



Stadtrat

Vorlage Stadtparlament

vom 3. August 2010

Nr. 2070

Erdwärmenutzung, Geothermie

Projektierung und Bau eines Geothermie-Heizkraftwerks und Ausbau des städtischen Fernwärmenetzes; Rahmenkredite

Antrag

Wir beantragen Ihnen, folgende Beschlüsse zu fassen:

1. Für die Projektierung, die erforderlichen Bohrungen sowie den Bau eines Geothermie-Heizkraftwerks wird ein Rahmenkredit von CHF 76,2 Mio. zulasten der Baurechnung Erdwärme erteilt.
 2. Für die Projektierung, den Ausbau des Fernwärmenetzes und die Erstellung von Fernwärmezentralen wird ein Rahmenkredit von CHF 82,3 Mio. zulasten der Baurechnung Fernwärme erteilt.
 3. Für Massnahmen zur Realisierung vorgezogener Fernwärmeanschlüsse wird ein Rahmenkredit von CHF 500'000 zulasten der Baurechnung Fernwärme erteilt.
 4. Die Zonenplanänderung Waldau gemäss beiliegendem Plan wird genehmigt.
 5. Es wird festgestellt, dass die vorstehenden Beschlüsse gemäss Art. 7 Ziff. 2 lit. a sowie Art. 8 Ziff. 2 der Gemeindeordnung gesamthaft dem obligatorischen Referendum unterstehen.
-



1 Zusammenfassung

Mit dem Energiekonzept 2050 hat die Stadt St.Gallen eine wegweisende Strategie zur nachhaltigen Deckung des künftigen Wärmebedarfs entwickelt. Es weist alles darauf hin, dass die Stadt St.Gallen aufgrund ihrer geologischen Situation für die systematische Nutzung von Erdwärme besonders geeignet ist. Die Nutzung der Erdwärme soll langfristig zum Hauptpfeiler der städtischen Wärmeversorgung werden, einerseits basierend auf Erdwärmesonden (mit Wärmepumpe) in den Hügellzonen sowie andererseits auf einem Geothermie-Heizkraftwerk (GHK) mit erweitertem Fernwärmenetz im Talbereich der Stadt.

Die Vorlage umfasst die Projektierung und den Bau eines Geothermie-Heizkraftwerks sowie den entsprechenden Ausbau des städtischen Fernwärmenetzes.

Die im September 2009 vom Stadtparlament beschlossene flächendeckende seismische Untersuchung des St.Galler Untergrunds wurde im April 2010 abgeschlossen. Auf der Basis der ersten Auswertung konnte Ende Juni 2010 der Bohrstandort für das geplante Geothermie-Heizkraftwerk festgelegt werden. Der Standort Au, welcher in unmittelbarer Nähe des Kehricht-Heizkraftwerks der Stadt St.Gallen liegt, erfüllt die unter- und oberirdischen Standortkriterien optimal. Bis im Herbst 2010 werden die definitiven Datenauswertungen mit den entsprechenden 3D-Modellen des Untergrunds vorliegen. Diese werden die detaillierten Angaben für die konkrete Bohrplanung liefern.

Jede Tiefbohrung ist, auch bei guter Datengrundlage über die geologischen Verhältnisse und bei sorgfältiger Planung, bezüglich Technik, Ablauf und Termin ein nur bedingt planbares Vorhaben mit einigen Unbekannten. Um notwendige Projektanpassungen und Optionen einfach und zeitgerecht zu ermöglichen, soll ein Rahmenkredit über das gesamte Vorhaben eingeholt werden. Mit klaren Meilensteinen, einem professionellen Projektcontrolling, einem transparenten Risikomanagement und definierten Ausstiegspunkten soll ein transparenter Ablauf sichergestellt werden.

Das Investitionsvolumen der Vorlage beträgt 159 Mio. Franken, wovon ca. 31 % auf die geothermischen Tiefbohrungen, ca. 17 % auf das Geothermie-Heizkraftwerk und ca. 52 % auf Verteilung, Fernwärmezentrale und Hausanschlüsse entfallen.

Die Projektierung und der Bau des Geothermie-Heizkraftwerks sowie der Ausbau des städtischen Fernwärmenetzes liegen in der Verantwortung der Stadt St.Gallen und werden durch die Sankt Galler Stadtwerke ausgeführt, welche auch den anschliessenden Betrieb der Anlagen übernehmen werden. Die Stadtwerke haben für das Projekt ein Risikomanagement eingeführt, welches auf der internationalen Norm ISO 31000 und den daraus abgeleiteten Spe-



zifikationen des Regelwerks ONR 49000 „Risikomanagement für Organisationen und Systeme“ basiert.

Sollten die angepeilten Tiefengrundwasservorkommen nicht die gewünschte Grösse aufweisen oder das Temperaturniveau deutlich unter den Erwartungen liegen, stehen weitere Projektoptionen (Rückfallebenen) zur Verfügung. Bei Teilfündigkeit (zu wenig Wasser, zu geringe Temperatur) ist aus technischer Sicht eine geothermische Fernwärmenutzung möglich, bei Nichtfündigkeit sind alternative Nutzungen (z.B. tiefe Erdwärmesonde) für die Bohrungen zu prüfen. Die wirtschaftliche Umsetzbarkeit muss in jedem Fall auf der Basis der konkreten Ergebnisse bewertet werden.

Das Projekt Geothermie und Fernwärme St.Gallen eröffnet der Stadt St.Gallen die grosse Chance, die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu verringern und durch die Nutzung lokaler, nachhaltiger Energiequellen zu ersetzen. Damit würde die Stadt St.Gallen nicht nur einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz leisten, sondern auch die regionale Wirtschaft fördern und die Wertschöpfung an der städtischen Wärmeversorgung gegenüber heute markant erhöhen.



2 Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	2
2	Inhaltsverzeichnis	4
3	Ausgangslage	5
3.1	Energiekonzept 2050	5
3.2	Erdwärme in St.Gallen	6
3.3	Fernwärmeversorgung der Stadt St.Gallen	9
4	Grundlagen	10
4.1	Konzeptstudie Energieversorgung St.Gallen	10
4.2	Machbarkeitsstudie Tiefengeothermie.....	11
4.3	Seismische Messkampagne	11
5	Projekt Geothermie-Heizkraftwerk.....	12
5.1	Standortevaluation.....	12
5.2	Bohrungen	15
5.3	Geothermie-Heizkraftwerk.....	20
6	Ausbau der Fernwärmeversorgung.....	22
6.1	Fernwärmenetz	25
6.2	Fernwärmezentralen.....	28
6.3	Vorgezogene Fernwärmeanschlