinierten Wärme-/ Kälteversorgungen (Niedertemperatur) erfolgen.

- **Reiner Wärmeverbund / Hochtemperatur:** entspricht einem klassischen Wärmeverbund der bei der Übertragung ein höheres Temperaturniveau (ca. 50-85°C) aufweist. Dafür wird in einer Wärmepumpenzentrale das Medium vor der Übertragung auf das höhere Temperaturniveau gebracht. Die Wärme wird über ein Netz zu den einzelnen Wärmeabnehmern transportiert. Klassische Wärmeverbünde werden vor allem bei kurzen Distanzen zu den Wärmenutzern eingesetzt. Die Vorteile sind, dass Unterhalt und Wartung zentralisiert und dadurch vereinfacht sind, Investitionen für eine grosse Heizzentrale niedriger sind als für mehrere kleine Heizzentralen und der Raumbedarf für energietechnische Installationen in angeschlossenen Gebäuden klein ist.
- **Wärme-/Kälteverbund (Kombinutzung) / Niedertemperatur:** Bei Energieverbunden, die gleichzeitig für Kälte- und Wärme genutzt werden, entspricht die Temperatur im Verteilnetz ungefähr derjenigen

der Energiequelle (Niedertemperatur ca. 4-20°C). Der wesentliche Unterschied gegenüber einem reinen Wärmeverbund ist, dass das Temperaturniveau erst nach der Verteilung, in dezentralen Wärmepumpen, d.h. beim Verbraucher, auf die erforderliche Temperatur angehoben wird. Möglich ist in einem solchen Netz auch die Einspeisung von Abwärme, z.B. Abwärme aus Rechenzentren. Vorteile sind die geringen Wärmeverluste der Leitungen und der Einsatz von oft kostengünstigeren nicht wärmegeprägten Kunststoffleitungen. Dadurch sind grössere Verteildistanzen möglich. Die Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf im Verteilnetz ist wesentlich geringer, dadurch müssen deutlich grössere Wassermengen durch die Leitungen gepumpt werden. Der Platzbedarf für das Leitungstrasse ist deutlich höher als bei einem reinen Wärmeverbund.

Neben diesen beiden Systemen sind auch reine Kälteverbunde (Fernkälte) zu erwähnen, die aber wegen der Gewässererwärmung im Bodensee nicht erwünscht sind.

Nutzung beim Energiebezügler

Bei Hochtemperatur-Verbunden kann die Wärme nach einer Wärmetauscher-Übergabestation direkt für Heizzwecke gebraucht werden.

Bei Niedertemperatur-Verbunden wird mittels Wärmepumpen das Temperaturniveau so weit angehoben, dass damit die Energie für die Beheizung von Gebäuden und die Brauchwarmwassererwärmung genutzt werden kann. Ohne Veränderung des Temperaturniveaus kann die Energie direkt («freecooling») für Raumkühlung (Klimakälte) genutzt werden. Werden tiefere Temperaturen für Kühlzwecke benötigt, bspw. für gewerbliche Kälte (Kühlregale) oder Prozesskälte (Kühlung Rechenzentren, Kühlhäuser), wird mittels einer Kältemaschine die Temperatur weiter gesenkt.

3.6 Wirtschaftliche Aspekte

3.6.1 Genügend Energienachfrage

Für den wirtschaftlichen Betrieb eines Wärmeverbundes muss ein gewisser Wärmebedarf in einem bestimmten Gebiet vorhanden sein. Mit den Erträgen aus der gelieferten/verkauften Energie können die hohen Anfangsinvestitionen in die Wärmebereitstellung und -verteilung über die Jahre finanziert werden. Günstig für den Aufbau und Betrieb eines Energieverbundes sind grosse Energiebezügler wie beispielsweise Spitäler, Industriebetriebe, Mehrfamilienhausquartiere etc. Die Wärmenachfrage sollte bei einem reinen Wärmenetz eine Anschlussdichte von mindestens 2 MWh pro Jahr und Trasseemeter aufweisen, bei einem Niedertemperaturnetz 1.3 MWh/a*Trm. Bei günstigen Bedingungen können die Werte entsprechend tiefer liegen.

3.6.2 Systemwahl

Ein Niedertemperaturnetz zum Heizen und Kühlen ist zweckmässig, wenn viel Kälteverbrauch vorhanden ist (Kältebedarf mind. 30% des Wärmebedarfes) oder wenn ein hoher Anteil Abwärme auf tiefem Niveau (20-30°C) anfällt, vgl. [9]. Ideal ist ein Bedarf an Prozesskälte, da unter Umständen das ganze Jahr ein Bedarf besteht bzw. je nach Prozess. Meist ist direktes Kühlen «Freecooling» für Komfort energetisch wenig relevant infolge der tiefen Betriebsstundenzahl von ca. 100-300 Std./a. Eine Kombiutzung für die Deckung von Wärme- und Kältebedarf hat durch Synergienutzung der Infrastruktur wirtschaftliche Vorteile.

4 Heutige Situation, Bestandesaufnahme

4.1 Charakterisierung Gebiet

Das Betrachtungsgebiet umfasst den Bereich Freizeitzone am See, die Altstadt, Gewerbe- und Industriezonen sowie reine Wohnzonen. Detaillierte Angaben zu den Nutzungen und Bauperiode der Gebäude können dem Gemeinde-GIS Arbon entnommen werden.

4.2 Bestehende Wärmeversorgung

4.2.1 Aktuelle Wärme-Energiebereitstellung

Das Betrachtungsgebiet ist mit dem Erdgasnetz erschlossen. Heute wird die Wärme für Raumheizung und Warmwasser zu einem grossen Teil mit fossiler Energie bereitgestellt. Im Betrachtungsperimeter befinden sich gemäss [3] 1969 Gebäude, davon verwenden fast 70% der Wärmeerzeugungsanlagen Erdgas oder Heizöl.

Anzahl Objekte im Perimeter nach Heizsystemen		
1	Ölheizung	814
2	Gasheizung	544
3	Wärmepumpe	375
4	Wärmenetzanschluss	86
5	Elektroheizung	69
6	Holzfeuerung	69
7	Andere	12
	Total	1'969

Tabelle 1: Anzahl Objekte nach Heizsystemen im 2021 (Eigene Auswertung aus GIS-Daten Kt. TG)

4.2.2 Gasnetze

Die Gasversorgung Romanshorn AG betreibt ein Gasnetz im Ortsteil Frasnacht. Der ganze restliche Teil von Arbon wird durch die St. Galler Stadtwerke (SGSW) bedient. Was den Ausbau des Gasnetzes in Arbon angeht, so werden die jeweiligen Sanierungsanfragen von den Koordinationspartnern situativ beurteilt und je nach Potential neue Strassenzüge erschlossen oder nicht. Die SGSW beabsichtigt in den kommenden Jahren ihr Hochdruck-Gasnetz entlang der Seegemeinden Goldach, Horn, Steinach und Arbon zu erneuern. Im Raum stehen die Sanierung der bestehenden HD-1-Leitung oder ein Neubau eines Bypasses (Seeleitung oder Festland). Der Entscheid wird jedoch noch etwas Zeit in Anspruch nehmen. Ggf. ergeben sich Synergien bezüglich einer gemeinsamen Verlegung der Energieverbund-Rohre.

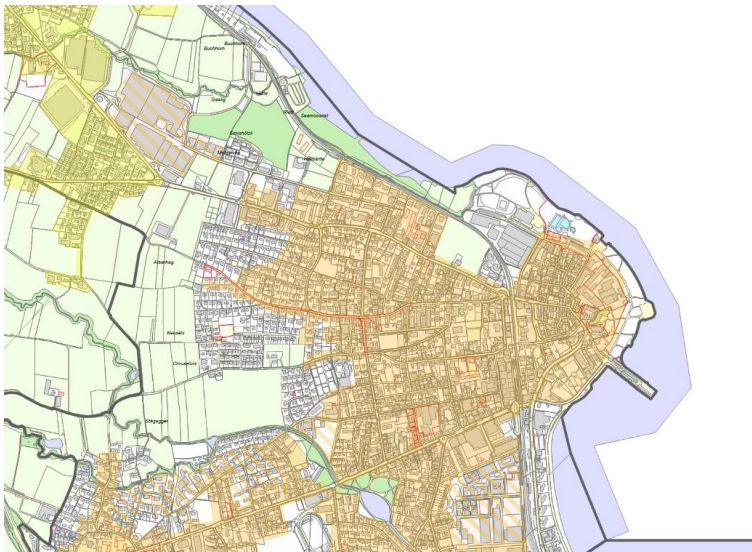


Abbildung 5: Versorgungsgebiete der Gasversorgung (gelb: GVR, orange: SGSW, Quelle: Gemeinde-GIS Arbon)

4.2.3 Bestehende Wärmeverbunde

Die Arbon Energie AG unterhält 4 Nahwärmeverbunde in Arbon und arbeitet mit der Primeo Wärme AG zusammen. Die Verbunde befinden sich südlich der St. Gallerstrasse. Im Betrachtungsgebiet nördlich der St. Gallerstrasse befindet sich der Wärmeverbund NWV Rebenstrasse Nord.



Abbildung 6: Versorgungsgebiet des Wärmeverbund Rebenstrasse Nord (Quelle: Arbon Energie)

4.3 Ungenutzte gewerbliche Abwärme

Angaben zu Abwärmepotenzialen aus Industrie und Gewerbe - jedoch nicht quantifiziert - finden sich auf dem Gemeinde-GIS Arbon. Folgende Betriebe verfügen demnach über grössere Mengen an Abwärme:

- FPT Motorenforschung, vgl. Beschrieb FPT in Kap. 4.5
- Industriehallen Seepark/Wassergasse (Stanzwerk u.a.).
- Mubea / Arbonia

4.4 Heutige Energienachfrage

4.4.1 Wärme

Die Wärmebedarfsdichte wurde aus den GIS-Daten des Kantons Thurgau übernommen (GIS-Datensatz der Wärmebedarfsdichte des Kt. Thurgau, 2021). Diese beinhaltet jedoch die Prozesswärme¹ von Industrie und Gewerbe nicht.

Im Betrachtungsperimeter weist insbesondere die Altstadt und die angrenzenden Stadtgebiete entlang der St. Gallerstrasse eine hohe Wärmebedarfsdichte auf. Auch im Industriegebiet in Frasnacht, welches sich rund 2 km vom Schwimmbad entfernt befindet, ist die Wärmenachfrage hoch.

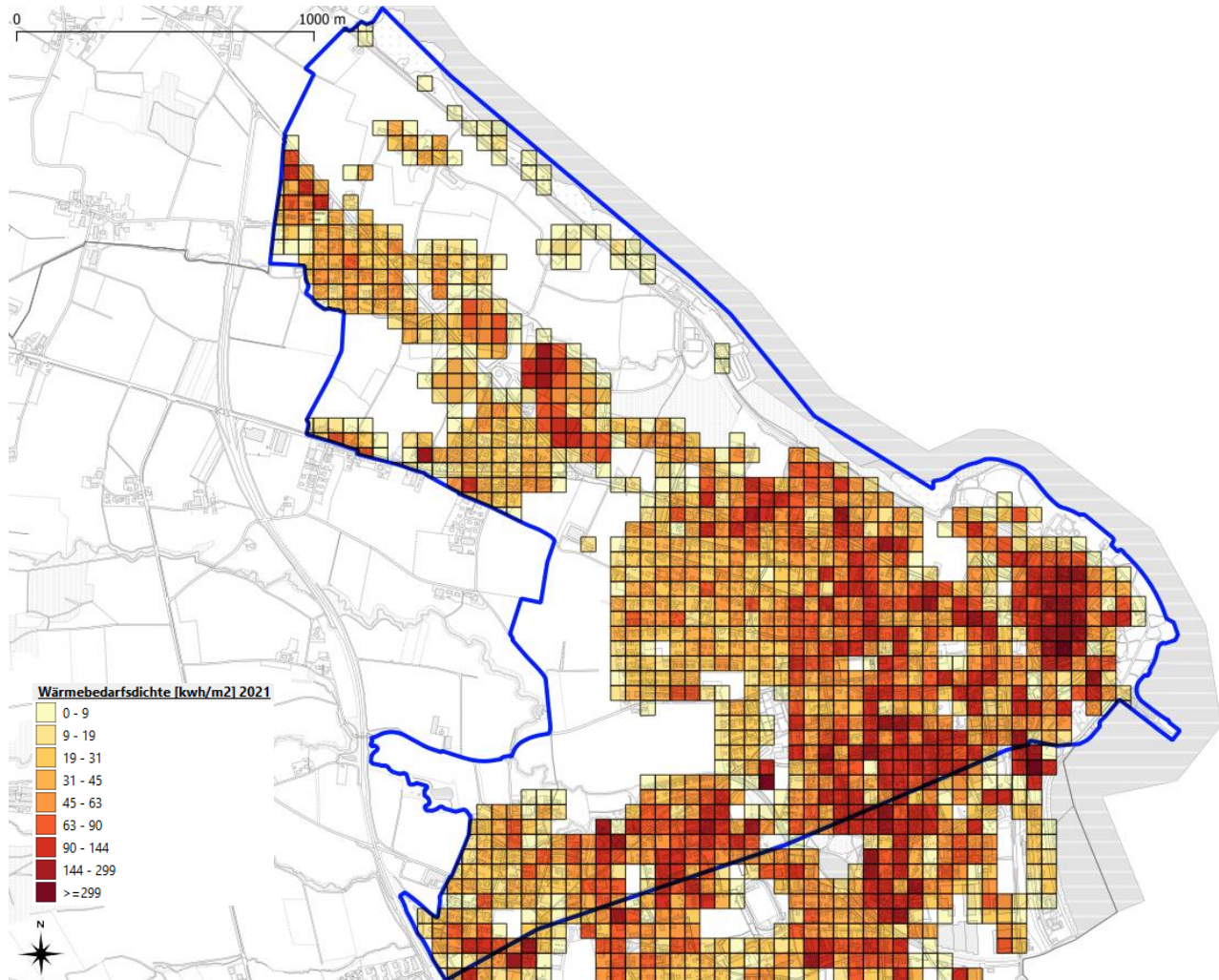


Abbildung 7: Heutige Wärmebedarfsdichte im Perimeter

Im Perimeter sind gemäss GIS Daten rund 1970 Gebäude vorhanden, deren berechnete Wärmenachfrage liegt bei total 126'000 MWh pro Jahr. Vgl. Tabelle 3 in Kap. 5.5.

4.4.2 Kälte

Die Abschätzung des Kältebedarfs beruht auf der Datenbank der schweizerischen Meldestelle für Kälteanlagen und Wärmepumpen (SMKW) mit Zahlen zur Füllmenge von Kältemittel. Mit den vorhandenen Grundlagen ist nur eine grobe Abschätzung des Kältebedarfes möglich. Im Perimeter befinden sich demnach rund 60 Kältebezüger mit Anlagen von mehr als 10 kW Leistung. Diese weisen schätzungsweise einen Kältebedarf von total ca. 5'700 MWh pro Jahr auf.

¹ Oft reicht das Temperaturniveau eines Wärmeverbundes mit 50-85°C nicht aus, um den Bedarf an Prozesswärme zu decken.

4.5 Verbraucher mit hohem Energiebedarf

Über 100 Gebäude im Perimeter weisen eine Wärmenachfrage von über 150'000 kWh pro Jahr auf, resp. einen Leistungsbedarf von ca. 75 kW. Folgend werden einige der grössten Verbraucher näher beschrieben.

4.5.1 In Seenähe

Im Perimeter liegen in Seenähe drei Grossverbraucher, deren zukünftiger Energieverbrauch resp. auch deren Projektvorhaben für die weitere Bearbeitung des Projektes zu berücksichtigen sind:

FPT Motorenforschung AG an der Schlossgasse 2

Die FPT Motorenforschung setzt heute rund 1.5-2 Mio. Liter Diesel für den Forschungsbetrieb ein. Ca. 25-30% des Energieinhalts werden rekuperiert und Strom erzeugt. Abwärme entsteht bei den wassergekühlten Dieselmotoren, Bremsen und Wärmerückgewinnung des Abgases der Dieselmotoren. Von der Abwärme werden 2.5-3 GWh/a als Prozesswärme und zur Deckung des Heizwärmebedarfes verwendet, rund 5 GWh/a gehen über das Kamin und rund 5 GWh/a mit dem Kühlwasser weg. Aus dem Kühl-Abwasser wird heute im Durchschnitt 1 GWh/a im Freibad Arbon zum Beheizen des Bad- und Duschwasserbereich genutzt. Der Rest wird mit normalerweise 20-25°C (max. erlaubte Rücklauftemperatur von 27°C) über eine Abwasserleitung in den See geleitet. Gekühlt wird mit Trinkwasser mit einer Temperatur von 7 bis max. 10°C: 600'000-700'000 Liter werden pro Jahr eingesetzt. Das Temperaturniveau des Abwassers wäre grundsätzlich geeignet für eine Einspeisung in ein Anergienetz, jedoch ist kein konstanter Fluss vorhanden, da nur gekühlt wird, wenn auch Motoren auf dem Prüfstand sind. Vor etlichen Jahren wurde untersucht, ob eine Seewasserkühlung in Frage kommt. Aufgrund des sehr hohen Kühlbedarfes, der Auflagen bez. Rücklauftemperatur von 3°C Überhöhung wären ca. 10-12 Mio. Liter Wasser pro Jahr für die Kühlung nötig gewesen, was sich als nicht machbar darstellte.

Diese Angaben basieren auf Werten aus den vergangenen Jahren. Es ist zu erwarten, dass sich Änderungen ergeben, da FPT zunehmend andere Prüfstände anstelle der bestehenden installieren wird. Der Einfluss auf den Wärmehaushalt kann zurzeit noch nicht abgeschätzt werden.

ZIK Immo AG an der Weitegasse 6

Das ZIK Areal wurde früher mit Schweröl von der FPT Motorenforschung AG beheizt. FPT resp. Iveco ist der grösste Mieter (Büros) auf dem ZIK Areal. ZIK hat bei der Realisierung der neuen Bauten eine Heizzentrale mit Gaskessel und Abwärmenutzung der FPT realisiert. In diesem Zuge wurde eine Nahwärmeleitung erstellt, über welche heute Abwärme aus dem Kühlkreislauf der FPT zur ZIK Heizzentrale gelangt. Die Abwärme mit einem Temperaturniveau von ca. 45°C wird ins Heizsystem gespeist und dort mittels Gasbrenner erhöht. Für das Brauchwarmwasser wird, mittels 9 dezentralen Warmwasserboiler auf dem Areal, die Temperatur bedarfsabhängig auf ca. 65°C angehoben.

Ein neues laufendes Projekt der ZIK Immobilien beinhaltet eine Wärmepumpenanlage, mit der das Temperaturniveau der Abwärme auf 65-70°C angehoben werden soll. Das Projekt umfasst die Installation von Wärmepumpen im Abwärmenetz der FPT. Mit diesen kann der gesamte Wärme-Leistungsbedarf von 0.8 MW zu 70-80 % gedeckt werden. Als Spitzenlastdeckung wird die bestehende Gasheizung verwendet. Mittels neuen PV Anlagen auf den Dächern der ZIK-Gebäude wird ein grosser Anteil des Stroms der Wärmepumpen erneuerbar sein.

Im Rahmen des Projektes soll auch eine Erweiterung der Nahwärme (kalt oder warm) in die nördliche Altstadt vorangetrieben und realisiert werden. Da die Realisierung des Projektes kurz bevorsteht und eine mögliche Seewassernutzung noch einige Jahre bis zur Realisierung brauchen würde, ist momentan eine Kombination / Nutzung von Synergien nicht möglich.

Staudershüser

Da das Areal in ein paar Jahren überbaut werden soll, wurden die aktuellen Energieverbrauchsdaten nicht nachgefragt. Berücksichtigt wird das Areal unter Areale und Neubaugebiete, vgl. Areal «Staudershüser» in Abbildung 9 sowie in Anhang B.

4.5.2 Altstadt

Im Jahr 2021 wurden grössere Energieverbraucher in der Altstadt durch die Abteilung Bau/Umwelt bezüglich deren Interesse an einem Anschluss an einem Energieverbund befragt. Die interessierten potenziellen Abnehmer wiesen einen Wärmeenergieverbrauch von ca. 400 MWh/a auf. Inkl. der Wohnhäuser der Altstadt (ohne Interessensbefragung) läge das Potenzial bei ca. 6'500 MWh/a Wärmenachfrage.

4.5.3 Industriegebiet im Westen von Arbon

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden grössere Energieverbraucher im Industriegebiet zu deren Energieverbrauch und Interesse an einem Anschluss an einem Energieverbund befragt. Dies, um eine Entscheidungsgrundlage für die Systemwahl und Definition des Versorgungsperimeter zu schaffen:

- Arbonia Services AG (vormals AFG)
- Forster
- Bruderer
- Mubea

Von diesen Firmen könnten sich Arbonia und Bruderer vorstellen, in ca. 5-10 Jahren Wärme und Kälte von einem Energieverbund zu beziehen. Die heutige Energienachfrage der beiden Firmen beträgt heute zusammen rund 4'700 MWh/a Wärme und rund 300 MWh/a Kälte.

4.6 Bestehende und geplante Seewassernutzungen

Im Folgenden sind die bestehenden Anlagen und geplanten Vorhaben zur Seewassernutzung beschrieben:

4.6.1 Trinkwasserversorgungen

Auf Stadtgebiet befinden sich 2 Seewasserwerke zur Trinkwassergewinnung. Das Seewasserwerk der Stadt Arbon beim Schwimmbad sowie das Seewasserwerk der Stadtwerke St. Gallen in Frasnacht.

Arbon Energie eruiert in diesem Jahr eine künftige Erneuerung der Seeleitungen. Die allfällig neuen Wasserfassungen kommen voraussichtlich im Raum der alten Leitung zu liegen, falls dies die Geologie erlaubt, ansonsten sind neue Entnahmestandorte möglich. Vgl. Abbildung 8.

4.6.2 Seeparksaal

Der Seeparksaal bezieht Seewasser und nutzt das Wasser mit Hilfe von Wärmepumpen für die Bereitstellung von Raumwärme einerseits, andererseits aber auch zur Kühlung des Saals. Brauchwarmwasser wird mit Hilfe zweier Luftwärmepumpen erzeugt. Die Spitzenlastdeckung erfolgt mit einer Gasheizung.

4.6.3 Seewasseranlage mit Energieverteilnetz Metropol

Die Seewassernutzung «Metropol» wird seit 1999 durch die Genossenschaft Migros Ostschweiz betrieben. Der Verbund wurde in den vergangenen Jahren laufend erweitert. Bei einem bevorstehenden Neubau auf dem Grundstück des aktuellen Hotel Metropol wird die Seewassernutzung an Bedeutung gewinnen. Gemäss Einschätzung der EKT sind die Kapazitäten bezüglich der Wärmenutzung ausgeschöpft. Auch das Restpotenzial für die Kältenutzung dürfte nicht allzu gross sein. Da die Migros die Seewassernutzung verkauft, wird sich mit der Übernahme durch die neuen Eigner² erst noch zeigen, welches die Strategie bezüglich Wärme- und Kältenutzung ist, respektive ob weitere Gebäude mit Wärme und Kälte versorgt werden. Eine Einbindung in eine neue Infrastruktur dürfte sich als schwierig erweisen. Vgl. Abbildung 8.

Seewassernutzungen Arbon	Seewasserwerk Stadt Arbon	Seewasserwerk RWSG	Seeparksaal	Metropol
Inhaber	Arbon Energie	Stadtwerke St. Gallen	Stadt Arbon	Vormals Migros
Ort	Schwimmbad Arbon	Frasnacht	Seepark	Ehem. Hotel Metropol
Nutzung	Trinkwasser	Trinkwasser	Wärme	Wärme / Kälte
Inbetriebnahme Jahr				1999
Zulässige Förderleistung / konz. Entnahmemenge	27'500 l/min	50'000 l/min	767 l/min	4'167 l/min

² Die Eigentumsübertragung wird per 01.07.2022 an die ewz erfolgen

Max. Seewasser pro Jahr / Kontingent max.	4 Mio ³ . m ³ /a	21.9 Mio. m ³ /a	0.15 Mio. m ³ /a	1.5 Mio. m ³ /a
Fassung / Seeleitungen	Auf ca. 40m Tiefe, Wasser mit ca. 4°C	Auf ca. 60m Tiefe	Keine eigene Fassung. Ab Leitung Seewasserwerk Arbon.	Entnahme: auf ca. 60 m Tiefe, 2'000 m Länge Rückgabe: auf 20m Tiefe, 1'250 m Länge
Zentralen / Abnehmer	Trinkwassernetz Arbon	Trinkwassernetz St. Gallen	Seeparksaal (Wärmepumpe)	Technikzentrale Metropol, Energiezentrale Rosengarten EKT, Migros Rosengarten, Rebhaldenhof, Haus am See

Tabelle 2: bestehende Seewassernutzungen in Arbon

4.6.4 Rückgabelleitung der FPT Motorenforschung AG

Wie oben erwähnt wird das Kühl-Abwasser der FPT mit ca. 20-25°C (max. erlaubte Rücklauftemperatur: 27°C) über eine Abwasserleitung in den See geleitet. Vgl. Abbildung 8.

4.6.5 Vorhaben

In Horn-Steinach ist eine Seewassernutzung mit Anergienetz / Wärmeverbund in Planung. Vgl. Abbildung 8.

³ Im Jahr 2020 genutzt: 3'472'024 m³

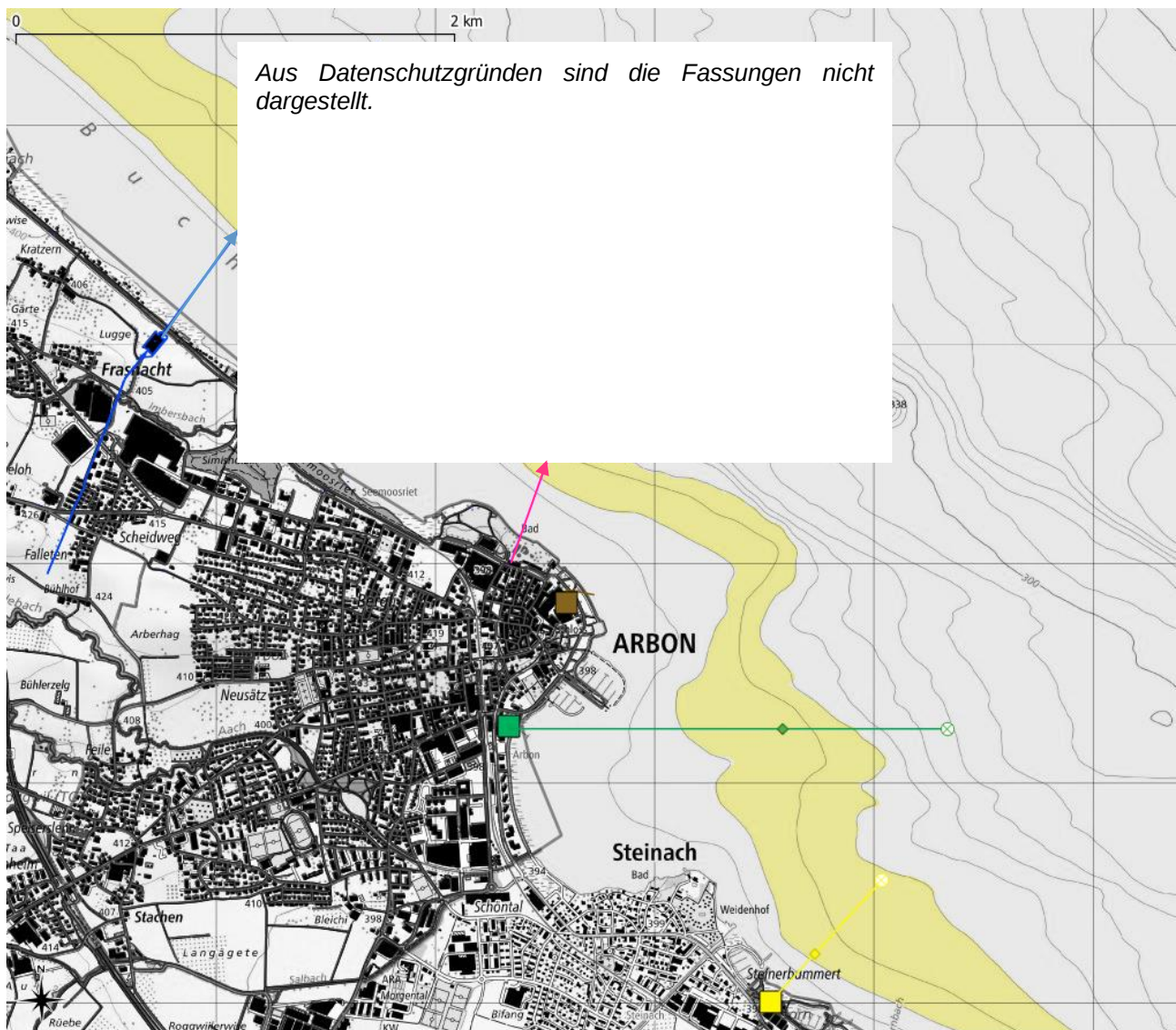


Abbildung 8: Bestehende Seeleitungen (blau: RWSG, magenta: Arbon Energie, grün: Metropol), geplant (gelb: Horn-Steinach), Abwärmeleitung in See der FPT Motorenforschung AG (braun)

5 Technisch-energetische Konzipierung Energieverbund

5.1 Festlegung des Versorgungsperrimeters und der Teilgebiete

Für die Ermittlung des Versorgungsperrimeters des Energieverbundes wurde, im Hinblick auf einen langfristig wirtschaftlichen Betrieb, eine minimale Wärmebedarfsdichte von heute über 450 MWh pro Hektar und Jahr vorausgesetzt. Es ist davon auszugehen, dass der Wärmebedarf für das Heizen infolge Klimawandel und Gebäudesanierungen künftig abnehmen wird. Deshalb darf das Nachfragepotenzial mittel- und langfristig nicht überschätzt werden.

Für die Wahl der Teilgebiete wurde neben der Wärmebedarfsdichte auch die heute vorhandenen Heizsysteme, Strassenzüge sowie die Neubaugebiete berücksichtigt. Die Einteilung in Teilgebiete zeigt der nachfolgende Kartenausschnitt. Dargestellt sind zudem die Wärmebedarfsdichte ab 450 MWh pro Hektar und Jahr sowie die Siedlungsentwicklungsgebiete (blau schraffiert).

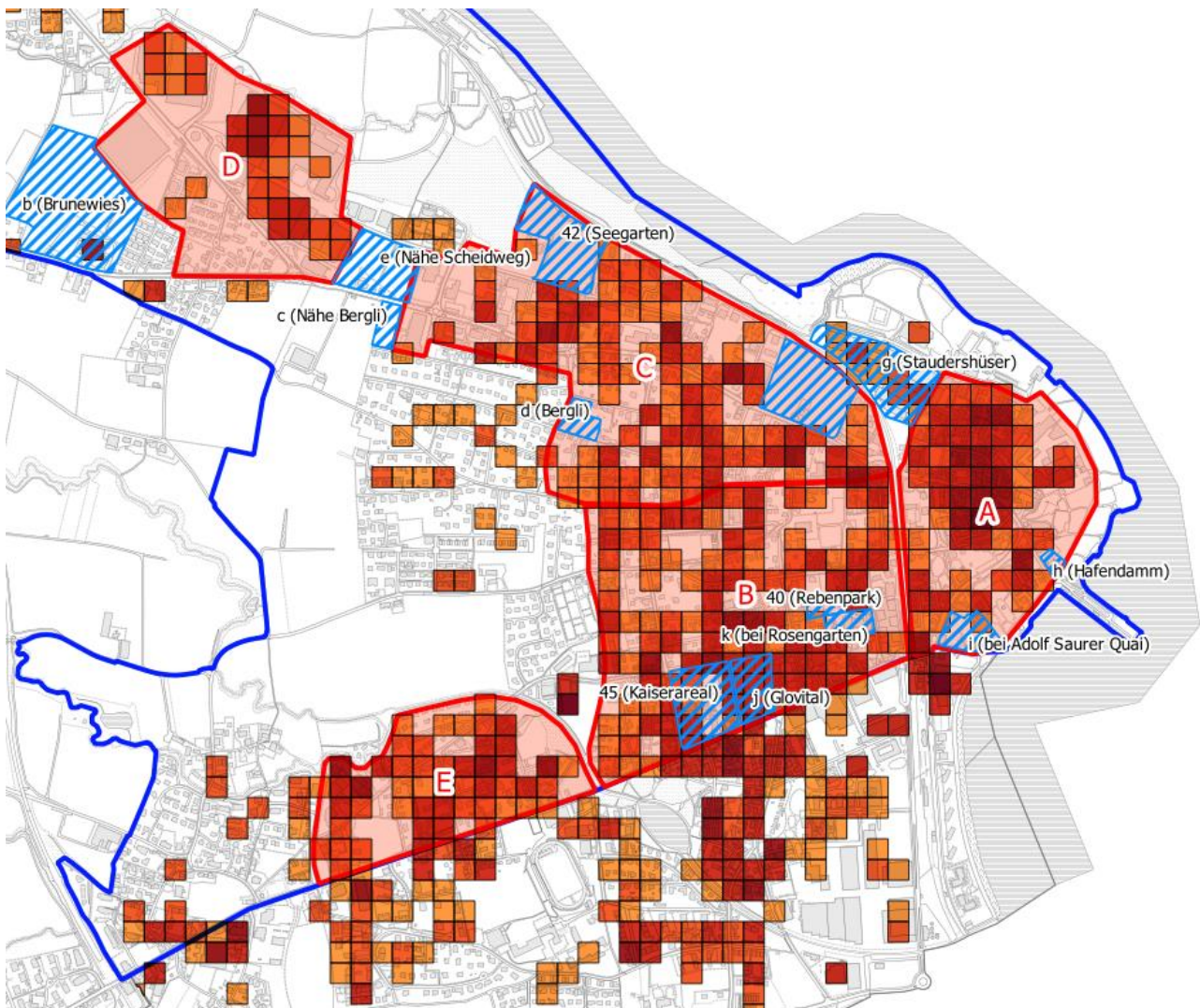


Abbildung 9: Einteilung in Teilgebiete mit Darstellung der Wärmebedarfsdichte über 450 MWh pro Hektar und Jahr im 50x50m Raster (ohne gewerblich-industrielle Prozesswärme) inkl. der Siedlungsentwicklungsgebiete (blau schraffiert)

5.2 Künftige Wärmeenergienachfrage potenzieller Bezüger

Ein Energieverbund hat eine lange Nutzungsdauer. Für die Beurteilung der Machbarkeit ist deshalb weniger die aktuelle, sondern vielmehr die künftig zu erwartende Wärmenachfrage zu berücksichtigen. Diese wird massgeblich durch den Grad der anschliessenden Gebäude im Perimeter, die zukünftigen

Gebäudesanierungen und die klimabedingte Reduktion der Heizgradtage beeinflusst. Ausgehend von der heutigen Situation wurde der künftige Wärmebedarf für das Jahr 2035 der potenziellen Bezüger abgeschätzt. Dieser ist in Kapitel 5.5 in Tabelle 3 dargestellt.

5.2.1 Bestandesbauten

Die künftige Wärmenachfrage potenzieller Bezüger wurde nach der in Anhang C beschriebenen Methodik und Annahmen abgeschätzt. Es wird u.a. die Annahme getroffen, dass das Wärmenetz entlang den grösseren Verbrauchern geführt wird und die Teilgebiete nicht komplett erschlossen werden (vgl. Entwurf Netz in Kap. 5.11.2). Daher wird mit einem tiefen Anschlussgrad von 50-60% gerechnet. Mit der Annahme eines tiefen Anschlussgrades ist mitberücksichtigt, einerseits, dass nicht alle Gebäude mit dem Versorgungsnetz erschlossen werden und andererseits, dass einige potenzielle Bezüger eine andere Versorgungslösung haben werden. Die Berechnungen ergeben einen künftigen Nutzenergiebedarf im Jahr 2035 von rund 28'000 MWh/a.

5.2.2 Siedlungsentwicklungsgebiete: Areale und Neuüberbauungen

Die künftige Wärmenachfrage der Siedlungsentwicklungsgebiete wurde aufgrund von Annahmen zu anrechenbarer Grundstücksfläche, Geschossflächenziffer und Nutzung (Wohnen / Gewerbe) sowie typischer Energiekennzahlen abgeschätzt. Es sind dabei Areale darunter, wo die oben definierte minimale Wärmebedarfsdichte nicht erreicht wird. Diese werden aber trotzdem mitberücksichtigt, da die Anschlussdichte pro Trasseemeter für die Aussage zur Wirtschaftlichkeit aussagekräftiger ist und dies von Netzstruktur und Übergabeort der Energie abhängt. Es wird angenommen, dass die Gebiete bis in ca. 10-15 Jahren an den Energieverbund angeschlossen werden könnten. Es wird mit einem Anschlussgrad an den Energieverbund von 70% gerechnet, da die Hauptleitungen so vorgesehen werden, dass diese Gebiete künftig miterschlossen werden können. Die Einführung einer Anschlusspflicht, könnte zu einem höheren Anschlussgrad verhelfen. Mit dem angenommenen Anschlussgrad resultiert ein künftiger Nutzenergiebedarf im Jahr 2035 von rund 2'600 MWh/a.

5.2.3 Schlüsselkunden / Grossverbraucher

Aus wirtschaftlicher Sicht sind vor allem Kunden mit grossen Bezugsleistungen und Jahresverbräuchen interessant (Schlüsselkunden). Wie in Kapitel 4.5 erwähnt, wurden die grössten Verbraucher im Perimeter befragt. Zwei Firmen im Industriegebiet im Westen von Arbon haben Interesse an einem Anschluss bekundet. Diese werden separat mit den von ihnen angegebenen Verbräuchen unter Grossverbraucher im Teilgebiet D in Tabelle 3 aufgeführt und berücksichtigt. Die FPT Motorenforschung wird wegen Unsicherheit bez. zukünftiger Entwicklung (zunehmend andere Prüfstände) und des hohen Temperaturbedarfes für einen Anschluss nicht berücksichtigt. Auch ZIK Immo wird vorerst aus den in Kap. 4.5.1 genannten Gründen nicht berücksichtigt.

Es ist gut möglich, dass Schlüsselkunden, welche zum heutigen Zeitpunkt kein Interesse bekunden, später doch noch einen Anschluss in Erwägung ziehen werden.

Weitere grössere Verbraucher ab 150'000 kWh/a Energiebedarf (entspricht ca. 75 kW Leistungsbedarf) wie Schloss, Stadthaus, Seeparksaal, Kath. Kirche, Schulhaus Reben etc.) werden nicht einzeln, sondern im Rahmen der Bestandesbauten berücksichtigt. In den Teilgebieten A-E sind über 100 grössere Verbraucher mit einem Energiebedarf von >150'000 kWh/a vorhanden.

5.3 Künftige Kältenachfrage

Die Kältenachfrage nach Klimakälte, Gewerbekälte und Industriekälte liegt heute in Grössenordnung bei ca. 10% der Wärmenachfrage. Künftig wird die Nachfrage nach Klimakälte v.a. aufgrund des Klimawandels steigen. Die gewerbliche und industrielle Kälte ist abhängig von den ansässigen Unternehmen und deren Weiterentwicklung. Eine Prognose des künftigen Bedarfs ist daher schwierig.

Unter Annahme einer künftigen Verdoppelung der Kältenachfrage nach Klimakälte und einem Status Quo bei der gewerblichen und industriellen Kälte und einem Anschlussgrad von 60-70%, könnte die Kältenachfrage im Betrachtungsperimeter künftig ca. 15-20% der Wärmenachfrage betragen.

5.4 Systemwahl: reiner Wärmeverbund oder Kälte-Wärmeverbund

Wie in Kap. 3.5.3 beschrieben, kann der Verbund als reiner Wärmeverbund mit Hochtemperatur oder als kombinierter Wärme-/Kälteverbund mit Niedertemperatur realisiert werden. Für einen kombinierten Wärme- und Kälteverbund müsste gem. Kap. 3.6 ein Kälteanteil von mindestens 30% vorhanden sein. Die Kältenachfrage bleibt auch mit tendenziell künftig höherem Bedarf an Klimakälte und Abnahme der Wärmenachfrage durch Klimawandel und Sanierungen zu gering im Vergleich zur Wärmenachfrage. Mit einem künftigen Anteil von ca. 15-20% der Wärme ist ein kombinierter Wärme-Kälte-Verbund kaum wirtschaftlich. Auch aus der Umfrage im Industriegebiet im Westen von Arbon resultiert aus den Antworten ein geringer Anteil Kältebedarf (unter 10% der Wärme). Hinzu kommt, dass eine Niedertemperatur-Versorgungsleitung in der Kantonsstrasse aufgrund des Platzbedarfes kaum in Frage kommt (die Romanshonerstrasse ist mit Werkleitungen stark belegt, vgl. Kap. 5.11.2).

Ein Niedertemperaturnetz kann auch bei genügend Abwärmeeinfall in einem Gebiet in Frage kommen. Gemäss FPT Motorenforschung gehen heute rund 4 GWh/a an Abwärme mit dem Kühlwasser in den See. Weitere grössere Abwärmequellen sind nicht bekannt und es wurden im Rahmen der Studie keine weiteren Abklärungen mit möglichen Unternehmungen mit Abwärmeeinfall durchgeführt. Gegebenfalls könnte in Seenähe ein Kombiverbund in Frage kommen, falls FPT und weitere Kältebezüger wie Migros etc. eingebunden werden könnten. Für das übrige Gebiet kommt ein Niedertemperaturverbund kaum in Frage. **Aus diesen Gründen steht für die weiteren Abklärungen ein reiner Wärmeverbund im Vordergrund.**

Wir empfehlen jedoch in der nächsten Projektphase zu prüfen, ob eine Kälteleitung zu den grösseren Kälteverbrauchern in Seenähe und die Einspeisung der anfallenden Kühlabwärme in den Wärmepumpenkreislauf des Wärmeverbundes oder ein kleines paralleles Anergienetz in Seenähe realisierbar wäre. Vgl. Synergienutzung in Kap. 5.6.

5.5 Auslegung Wärmeverbund, berücksichtigte Energiebezüger

Gemäss den Ausführungen in Kap. 5.2 mit Darstellung in der untenstehenden Tabelle 3 beträgt der geschätzte **künftige Wärme-Nutzenergiebedarf jährlich rund 33'000 MWh/a**. Diese Wärmeenergiemenge (verkaufbare Wärmemenge) sowie ein Leistungsbedarf von rund 16 MW werden für die Auslegung und Dimensionierung der Anlagen und des Fernwärmenetzes angenommen.

	Anzahl Gebäude	HEUTIGE WÄRMENACHFRAGE (Nutzenergiebedarf in MWh/a)			KÜNTFIGE WÄRMENACHFRAGE 2035 (Nutzenergiebedarf in MWh/a)			
		alle Heizsysteme	alle Heizsysteme Wärmebedarf >50'000 kWh/a	alle Heizsysteme ohne WP, FW Wärmebedarf >50'000 kWh/a	Sanierung/Klimawandel Faktor	Wärmebedarf nach Korr.	Anschlussgrad an WVB	Bezug Nutzenergie
Gesamtperio	1969	126'300	95'700	86'200	0.85	73'300	50%	36'700
1.) Teilgebiete (ohne Areale und Neuüberbauungen, ohne Prozesswärme Gewerbe/Industrie):								
Teilgebiet A*	144		13'600	12'800	0.85	10'900	60%	6'540
Teilgebiet B	220		20'600	18'700	0.85	15'900	50%	8'000
Teilgebiet C	176		20'200	18'300	0.85	15'600	50%	7'800
Teilgebiet D	19		9'400	8'900	0.85	7'600	20%	1'520
Teilgebiet E	81		10'800	10'400	0.85	8'800	50%	4'400
Gesamt Teilgebiete A-E			74'600	69'100		58'800		28'260
*Teilgebiet A ohne FPT und ZIK Immo								
2.) Grossverbraucher im Teilgebiet D (aufgrund Umfrage, inkl. Prozesswärme):								
Bruderer	1	656			0.75	490	50%	250
Arbonia	1	4'000			0.75	3'000	50%	1'500
Gesamt Teilgebiet D						3'490		1'800
3.) Areale und Neuüberbauungen (ohne Prozesswärme Gewerbe/Industrie):								
b	Brunewies					263	0%	0
c	ohne Name, nahe Bergli					219	70%	153
d	Bergli					210	70%	147
e	ohne Name, Nähe Scheidweg an Romanshonerstrasse					86	70%	60
f	Strausswiese					1'708	70%	1'196
g	Staudershäuser					121	70%	85
i	ohne Name, bei Adolf Saurer Quai					494	70%	346
j	Glovital					490	70%	343
k	ohne Name, bei Rosengarten					368	70%	258
Gesamt Areale und Neuüberbauungen								2'600
Geschätzter Wärme-Nutzenergiebedarf künftig ab Energieverbund (1+2+3)								32'700

Tabelle 3: Heutige und künftige Wärmenachfrage potenzieller Bezüger im Betrachtungsgebiet

Ob bei den einzelnen Eigentümern Interesse an einem Anschluss vorhanden ist, wurde im Rahmen dieser Studie nicht ermittelt, jedoch dürften die nach der beschriebenen Methodik eingerechneten Gebäude ein mögliches Interesse für einen Anschluss an einem Wärmeverbund haben.

5.6 Möglichkeiten der Synergienutzung

5.6.1 Abwärmenutzung mit Einspeisung in den Energieverbund

Eine Abwärmenutzung des heute ungenutzten Kühlabwassers der FPT Motorenforschung mit Wärmepumpen und Einspeisung in einen Energieverbund stellt eine vulnerable Option dar, zumindest kurz- und mittelfristig. Die Machbarkeit der Nutzung und Einbindung in den Energieverbund sollte in den nächsten Projektphasen im Detail geprüft werden. Die künftig verfügbare Abwärmemenge ist jedoch ein unsicherer Faktor, im Spezifischen bestehen bezüglich einer vermehrten Nutzung der Abwärme von FPT einige Risiken u.a.:

- Durch die vermehrte Elektrifizierung nimmt der Abwärmeeinfall tendenziell ab.
- Der Abwärmeeinfall ist nicht ganzjährig konstant. Über die Weihnachts- und Sommerferien stehen die Anlagen still und es fällt keine Abwärme an.
- Die Zukunft ist ungewiss. V.a. Grosskonzerne behalten oder wechseln Ihre Standorte aufgrund wirtschaftlicher Kriterien. Eine vertragliche Einigung mit dem Grosskonzern IVECO abzuschliessen, wird als Projektrisiko eingeschätzt (Erfahrung durch Dritte).

5.6.2 Synergien mit dem Projekt der ZIK Immobilien

Eine Nutzung von Synergien ist momentan keine Option, da die Realisierung des Projektes der ZIK Immobilien kurz bevorsteht und eine mögliche Seewassernutzung noch einige Jahre bis zur Realisierung brauchen würde. Wichtig ist, dass bei der weiteren Konzipierung des Energieverbundes künftige Optionen bezüglich Synergien, Zusammenschluss etc. weiter untersucht werden.

5.6.3 Metropol

Möglichkeiten der Synergienutzung mit der Seewassernutzung «Metropol» sind momentan keine ersichtlich und müssten nach der Eigentumsübertragung per Juli 2022 an die ewz eruiert werden. Es ist unklar, ob und wieviel Kälte diese Seewassernutzung an mögliche Bezüger dem Projekt Stadthof (vgl. Kap. 3.3.4) abgeben könnte.

5.6.4 Sanierung Strasse Altstadt

Die Sanierung der alten Kantonsstrasse in der Altstadt⁴ inkl. der Werkleitungen steht mit einem Zeithorizont bis 2027/2028 bevor. Es könnten daher Synergien für den Einbau der Fernwärme-Leitungen bestehen.

5.6.5 Sanierung Kantonsstrasse

Die Kantonsstrasse muss in den nächsten 5 Jahren saniert werden⁵. Es könnten daher auch hier Synergien für den Einbau der Fernwärme-Leitungen bestehen.

5.6.6 Gastransportleitung der SGSW

Wie in Kap. 4.2.2 beschrieben, ergeben sich je nach künftiger Ausgestaltung der Hochdruck-Gastransportleitung Synergien mit der Verlegung von Energieverbund-Rohren.

5.7 Konzept der Seewassernutzung und Wärmeerzeugung

Die thermische Seewassernutzung besteht aus 4 Hauptanlagen resp. Bauvorhaben:

1. Seewasserefassung mit Seiher, Entnahme- und Rückgabelleitung
2. Pumpwerk für die Seewassernutzung
3. Energiezentrale mit Wärmepumpen
4. Fernwärmenetz (Wärmeverteilung bis und mit Hausanschlüssen)

⁴ Abschnitt Hauptstrasse von der Grabenstrasse bis zur Bahnhofstrasse 2/5

⁵ Aktuell in Planung ist der Abschnitt Scheidweg bis Rütikreisel sowie die Bushaltestellen Romanshonerstrasse und Fromattstrasse

Die Dimensionierung der Anlagen erfolgt anhand des geschätzten künftigen Wärme-Nutzenergie- und Leistungsbedarfs der potenziellen Wärmebezüger von jährlich rund 33'000 MWh/a, resp. rund 16 MW (vgl. Kap. 5.5). Das Seewasser wird als Hauptenergieträger eingesetzt. Damit verfügt die Wärmeerzeugung über eine verlässliche und langfristige Energiequelle. Die Nutzung von Abwärme von Industrie und Gewerbe wird im Konzept nicht vorgesehen, da der künftige Abwärmeeinfall und dessen Verfügbarkeit sehr unsichere Faktoren sind.

Das Seewasser wird in ca. 40 m Seetiefe in einem Seier (Fassungskorb) bezogen und durch eine Entnahmeleitung (ungedämmtes Rohr) zum Pumpwerk gefördert. Unter Berücksichtigung von Ablagerungen im Rohr durch die Quagga Muschel und vermindertem Durchfluss wird ein Rohr mit DN 900 (Aussendurchmesser) benötigt, um genügend Umweltwärme zur Verfügung zu haben.

Im Pumpwerk befinden sich die Pumpen zur Förderung des Seewassers, die Filtrierung und die Systemtrennung (Wärmetauscher). Eine Rückgabelleitung führt dem See das abgekühlte⁶ Seewasser zu.

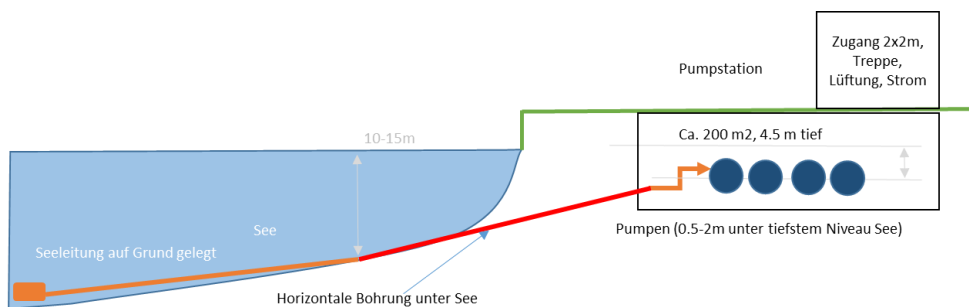


Abbildung 10: Seewasserfassung, Entnahmeleitung und Pumpwerk

Mittels Kaltwasserleitung wird das kalte Wasser zur Energiezentrale geleitet. In der Energiezentrale wird dem Wasser Wärme entzogen, resp. das Temperaturniveau im Verteilnetz auf nutzbare Temperatur für Heizung und Brauchwarmwasser mittels Wärmepumpen erhöht. Im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie wird mit 2 Ammoniak-Wärmepumpen à 4 MW gerechnet. Diese weisen 50% der erforderlichen Leistung auf, was in etwa einer Deckung von 85% des Jahresenergiebedarfs entspricht. Zur Minimierung der Investitionskosten und des Platzbedarfs in der Zentrale wird eine Spitzenlastabdeckung mit Erdgas⁷ und Heizöl (2-Stoff Brenner) vorgesehen. Die Spitzenlastkessel werden so dimensioniert, dass diese ohne Wärmepumpe 50% der Leistung erzeugen können. Wärmepumpen und Heizkessel werden bei hohem Leistungsbedarf (kalten Wintertagen) parallel betrieben. Durch die Wahl von zwei unabhängigen Wärmekreisläufen der Wärmepumpen wird die Redundanz erhöht. Bei Ausfall einer Wärmepumpe stehen immer noch 12 MW mittels einer Wärmepumpe und dem Heizkessel bereit, womit die Versorgungssicherheit zu einem hohen Anteil gewährleistet ist.

Zur Gewährleistung der Wassererwärmung (Brauchwasser) wird im Vorlauf eine Temperatur von 70 bis 75°C benötigt. Die Verluste im Netz werden in der Jahresbilanz auf ca. 10% geschätzt. Die Effizienz der Wärmepumpen ist stark von der notwendigen Vorlauftemperatur abhängig. Es wird empfohlen, für die Warmwassererwärmung zwei bis drei Zeitfenster zu definieren und das Netz dazwischen mit einer Aussentemperaturabhängigen tieferen Vorlauftemperatur zu betreiben. Zur Reduktion der Schaltzyklen der Wärmepumpe wird ein Speicher eingesetzt. Drehzahlgeregelte Umwälzpumpen fördern das Heizwasser durch das Wärmenetz zu den Verbrauchern/Kunden.

Seewassernutzung: Energie- und Leistungszahlen			Bemerkung
Leitungsquerschnitt Seeleitung	mm	900	Nutzbarer Innendurchmesser ca. 750mm (aufgrund mögl. Ablagerungen, insbesondere Quagga-Muschel)
Massenstrom Seewasser	l/s	530	
Heizleistung Umweltwärme	MW	6.3	Mit der verfügbaren Umweltwärme von ca. 6.3 MW könnten mittels Wärmepumpe mit JAZ 3.2 rund 9 MW thermisch (nutzbare Wärmeleistung) erzeugt werden
Wärmepumpen, nutzbare Wärmeleistung	MW	8	Gewählte nutzbare Wärmeleistung aufgrund Nachfrage. 2*4MW, 50% der benötigten Leistung

⁶ mit einer max. Abkühlung von 3 Kelvin

⁷ Mit Erdgas, da die betrachteten Zentralenstandorte im Erdgasversorgungs-Gebiet liegen

Heizkessel, zur Spitzenlastdeckung	MW	8	Gewählte nutzbare Wärmeleistung. 2*4 MW, 50% der benötigten Leistung
Wärmepumpe, Deckung Grundbedarf Wärme	MWh/a	31'200	Ca.85% der Energie mit Wärmepumpe
Heizkessel, Deckung Spitzenlast	MWh/a	5'500	15% der Energie mit Spitzenlastkessel
Strombedarf Wärmepumpe	MWh/a	9'800	Endenergie, Annahme JAZ: 3.2
Erdgasbedarf ⁸	m³/a	611'000	Endenergie, Annahme: Jahresnutzungsgrad = 85%
Total Wärmeenergie	MWh/a	36'700	Energiezentrale
Total Nutzenergie (Kunden)	MWh/a	33'000	

Tabelle 4: Energie- und Leistungszahlen der Seewassernutzung

In der weiteren Projektplanung ist das technische Konzept weitergehend zu untersuchen, v.a. hinsichtlich der folgenden Punkte:

- **Spitzenlastdeckung:** Die Grundkosten für Erdgas können erheblich reduziert werden (Reduktion pro Jahr um 175'000 CHF), wenn statt einem reinen Gasbrenner eine 2-Stoff-Befuerung (mit Öl und einem Ölvorrat von mind. 2 Wochen) eingesetzt wird. Dies wird im Rahmen der Abschätzung der Kosten entsprechend berücksichtigt. Eine reine Öldeckung der Spitzenlast wurde aufgrund der im Gebiet vorhandenen Gaserschliessung nicht weiterverfolgt.
- **Versorgungssicherheit und Redundanz:** Erhöhung der Versorgungssicherheit durch grössere Heizkessel von insgesamt 12 MW Leistung.
- **Analyse Nachfragetemperatur / notwendige Vorlauftemperatur sowie Wärmenachfrage im Sommer:** Dies beeinflusst stark die Auslastung und Effizienz der Wärmepumpen. Die notwendige Vorlauftemperatur sollte grösstenteils mit den Wärmepumpen erreicht werden (Wahl Kältemittel, mehrstufige Verdichtung etc.). Bei zu wenig Wärme- oder zu hoher Temperaturnachfrage läuft der Heizkessel mehr als gewünscht. Dies ist somit entscheidend für den Anteil erneuerbare Energien im Netz.
- **Effizienz / COP:** Analyse des geeigneten Wärmepumpen-Typs (Kältemittel), der Effizienz der Wärmepumpen (Coefficient of Performance COP) sowie der erreichbaren Vorlauftemperaturen.

5.8 Seewasserfassung und -Leitungen

5.8.1 Lage der Leitungen

Unter Berücksichtigung der Vorgaben gemäss Kap. 3.4 werden zwei mögliche Varianten der Entnahme- und Rückgabelleitung vorgeschlagen:

- Variante 1 «separate Leitungsführung»: Entnahmeleitung mit kürzester Distanz zwischen dem vorgesehenen Pumpwerk-Standort und 40 m Seetiefe. Die Rückgabelleitung wird so gelegt, dass der Rückgabepunkt ausserhalb eines Kilometers zur bestehenden Trinkwasser-Entnahme und auf ca. 20-40 m Tiefe zu liegen kommt (vgl. Abbildung 11).
- Variante 2 «parallele Leitungsführung»: Entnahme- und Rückgabelleitung in dieselbe Richtung gelegt, was einfacher ist, da die Geologie schon durch die erste Bohrung bekannt ist. Entnahme- und Rückgabe erfolgen ausserhalb des 1 km Radius um die bestehende Trinkwasser-Entnahme (vgl. Abbildung 12).

Gemäss Abklärungen mit dem Kanton sind diese Vorschläge grundsätzlich möglich. Da der See in der Region Rorschach - Arbon relativ dicht genutzt ist, wurde seitens Kantons empfohlen, in den nächsten Schritten die Situation mit Bodensee-online modellieren zu lassen. Je nach Ergebnissen ist eine weitere Optimierung der

⁸ Zur Vereinfachung wird nur mit Erdgas gerechnet, da Heizöl nur bei Gasengpässen benötigt wird

Leitungslängen möglich resp. damit verbunden eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit des Energieverbundes.

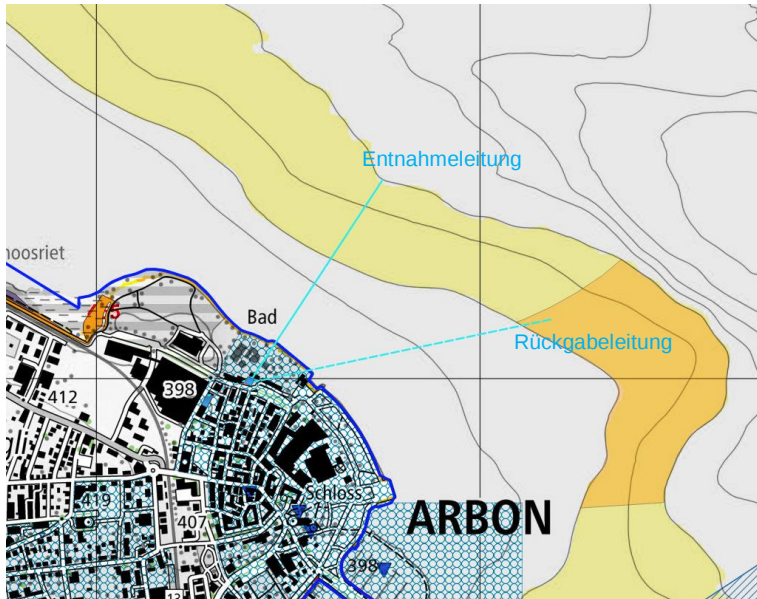


Abbildung 11: Seewasser Entnahme- und Rückgabeleitung Variante 1

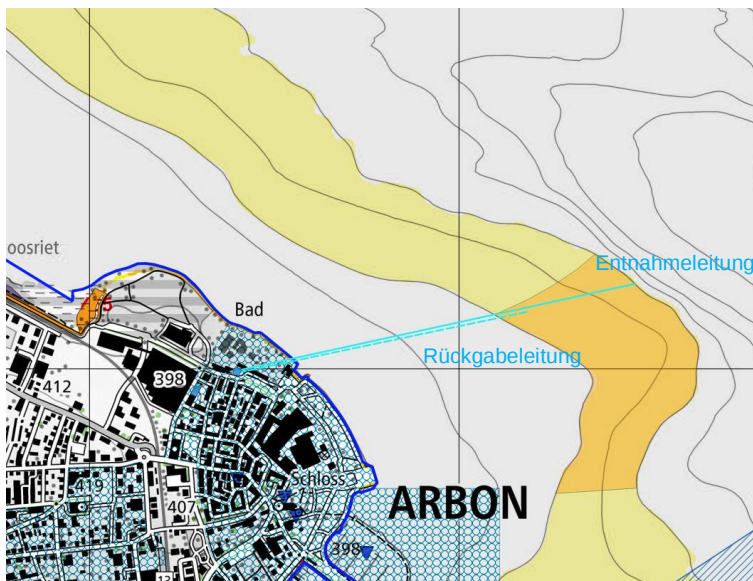


Abbildung 12: Seewasser Entnahme- und Rückgabeleitung Variante 2

5.8.2 Leitungslängen

Folgende Leitungslängen ergeben sich bei einer Entnahme auf 40 m und Rückgabe auf 20-30 m Tiefe:

Seeleitungs-Längen	Variante 1: Separate Führung	Variante 2: Parallele Führung
Entnahmeleitung		
Total Länge (m)	620	1'100
Davon horizontale Bohrung, grabenlos (m) ⁹	380	580
Rückgabeleitung		

⁹ Bohrung bis auf ca.15m Tiefe im See, danach auf Seegrund gelegt

Total Länge (m)	800	800
Davon horizontale Bohrung, grabenlos (m) ¹⁰	580	580

Tabelle 5: Entnahme- und Rückgabelleitungen

5.8.3 Berücksichtigung der Quagga-Muschel Problematik bez. Ablagerung in Leitungen

Aufgrund der Quagga Problematik bezüglich der Ablagerung in Fassung und Leitungen sind technische und organisatorische Massnahmen zur Verminderung der Ansiedlung der Muscheln in den Bauwerken und Rohren wichtig. Der betriebliche Aufwand für die Reinigung des Seiher/Fassungskorb sowie Rohrleitungen ist hoch. Gemäss Auskunft von Arbon Energie muss der Fassungskorb der Trinkwasserfassung alle 2-3 Monate durch Taucher gereinigt werden. In der weiteren Projektierung sind technische Massnahmen sowie der betriebliche Unterhalt (Überwachung, Kontrollen, Wartung) im Detail zu analysieren, u.a.:

- Reinigung/Molchen der Seeleitung innen mit hartem Schaumstoff, benötigt einen Molchschacht
- Neue Technologie zur Reinigung der Seeleitungen mit Launcher (eine Art Bürstenkopf). Spezifische Anforderungen an die Ausgestaltung des Pumpwerkes und des Seiher (Rohreinrichtung/Launching-Station, genügend Seewasser für das Bewegen des Kopfes in der Leitung, genügend grosser Rohrbogen beim Seiher...)
- Ist die Einleitung der Quagga-Muscheln in den See beim Reinigungsvorgang zulässig?
- Periodizität der Reinigung
- Befahren mit Kamera (bis ca. 600m möglich)
- Einsatz von neuen Beschichtungsmaterialien

5.9 Pumpwerk für Seewassernutzung

5.9.1 Gebäude/ Platzbedarf Pumpwerk (Grobauslegung)

Das Pumpwerk wird gem. Kapitel 5.7 auf einen Massenstrom von 530 Liter pro Sekunde konzipiert. Die Hauptanlageteile im Pumpwerk sind 4 Seewasser-Pumpen, die Filtrierung, eine Einrichtung zur Minderung von Druckstössen sowie Netztrennung / Wärmetauscher. Für die Reinigung der Seeleitungen ist ein Molchschacht, besser eine Rohreinrichtung vorzusehen, wo mittels «Launching» die Seeleitungen gereinigt werden können. Für den Reinigungsvorgang muss genügend Seewasser im Idealfall über eine weitere Seeleitung zum Pumpwerk, ggf. über die Entnahme- oder Rückgabelleitung gepumpt werden können. Wie oben beschrieben ist in den weiteren Projektphasen das Reinigungskonzept zu definieren und das Pumpwerk entsprechend zu designen. Der Platzbedarf beträgt für den unterirdischen Teil der Pumpstation ca. 200 m² mit 4.5 m Raumhöhe. Oberirdisch werden für den Zugang inkl. Treppe und Lüftungs- und Stromverteilung ca. 20 m² benötigt. Der Zugang muss ca. 2x2 m gross sein, damit die Pumpen eingebracht werden können. Es ist auch ein Zugang mit einem Bodentor denkbar, welcher kein oberirdisches Bauwerk erfordert.

5.9.2 Standortoptionen Pumpwerk

In Frage für einen Standort des Pumpwerkes kommen grundsätzlich seenahe unbebaute Flächen mit geeigneter Geologie für die Erstellung einer unterirdischen Baute sowie genügend Platzverhältnissen für die Erschliessung, Zufahrt und Platz für die Erstellung der Horizontalbohrung (Bohrzelle ca. 20x30m). Die in Anhang E dargestellten Standortmöglichkeiten wurden in Betracht gezogen und in der Folge auf deren Eignung beurteilt, jedoch ohne Rücksprache mit den privaten Eigentümern:

¹⁰ Bohrung bis auf ca.15m Tiefe im See, danach auf Seegrund gelegt

Beurteilung Standorte Seewasserzentrale	A Staudershüser	B Angrenzend Seewasserwerk Arbon	C Beim Seecub Arbon	D Neben Saurer Garten	E FPT	F Schlosswiese
						
Standort	Parkplatz bei den Industriehallen	In Verlängerung Seewasserwerk, beim heutigen Veloparkplatz (vor dem Schwimmbad)	In der südöstlichen Ecke des Schwimmbades, beim Seecub	Grünstreifen bei Saurer Garten, vor FPT oder bei bestehendem Abwasserpumpwerk/Trafostation	Parkplätze / leere Gebäude auf dem Gelände der FPT	Plattform, Schlosswiese
Zone aktuell	Industriezone	OeB ¹¹	OeB	Erholungs- und Grünzone	Industriezone	Erholungs- und Grünzone
Zone geplant	Arbeitszone Gewerbe	OeBA	OeBA	Touristik- und Freizeitzone	Arbeitszone Industrie	Freihaltezone
Zonenkonformität	zonenkonform	zonenkonform	zonenkonform	nicht zonenkonform ¹²	zonenkonform ¹³	nicht zonenkonform
EigentümerIn	Privat, AFG Immobilien AG	Stadt Arbon / Arbon Energie	Stadt Arbon	Stadt Arbon	Privat, FPT Motorenforschung AG	Stadt Arbon
Verfügbare Fläche / Platzverhältnisse¹⁴, Erschliessung, Zufahrt	Genügend Platz für Pumpwerk und Energiezentrale. Gute Erschliessung / Zufahrt	Genügend Platz für Pumpwerk. Für Bohrzelle knappe Verhältnisse. Gute Erschliessung / Zufahrt	Genügend Platz für Pumpwerk. Gute Erschliessung / Zufahrt	Knapp, nur 17m breiter Streifen. Zufahrt nicht ideal	Genügend Platz für Pumpwerk und Energiezentrale. Zufahrt nicht ideal	Ideal für Bohrzelle und Pumpwerk. Zufahrt nicht ideal
Distanz zum See	280 m	130 m	75 m	70 m	120 m	>15 m (Mindestabstand)
Stromversorgung	Vorhanden, müsste ggf. verstärkt werden.	Vorhanden, müsste ggf. verstärkt werden.	Nicht vorhanden, Erschliessung ab Seewasserwerk Arbon Energie	Bei Trafostation vorhanden	Vorhanden. Müsste ggf. verstärkt werden.	Vorhanden, müsste verstärkt werden.
Ökologie, Risiken und weitere Aspekte	-Kreuzung mit den bestehenden Seeleitungen des Seewasserwerks der Stadt Arbon	-Ev. im Bereich der Aufschüttung (Bauschutt, Abbruchmaterial, Kehricht)	-Im Bereich der Aufschüttung (Bauschutt, Abbruchmaterial, Kehricht)	-Bäume müssten gefällt werden (sowieso nötig) -Im Bereich der Aufschüttung (Bauschutt, Abbruchmaterial, Kehricht) -auch hier Hochwasser-Problematik	-Gestaltungsplan/ Sondernutzungsplan müsste angepasst werden -Interesse an fremder Anlage auf dem Areal ev. eher gering -Internationaler Konzern	-Im Bereich der Aufschüttung (Bauschutt, Abbruchmaterial, Kehricht) -Hochwasser-Problematik (Überflutung)→ Bau kompl. unterirdisch nicht möglich. -Festivalgelände
Bewilligungsfähigkeit, aus Sicht Masterplanung	Möglich	Unterirdischer Bau denkbar	Unterirdischer Bau denkbar	Ggf. unterird. Bau möglich	Möglich	Nicht gegeben

¹¹ Zone für öffentliche Bauten und Anlagen

¹² ev. mit Standortgebundenheit möglich

¹³ entspricht jedoch nicht dem Gestaltungsplan, heute interne Verkehrsfläche, kein Baufeld

¹⁴ Platz Bohrzelle ca.20x30m, Platz für Pumpwerk

Beurteilung Standorte Seewasserzentrale	A Staudershüser	B Angrenzend Seewasserwerk Arbon	C Beim Seecub Arbon	D Neben Saurer Garten	E FPT	F Schlosswiese
Beurteilung Eignung	Mässig geeignet	Gut geeignet	Gut geeignet	Ggf. mässig geeignet	geeignet	ungeeignet

Tabelle 6: Grob-Beurteilung mögliche Standorte für das Pumpwerk

5.9.3 Wahl Standort Seewasserzentrale für die weitere Planung

Aus Sicht der Stadtentwicklung käme auf öffentlichem Grund der Standort beim bestehenden Seewasserwerk am ehesten in Frage. Ansonsten müsste ein Standort in der nahen Gewerbezone auf privatem Grund gefunden werden. Das bestehende Seewasserwerk liegt bereits heute in der Zone für öffentliche Bauten und Anlagen, woran sich auch nach der Ortsplanungsrevision, welche voraussichtlich 2023/2024 abgeschlossen sein wird, nichts ändern soll. Im aktuell rechtskräftigen Baureglement der Stadt Arbon heisst es unter Art 13: Die Zone für öffentliche Bauten und Anlagen ist bestimmt für Bauten und Anlagen der öffentlichen Hand oder von Trägerschaften, die Aufgaben im öffentlichen Interesse wahrnehmen. Sie dürfen höchstens mässig stören. Gemäss dem neuen Baureglement wäre unter Art. 11 folgendes vorgesehen: Zonen für öffentliche Bauten und Anlagen OeBA umfassen Gebiete, die für die Erstellung von öffentlichen oder öffentlichen Interessen dienenden Bauten und Anlagen bestimmt sind. Somit kann ein Standort in der OeBA als zonenkonform beurteilt werden.

Aufgrund der Standortbeurteilung empfehlen wir folgende Standorte mit folgenden Prioritäten weiter zu verfolgen:

- Priorität 1: Standort B
- Priorität 2: Standort C
- Priorität 3: Standorte E und A

Die Vorteile von Standort B beim Schwimmbad sind:

- Bildet Einheit mit dem bestehenden Seewasserwerk
- Ist zonenkonform, liegt in der Zone für öffentliche Bauten und Anlagen (OeBA)
- Eigentümer ist die Stadt
- Erschliessung gut (Zufahrt und Stromerschliessung)

Als möglicher Standort für das Pumpwerk wird Standort B prioritär weiterverfolgt und in der Investitionskostenrechnung in Kapitel 6 berücksichtigt. In der weiteren Projektphase ist die Standortfrage zu vertiefen (Platzverhältnisse, u.a. Platz für Bohrzelle, Erschliessung ab Trafostation, Rohrleitungsführungen etc.). Nachteilig ist der Baugrund vorne am See. Da aufgrund der Altlastenaufschüttung mit Bauschutt / Altlasten gerechnet werden muss und sich vermutlich stehendes Wasser in einigen Metern Tiefe befindet, ist mit erschwerten Bedingungen für das unterirdische Bauvorhaben zu rechnen. Es wird empfohlen ein geologisches Gutachten machen zu lassen, um die notwendigen Massnahmen planen zu können (betr. Baugrube, Abpumpen von eintretendem Wasser, Entsorgung Material, Bauweise des unterirdischen Teils etc.).

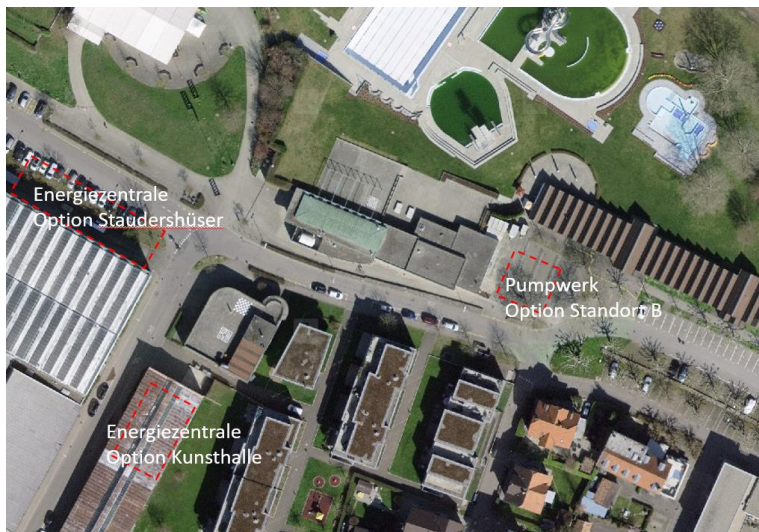


Abbildung 13: Standortwahl Pumpwerk und Standortoptionen für Energiezentrale

5.10 Energiezentrale

5.10.1 Gebäude/ Platzbedarf Energiezentrale

Wie in Kapitel 5.7 beschrieben, wird die Anlage mit Wärmepumpen und Spitzenlastkesseln konzipiert. In der Energiezentrale müssen 2 Wärmepumpen mit je 4 MW, 2 Spitzenlastkessel mit je 4 MW, Speicher, Heizungsverteilung mit Gruppenpumpen, Elektroverteilung und Steuerung, Gasleitungen und Anschluss etc. Platz finden. Zudem wird Platz für Lüftungs- und Elektro/MSR-Anlagen sowie Wartung und Unterhalt benötigt.

Der Flächenbedarf variiert stark je nach Kühlmittel der Wärmepumpen. Es wird von einem Raumbedarf von total ca. 450-500 m² Grundfläche und 4-5m Raumhöhe ausgegangen (Grobauslegung mit Ammoniak-Wärmepumpen).

5.10.2 Standortoptionen Energiezentrale

In Frage für einen Standort der Energiezentrale kommen grundsätzlich bestehende Zentralen, Lagerhallen, Industrie- und Gewerbebauten oder auch unterirdische Bauten wie Einstellhallen sowie geeignete unbebaute Flächen. Aus wirtschaftlichen Gründen ist der Einbau der Energiezentrale in bestehende Bauten oder ein oberirdischer Neubau anzustreben. Der Standort sollte möglichst nahe beim Pumpwerk liegen, aufgrund der grossen Leitungsquerschnitte der Verbindungsleitung zwischen Pumpwerk und Energiezentrale. In der Nähe des Pumpwerkes wurden folgende Standortmöglichkeiten für die Energiezentrale in Betracht gezogen (vgl. Abbildung 13) und in der Folge auf deren Eignung beurteilt, jedoch ohne Rücksprache mit den privaten Eigentümern:

Beurteilung Standorte Energiezentrale	Staudershüser	Kunsthalle
Standort	Im Bereich der heutigen Hallen	In einem Teil der Kunsthalle
Zone aktuell	Gewerbezone	Altstadtzone
Zone geplant	Gewerbe/Wohnzone	Altstadtzone
Zonenkonformität	zonenkonform	zonenkonform
EigentümerIn	Privat, AFG	Stadt Arbon
Verfügbare Fläche¹⁵ / Platzverhältnisse	Erst im Rahmen der Gesamtüberbauung realistisch	Die Kunsthalle muss grundsätzlich saniert werden. Im UG sind die Platzverhältnisse knapp (Fläche und Raumhöhe). Der Zentralenraum müsste daher eher oberirdisch sein.

¹⁵ Annahme Platzbedarf von 450-500 m²

Beurteilung Standorte Energiezentrale	Staudershüser	Kunsthalle
Erschliessung Strom und Gas, Zufahrt	Nicht mit Erdgas erschlossen (heute Heizöl). Für Heizkessel mit Gas müsste eine neue Gaszuleitung erstellt werden. Stromerschliessung mit Arbon Energie zu klären	Im Gas-Versorgungsgebiet der SGSW Stromerschliessung mit Arbon Energie zu klären
Distanz zum Pumpwerk	>120 m (je nach Lage im Areal)	100 m (Luftlinie)
Kaltwasser-Rohrleitung Pumpwerk-Energiezentrale	In der Wassergasse ist die Verlegung nicht möglich aufgrund der vielen Werkleitungen, daher muss die Rohrleitungsverbindung mittels Bohrung erstellt werden können.	In der Wassergasse ist die Verlegung nicht möglich aufgrund der vielen Werkleitungen, daher muss die Rohrleitungsverbindung mittels Bohrung erstellt werden können.
Ökologie, Baugrund, Risiken und weitere Aspekte	- Lärm - Brandschutz - Kamin für Heizkessel Gas/Öl	- Lärm - Brandschutz - Kamin für Heizkessel Gas/Öl
Bewilligungsfähigkeit, aus Sicht Masterplanung	Möglich	Möglich
Beurteilung Eignung	Gut geeignet	Gut geeignet

Tabelle 7: Grob-Beurteilung möglicher Standorte für die Energiezentrale

5.10.3 Wahl Standort Energiezentrale für die weitere Planung

Als möglicher Standort für die Energiezentrale wird der Standort in der Kunsthalle im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnung betrachtet. Die Vorteile dieses Standortes sind:

- Integration in bestehende Baute ist grundsätzlich möglich
- Ist zonenkonform, liegt in der Altstadtzone
- Eigentümer ist die Stadt
- Die Erschliessung ist gut (Zufahrt und Gaserschliessung)

Der Einbau der Energiezentrale in die bestehende Kunsthalle müsste im Rahmen eines Gesamtanierungskonzeptes geplant werden. Die Machbarkeit (Bauliche Integration, Sicherheit, Lärm, Brandschutz, Stromerschliessung) ist im Detail in der weiteren Projektentwicklung zu prüfen. Aus Umwelt- und Sicherheitsgründen (Brandschutz, Lärm) wäre ein freistehender Neubau dem Einbau in ein bestehendes Gebäude vorzuziehen.

5.11 Fernwärmenetz

5.11.1 Leitungsnetz

Die Wärmeversorgung der Verbraucher erfolgt mit Warmwasser von ca. 75°C. Netzpumpen in der Energiezentrale fördern das Wasser durch gedämmte Wärmerohrleitungen bis zu den Übergabestationen in den Technikräumen der Bezüger.

5.11.2 Entwurf Leitungsführung: Haupt- und Zweigleitungen

Basierend auf den ausgewählten Versorgungsgebieten und Schlüsselkunden wurde ein Vorschlag des Versorgungsnetzes mit Haupt- und Zweigleitungen erarbeitet. Das Versorgungsnetz ist so vorgesehen, dass der Grossteil der potenziellen Bezüger (>50'000 kWh) angeschlossen werden können. Ein Entwurf des möglichen Wärmenetzes ist im Plan in Abbildung 14 dargestellt.

Beim Entwurf der Leitungsführung wurde wie folgt vorgegangen:

- Die Hauptleitung wird entlang der grossen Verbraucher (Schlüsselkunden) gelegt
- Die in Tabelle 3 aufgeführten Areale und Neubaugebiete (c-k) liegen an der Hauptleitung

- Zweigleitungen werden so gelegt, dass grob geschätzt über ¾ der Gebäude mit einem heutigen Bedarf von über 50'000 kWh/a mittels Hausanschlussleitungen von unter 20m erschlossen werden können
- Gebiete, wo heute primär Wärmepumpen vorhanden sind, werden nicht erschlossen
- Potenzielle Synergien mit der Strassensanierungen in der Altstadt und der Kantonstrasse (vgl. Kapitel 5.6.4 und 5.6.5) können genutzt werden
- In Teilgebiet D werden die Leitungen nicht in der Seestrasse vorgesehen, da diese soeben saniert wurde

Die Romanshornerstrasse ist stark belegt mit Werkleitungen¹⁶. Es muss noch im Detail geprüft werden, ob die Verlegung von Fernwärmerohren auf der ganzen Strecke realisierbar ist (ggf. mit Spülbohrungen).

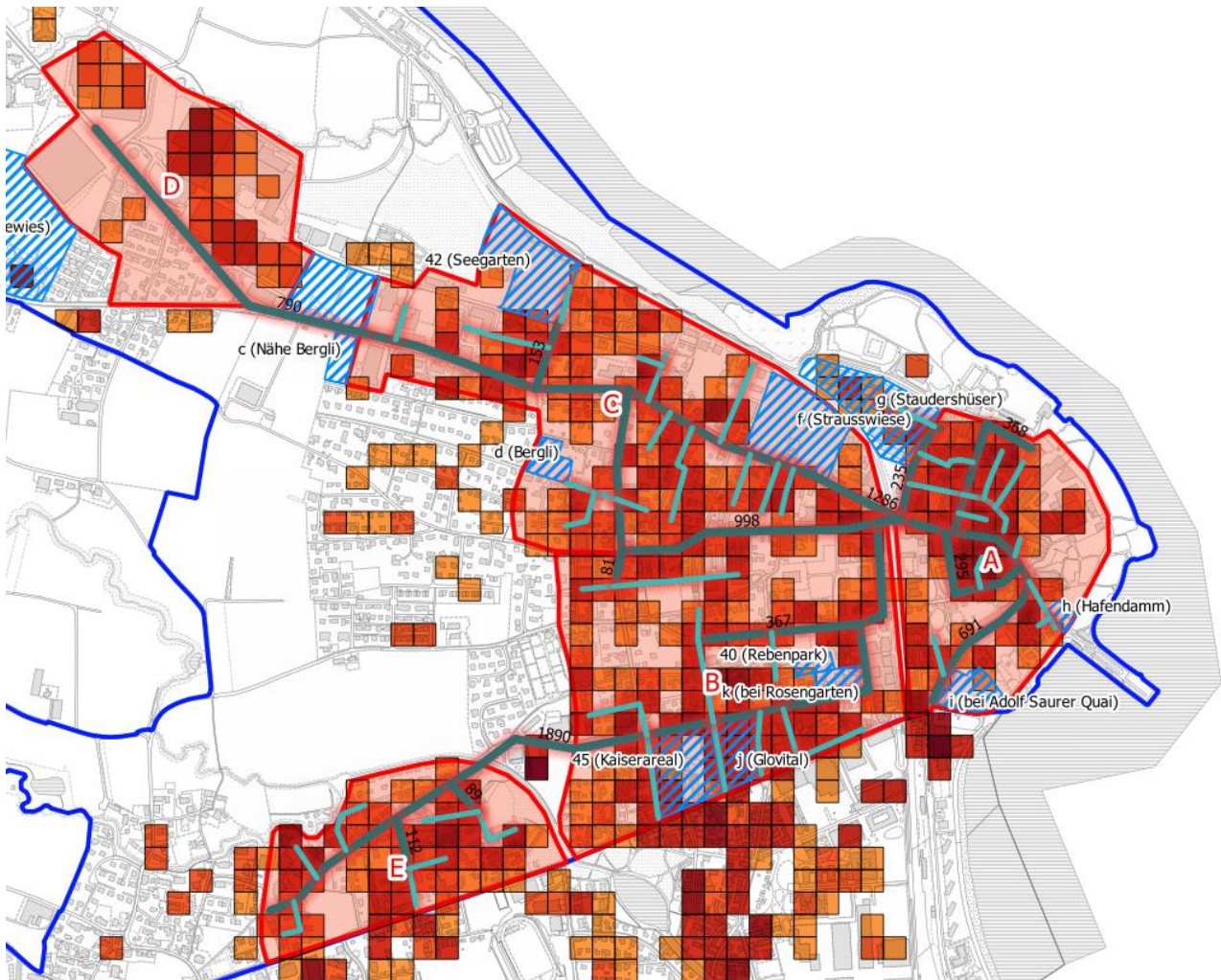


Abbildung 14: Entwurf Fernwärmenetz (Hauptleitungen: türkis, Zweigleitungen: mint)

Die Längen des skizzierten Netzes betragen wie folgt (gerundet):

- Hauptleitungen / Stammleitungen: 7'300 m
- Zweigleitungen: 5'200 m

Im Rahmen der Berechnung der Investitionen wird angenommen, dass bei den Hauptleitungen auf einer Länge von rund 1.8 km ein Kostenteiler infolge der Sanierung der Hauptstrasse in der Altstadt (ca. 340m) und der Romanshornerstrasse (Kreisel Berglistrasse bis Kreisel Scheidweg: 1500m) möglich ist.

¹⁶ Verbandskanal 1'100-1'300, Gemeindekanal 400/500, Transportleitung Wasser 300, Liegenschaftsentwässerung

5.11.3 Hausanschlussleitungen

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie wird bezüglich der Hausanschlussleitung eine typische Situation gewählt. Für den Gebäudeanschluss ab Zweigleitung bis zum Gebäudeeintritt werden im Durchschnitt 20m angenommen. Für die gebäudeinternen Anschlussleitungen bis zur Wärmeübergabestation (Kellerleitungen) werden pro Gebäude 15m angenommen. Berücksichtigt werden rund 300 Verbraucher-Anschlüsse. Da mit den Gebäudeeigentümern keine Interessensabklärungen erfolgten, wurde die Anzahl Anschlüsse anhand der Annahmen in Kap. 5.5 (potenzielle Bezüger, Anschlussgrade pro Teilgebiet) berechnet. Die Festlegung der einzelnen Hausanschlussleitungen erfolgt in einer späteren Projektphase.

Die Längen der Hausanschlussleitungen sind daher wie folgt (gerundet):

- Hausanschlussleitungen bis Gebäudeeintritt: 6'000 m
- Gebäudeinterne Anschlussleitungen (Kellerleitungen): 4'500 m

6 Wirtschaftlichkeit Seewasser Wärmeverbund

6.1 Ausgangslage

Anhand der vorliegenden Grundlagen gemäss Kap. 5 werden für den konzipierten Seewasser-Energieverbund die Investitionskosten sowie Betriebs- und Unterhaltskosten und die Wärmegestehungskosten ermittelt.

Die Kosten wurden aufgrund von Erfahrungswerten von realisierten und in Planung stehenden Seewasser-Projekten und diversen Wärmeverbunden sowie der Abschätzung von Bau- und Anlage- sowie Entsorgungskosten durch unsere Energie-, Bau- und Umweltingenieure mit einer Genauigkeit von +/-30% abgeschätzt. Die Kostenschätzung der Seeleitungen erfolgte in Zusammenarbeit mit der Firma Schenk AG in Heldswil. Die wichtigsten Annahmen und Grundlagen zur Kostenschätzung sowie die Resultate werden in den folgenden Kapiteln zusammengefasst und präsentiert.

6.2 Investitionskosten

Der Berechnung der Investitionskosten liegen die folgenden Annahmen zu Grunde (Vgl. auch Beschreibung des Energieverbundes in Kapitel 5):

- **Ermittlung sämtliche Kosten:** von der Fassung des Seewassers bis zur Wärme-Übergabestation in den Gebäuden.
- **Seeleitung:** Horizontale Bohrung (grabenlos) bis ca. 15 m Tiefe im See, Entnahmeleitung 620 m lang, Rückgabelleitung 800 m lang. Davon gebohrt total: 960 m.
- **Pumpwerk:** Ausgelegt auf rund 500 Liter pro Sekunde. Unterirdisches Gebäude, Abmessungen ca. 15x15x4.5m. Aufwand infolge schwierigen Baugrunds mit Altlasten und Grundwasser berücksichtigt.
- **Energiezentrale:** Oberirdisches Gebäude, entweder Einbau in bestehendes Gebäude oder kompletter Neubau (Annahme etwa gleicher Baukosten v.a. infolge Brand- und Lärmschutzmassnahmen). Flächenbedarf ca. 450-500 m².
- **Wärmepumpen:** 2 Ammoniak-Wärmepumpen à 4 MW. Effizienzkoeffizient COP: 3.2.
- **Spitzenlastkessel:** 2 Heizkessel à 4 MW mit 2-Stoff Brenner für Gas und Öl.
- **Wärmebezug:** Rund 300 Bezügeranschlüsse mit rund 33'000 MWh jährlichem Wärmebezug.
- **Anschlusspauschale:** Einmalig durch die Bezüger zu bezahlende Anschlusspauschale von durchschnittlich 25'000 CHF.
- **Investitionsbeiträge Kanton:** Fördergelder im Rahmen von 6.3 Mio. CHF, vgl. Kap. 6.3.
- **Fernwärmenetz:** Rund 16'800 Trasseemeter (Trm), Rohre aus Stahl.
- **Honorare:** Honorare Tiefbau / Bauingenieur, HLK/Wärmezentrale, Elektro, MSR- und Sicherheitsanlagen, Gesamtleitung und Diverse ca. 12% der Investitionskosten.
- **Reserve/Unvorhergesehenes:** 15% bei Pumpwerk und Energiezentrale, 5% bei Seeleitungen und Fernwärmenetz. Im Total 3.3 Mio. CHF.

Die Investitionskosten des Seewasser-Energieverbundes werden auf total rund CHF 51 Mio. geschätzt. Die grössten Kosten entfallen mit rund 65% der Gesamtinvestitionen auf den Bau des Fernwärmenetzes bis und mit der Übergabestation bei den Bezügern. Ein Viertel der Kosten entfallen auf die Energiezentrale mit den Wärmepumpen. Über 40% der Kosten der Energiezentrale liegen bei der Wärmeerzeugung (Wärmepumpen und Spitzenlastkessel). Seewasserleitung und Pumpwerk liegen bei 8%, resp. 6% an der Gesamtinvestition.

Werden die zu erwartenden Kostenreduktionen aufgrund der Synergien mit den Strassensanierungsvorhaben, Investitionsbeiträgen vom Kanton und die einmalige Anschlusspauschale der Bezüger von den Gesamtinvestitionskosten abgezogen, so betragen die Netto-Investitionen rund 36 Mio. CHF.

Die Investitionskosten für Seewasserleitungen, Pumpwerk, Energiezentrale und Fernwärmenetz teilen sich wie folgt auf:

INVESTITIONSKOSTEN	kCHF
Seewasserleitungen	3'900
Pumpwerk	3'000
Energiezentrale	12'400
Fernwärmenetz	32'000
Investitionen Brutto	51'200
Beiträge Dritte:	
Berücksichtigung Kostenteiler Sanierung Strassen, Abzug	900
Investitionsbeiträge Kanton (à fond perdu), vgl. Förderprogramme in Kap. 6.3	6'300
Einmalige Anschlusspauschale Bezüger	7'600
Investitionen Netto	36'400

Tabelle 8: Schätzung der Investitionskosten

6.3 Förderprogramme

Gemäss Förderprogramm Energie 2022 des Kantons Thurgau werden Wärmepumpen-Anlagen mit Wärmenetz und einer thermischen Nennleistung ab 200 kW_{th} über die Massnahme Wärmenetzprojekte gefördert. Folgende Tabelle zeigt die Ausgestaltung des Förderprogramm für Wärmenetzprojekte sowie die Berechnung des theoretischen Förderbetrages für das vorliegende Projekt:

Förderung von:	Fördersatz	Berechnung theoretischer Förderbetrag
Neubau/Erweiterung von Wärmeerzeugungsanlagen mit Wärmenetz ¹⁷	200.- pro MWh/a ¹⁸	150 CHF/MWh+a * 30'000 MWh/a = 4.5 Mio. CHF
Neubau/Erweiterung von Wärmenetzen ¹⁹	50.- pro MWh/a	0 CHF. Förderung erst bei Erweiterung des Netzes.
Zusatzbeitrag See- und Flusswasserfassungen ²⁰	100.- pro MWh/a	100 CHF/MWh+a * 30'000 MWh/a = 3 Mio. CHF, Deckelung bei max. 50% der Investitionen der Seeleitungen von 3.6 Mio. CHF= 1.8 Mio. CHF
Total		6.3 Mio. CHF

Tabelle 9: Theoretischer Förderbeitrag Kanton Thurgau

Der theoretische Förderbeitrag mit den Fördersatz 2022 würde schätzungsweise 6.3 Mio. CHF betragen und wird als einmaliger Beitrag negativ in den Investitionskosten berücksichtigt. Es wurde dabei angenommen, dass die zusätzlich an Gebäude gelieferte Wärme aus erneuerbaren Energien oder Abwärme, resp. Ersatz von fossiler Energie rund 30'000 MWh pro Jahr beträgt. Ein Förderversprechen gibt der Kanton jedoch erst bei Gesuchseinreichung ab. Die Förderung wird aufgrund der vorliegenden Projektunterlagen (Offerten müssen vorliegen) individuell beurteilt. In den kommenden Jahren können die Fördersätze wieder ändern.

¹⁷ Gegenüber dem Zustand vor dem Neubau bzw. der Erweiterung der Wärmeerzeugungsanlage zusätzlich an Bauten gelieferte Wärme (netto, exkl. Netzverluste) aus erneuerbaren Energien oder Abwärme.

¹⁸ Ab 2000 MWh: Bei allen darüber liegenden MWh wird der Beitrag um 25 % reduziert

¹⁹ Gegenüber dem Zustand vor dem Neubau bzw. der Erweiterung des Wärmenetzes zusätzlich an Bauten gelieferte Wärme (netto, exkl. Netzverluste) aus erneuerbaren Energien oder Abwärme.

²⁰ Der Zusatzbeitrag beträgt maximal 50 Prozent der Kosten der See- bzw. Flusswasserfassung (Kosten der Leitung Entnahmestelle bis Zentrale)

Als Alternative zur kantonalen Förderung könnten im Rahmen des Programmes Wärmeverbunde von KliK Emissionsreduktionszertifikate generiert und jährliche Einnahmen aus deren Verkauf erzielt werden. Ob die Förderbedingungen erfüllt werden, müsste in der nächsten Projektphase mit KliK abgeklärt werden.

6.4 Betriebs- und Unterhaltskosten

Der Berechnung der Betriebs- und Unterhaltskosten liegen folgende Annahmen zu Grunde.

- **Konzessionen und Baurechtszins:** Festgelegte Konzessionen Nutzung Seewasser und Konzessionsabgaben für die Beanspruchung des öffentlichen Raums (Strassen), Baurechtszins.
- **Kosten Gas²¹:** Grundpreis (2-Stoff-Brenner): 0.38 CHF/kW*Mt., Arbeitspreis bei 5% Biogasanteil: 0.157 CHF/kWh. 3% Rabatt.
- **Kosten Strom:** Stromtarife für Industriekunden. Grundpreis: 600 CHF/a, Leistungspreis: 110 CHF/kW*a, Arbeitspreis: 0.15 CHF/kWh.
- **Wartungs- und Unterhaltskosten:** Unterhaltskosten und Wartung Seeleitungen (inkl. Reinigung Quagga-Muschel), Pumpwerk, Energiezentrale und Fernwärmenetz. Annahmen 0.5-1.5% der Investitionen je nach Anlageteil. Ausnahme sind Pumpen, Wärmeerzeugung sowie Lüftungsinstallationen und Sicherheitsanlagen mit höheren Anteilen.
- **Anlagebetreuung/-Betrieb, Verwaltungsaufwand:** Anlagebetreuung/Betrieb, Aufwand für Budget, Rechnungsführung, Inkasso, Kommunikation, Organisation, Leitung, Sitzungen, Infrastrukturkosten, Büro/EDV/Material.
- **Versicherungen:** Haftpflicht, Sachversicherung, 0.5% der Investitionen in die Technik.

Die jährlichen Betriebs- und Unterhaltskosten der Anlage werden auf rund 3.4 Mio. CHF geschätzt (vgl. Tabelle 11). Rund 80% (2.8 Mio. CHF) der Betriebskosten werden für den Energiebezug (Gas und Strom) aufgewendet. Rund 10% entfällt auf Wartung und Unterhalt der Anlagen. Mit Abstand die höchsten Unterhaltskosten liegen bei den Wärmepumpen.

BETRIEBS- UND UNTERHALTSKOSTEN	kCHF/a
Betriebskosten jährlich	
Konzessionen und Baurecht	122
Energiekosten	2'826
Wartungs- und Unterhaltskosten	341
Anlagebetreuung/-Betrieb, Verwaltungsaufwand und Versicherungen	158
Total Betriebs- und Unterhaltskosten	3'447

Tabelle 10: Schätzung der Betriebs- und Unterhaltskosten

6.5 Kapitalkosten

Die jährlichen Kapitalkosten bestehen aus Abschreibung und Verzinsung. Diese werden auf das investierte Kapital (Brutto-Investitionen) gemäss Tabelle 8 berechnet. Folgende Annahmen wurden getroffen:

- **Zinssatz:** Durchschnittliche Verzinsung des investierten Kapitals mit 3%.
- **Abschreibung:** Abschreibung Technik (Wärmepumpen, Heizkessel, Pumpen, Übergabestationen, Messung, Elektro, MSR, Gebäudetechnik): 15 Jahre. Abschreibung Infrastruktur und Honorare (Baukosten, Gebäudeteile, Fernwärmenetz): 40 Jahre. Anteil Investitionen Technik 20%.

²¹ Zur Vereinfachung wird mit den Gaskosten gerechnet, obwohl mit dem 2-Stoff-Brenner auch Heizöl zum Einsatz kommen würde.

Die jährlichen Kapitalkosten der Anlage bezogen auf die Brutto-Investitionen in Bau und Technik gemäss Tabelle 8 betragen rund 2.6 Mio. CHF. Werden die Verzinsung und Abschreibung nur auf die Netto-Investitionen (Gesamtinvestitionen abzüglich Investitionsbeiträge, Anschlusspauschalen und Kostenteiler) berechnet, so reduzieren sich die jährlichen Kapitalkosten von 2.6 Mio. CHF auf 1.8 Mio. CHF.

In folgender Tabelle sind die Kapitalkosten zusammengestellt:

KAPITALKOSTEN	kCHF/a
Kapitalkosten jährlich auf Investitionssumme (Brutto-Investitionen)	
Abschreibung und Verzinsung Technik	847
Abschreibung und Verzinsung Gebäudeteile, Fernwärmenetz	1'778
Total Kapitalkosten jährlich	2'625

Tabelle 11: Schätzung der Kapitalkosten

6.6 Wärmegestehungskosten

Die Wärmegestehungskosten betragen unter den getroffenen Annahmen zwischen 16 und 18.6 Rp/kWh.

Wärmegestehungskosten		
Investitionen Netto	36'400	kCHF
Betriebs- und Unterhaltskosten	3'447	kCHF/a
Kapitalkosten	2'625	kCHF/a
Energieverkauf (Nutzenergie)	32'700	MWh/a
Wärmegestehungskosten (Kapitalkosten bez. auf Brutto-Investitionen)	18.6	Rp/kWh
Wärmegestehungskosten (Kapitalkosten bez. auf Netto-Investitionen)	16.1	Rp/kWh

Tabelle 12: Wärmegestehungskosten

6.7 Diskussion Wirtschaftlichkeit

6.7.1 Investitionskosten

Durch die Grösse des Versorgungsnetzes haben die Investitionskosten in das Fernwärmenetz und die Energiezentrale den massgebendsten Einfluss auf die Gestehungskosten mit rund 65%, resp. 25% Anteil an den Gesamtinvestitionen. Die Seeleitungen und das Pumpwerk sind in diesem Fall bezüglich der Gestehungskosten weniger massgebend.

Das Fernwärme-Versorgungsnetz erstreckt sich auf einer Trassenlänge von rund 18 km. Ohne eine Umfrage bezüglich des Interesses an einem Anschluss bei den Liegenschaftsbesitzern, sind konkretere Aussagen bezüglich Grösse des Verbundes und auch bezüglich einer Optimierung der Leitungsführung schwierig möglich.

Folgende Kostenoptimierungen sind in den nächsten Projektschritten zu prüfen:

- Je nach Umfrageergebnisse (Umfrage bei möglichen Bezüglern) Verzicht auf Zweigleitungen in Gebieten mit geringem Interesse an einem Anschluss resp. bei zu tiefer Anschlussdichte (kW/Trm).
- Planung Synergienutzung und Kostenteiler
- Möglichkeiten der Erstellung von Spülbohrungen/Richtpressen im Bereich von langen Rohrleitungen (ohne Anschlussleitungen) in Strassen prüfen

- Prüfen Realisierung von kürzeren Seeleitungen aufgrund klimatisch bedingter Seeerwärmung oder möglicher Unterschreitung der Abstandvorgaben des Kantons

6.7.2 Betriebs- und Unterhaltskosten

Bei den Betriebskosten sind es die Energiekosten, welche mit rund 80% Anteil zu Buche schlagen. Mit rund 1.8 Mio. CHF pro Jahr machen die Stromkosten rund die Hälfte der Betriebs- und Unterhaltskosten aus. Bei den Betriebskosten besteht u.a. Optimierungspotenzial, falls die Spitzenlast nur mit einem Ölbrenner gedeckt würde.

6.7.3 Wärmegestehungskosten

Das Projekt liegt bei Gestehungskosten von rund 17 Rp/kWh und kann als konkurrenzfähig zu anderen Wärmeerzeugungsanlagen beurteilt werden.

6.7.4 Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit des konzipierten Energieverbundes ist grundsätzlich gegeben, der Verbund liegt bei einer Anschlussdichte von 2 MWh/a+Trm (vgl. Kap. 3.6.1). Bei vorliegender Genauigkeit der Berechnungen könnten die Gestehungskosten bei rund 17 Rp/kWh +/-30% liegen, resp. in einem Bereich zwischen 12-22 Rp/kWh.

Wie dies bei Wärmeverbunden üblich ist, müsste in den ersten Betriebsjahren ein finanzieller Verlust einkalkuliert werden, da in den ersten Betriebsjahren resp. einer ersten Etappe ein Teil der Gebäude angeschlossen werden kann und danach eine Verdichtung möglich ist. Ggf. könnte die Kapazität der Wärmeproduktion erst in einer zweiten Etappe von einer Wärmepumpe auf eine Zweite erweitert werden, um den finanziellen Verlust zu verringern.

7 Beurteilung Machbarkeit und Empfehlungen

7.1 Gesamtbeurteilung

Die Machbarkeitsstudie hat zum Ziel, die wirtschaftliche, technische und ökologische Machbarkeit des Seewasser-Energieverbundes einzuschätzen. Diese kann als positiv beurteilt werden. Auch die Bewilligungsfähigkeit sollte gegeben sein.

Die Voraussetzungen sind gegeben, den Seewasser-Energieverbund mit konkurrenzfähigen Wärmepreisen betreiben zu können. Dazu müssten insgesamt rund 33'000 MWh pro Jahr an Wärme an rund 300 Bezüger verkauft werden können, welche im Bereich des konzipierten Versorgungsgebietes liegen. Falls Seeleitung, Pumpwerk und Energiezentrale an den vorgesehenen Standorten oder nah davon gelegen erstellt werden können, erscheint es realistisch, dass eine erste Etappe des Energieverbundes auf die Heizsaison 2028/29 in Betrieb gesetzt werden könnte.

Die Realisierung eines Wärmeverbundes mit der Nutzung erneuerbarer Energien leistet einen wichtigen Beitrag an die Energiewende und den Klimaschutz. Viele alte Ölfeuerungen und Gasheizungen würden durch eine klimafreundliche Wärmeerzeugungsanlage ersetzt. Mit einem Anschluss an den Wärmeverbund können Kosten für Kaminfeger, Tankrevision und Brennerservice gespart werden. Es werden lokal Arbeitsplätze bspw. in Gewerbe und im Anlagenbetrieb geschaffen und die Abhängigkeit von importiertem Erdgas und Erdöl reduziert. Durch die Nutzung von Energie aus dem Bodensee bleiben die Heizkosten auch künftig berechenbar. Ein Wärmeverbund ist offen für Optimierungen im Betrieb und Technologieentwicklung.

Im Anhang F sind die im Rahmen der Machbarkeitsstudie identifizierten Chancen und Risiken aufgeführt. Folgende Chancen sprechen klar für eine Weiterverfolgung des Projektes:

- **Energiequelle:** Aus dem Bodensee steht eine lokale erneuerbare Energiequelle zur Verfügung, welche die Versorgung des Energieverbundes zum grössten Teil gewährleisten kann. Zudem stellt das Kühlwasser der FPT Motorenforschung eine Möglichkeit zur Abwärmenutzung dar.
- **Seeleitung:** Es bestehen gute Voraussetzungen, dass die Seeleitungen realisiert werden können: Die Vorgaben der Internationalen Gewässerschutzkommission für den Bodensee (IGKB) und des Kantons dürften erfüllt sein.
- **Standort Pumpwerk und Energiezentrale:** Es liegen geeignete Standorte vor, die bereits heute zonenrechtlich für eine Energiezentrale und Pumpwerk infrage kämen.
- **Energienachfrage und potenzielle Bezüger:** Zahlreiche Gebäudeeigentümer dürften mittel- und langfristig an einem Anschluss interessiert sein (Heizungersatz, Wechsel auf erneuerbare Energien). Zudem sind im Perimeter einige Überbauungen geplant, welche ihren Wärmebedarf über den Wärmeverbund abdecken könnten. Im vorgeschlagenen Versorgungsgebiet sind 300 mögliche Kunden mit heute über 50'000 kWh/a (ca. 25 kW Leistungsbedarf) vorhanden. Davon weisen über 100 eine Wärmenachfrage von über 150'000 kWh auf (ca. 75 kW Leistungsbedarf).
- **Wirtschaftlichkeit und konkurrenzfähige Wärmegestehungskosten:** Ein wirtschaftlicher Betrieb ist längerfristig²² gesehen möglich. Der Seewasser-Energieverbund ist konkurrenzfähig zu anderen Wärmeerzeugungsanlagen.
- **Umwelt / Klimaschutz:** Mit dem Seewasser-Energieverbund lassen sich rund 2.6 Mio. Liter Heizöläquivalente einsparen und Treibhausgasreduktionen in der Grössenordnung von 7'000 Tonnen pro Jahr (in CO₂-Äquivalente) erzielen. Ca. 85% der Energieerzeugung des Verbundes ist erneuerbar, falls Strom aus regenerativen Quellen eingesetzt wird. Aus ökologischer Sicht bestehen gute Voraussetzungen für die Realisierung des Verbundes. Positiv ist, dass der Wärmeverbund der Erwärmung des Bodensees entgegenwirkt.
- **Gesellschaft:** Die regionale Wertschöpfung wird gesteigert und die Ausland-Abhängigkeit reduziert. Der Verbund generiert 1-2 Arbeitsstellen.

²² mit einer Abschreibedauer von 40 Jahre für Infrastruktur und 15 Jahre für Technik

Den Chancen des Projektes stehen einige Risiken gegenüber, hier die wichtigsten:

- **Genügend Bezüger:** Es müssen genügend Interessenten (Gebäudeeigentümer) akquiriert werden können, die an den Wärmeverbund anschliessen.
- **Stromverbrauch der Wärmepumpen und Stromkosten:** Hohe Stromkosten für den Betrieb der Wärmepumpen.
- **Künftige Strom- und Gaspreise:** Ungewisse Entwicklung der Preise.
- **Zwei leitungsgebundene Energieträger:** Gasnetz und Fernwärme in den gleichen Gebieten stellen einen Konflikt dar. Dies macht langfristig wirtschaftlich keinen Sinn. Die Diskussion muss geführt werden.
- **Herausforderung Quagga-Muschel:** vgl. Kap. 5.8.3.

7.2 Empfehlungen und weiteres Vorgehen

Aufgrund der Resultate der Studie und der valablen Chancen empfehlen wir der Stadt Arbon die Entwicklung des Wärmeverbundes weiter vorwärtzutreiben und schlagen folgende nächste Arbeitsschritte vor:

1. Ergebnisse Machbarkeitsstudie in der Öffentlichkeit vorstellen
2. Träger- und Betreibermodell klären bzw. soll basierend auf der Machbarkeitsstudie ein Contractor gesucht werden (Ausschreibung) oder will sich die Stadt Arbon an einer Trägerschaft beteiligen?
3. Wärmekunden akquirieren, Interesse für Anschluss an Wärmeverbund klären
4. Planung weiter vorwärtstreiben, d.h.: Entwurfsplanung Wärmeverbund
 - a. Standorte für Pumpwerk und Energiezentrale evaluieren und planen
 - b. Vertiefung technisches und betriebliches Konzept der Wärmeerzeugung
 - c. Fernwärmeverteilung/Leitungsnetz planen
 - d. Seewasserleitung planen
 - e. Bewilligungsfähigkeit und Gesuche
 - f. Wirtschaftlichkeit überprüfen

Im Rahmen der Entwurfsplanung resp. der weiteren Ausarbeitung des technischen Konzepts empfehlen wir parallel die Möglichkeiten zur Abwärmenutzung und Kühlung zu prüfen:

- ob das in den See eingeleitete Kühlabwasser der FPT Motorenforschung nutzbar gemacht werden könnte.
- ob eine Kälteleitung zu den grösseren Kälteverbrauchern in Seenähe und die Einspeisung der anfallenden Kühlabwärme in den Wärmepumpenkreislauf des Seewasser-Energieverbundes möglich wäre.
- ob ein kleines paralleles Anergienetz in Seenähe realisierbar wäre.

Auch sollten Synergien mit anderen Anlagen und Bauvorhaben in Zusammenarbeit mit den verschiedenen Akteuren weiter geprüft und koordiniert werden, u.a.: ZIK Immo (Projekt Wärmeverbund), FPT (Kühlabwärme), ewz (Seewassernutzung Metropol), SGSW (Erneuerung Gastransportleitung), Arbon Energie (Erschliessung, Seeleitungen) sowie Kt. TG (Sanierung der Strassen).

8 Impressum

Bern, 8. August 2022

Projektbeteiligte

Reto Steiner

Markus Sommerhalder

Bastien Chappuis

Weitere Mitarbeitende: Florian v. Fischer, Sara Ruchti und Patricia Schwab

CSD INGENIEURE AG

Reto Steiner

Projektleiter

Markus Sommerhalder

Projektleiter-Stv.

9 Disclaimer

CSD bestätigt hiermit, dass bei der Abwicklung des Auftrages die Sorgfaltspflicht angewendet wurde, die Ergebnisse und Schlussfolgerungen auf dem derzeitigen und im Bericht dargestellten Kenntnisstand beruhen und diese nach den anerkannten Regeln des Fachgebietes und nach bestem Wissen ermittelt wurden.

CSD geht davon aus, dass

- ♦ ihr seitens des Auftraggebers oder von ihm benannter Drittpersonen richtige und vollständige Informationen und Dokumente zur Auftragsabwicklung zur Verfügung gestellt wurden
- ♦ von den Arbeitsergebnissen nicht auszugsweise Gebrauch gemacht wird
- ♦ die Arbeitsergebnisse nicht unüberprüft für einen nicht vereinbarten Zweck oder für ein anderes Objekt verwendet oder auf geänderte Verhältnisse übertragen werden.

Andernfalls lehnt CSD gegenüber dem Auftraggeber jegliche Haftung für dadurch entstandene Schäden ausdrücklich ab.

Macht ein Dritter von den Arbeitsergebnissen Gebrauch oder trifft er darauf basierende Entscheidungen, wird durch CSD jede Haftung für direkte und indirekte Schäden ausgeschlossen, die aus der Verwendung der Arbeitsergebnisse allenfalls entstehen.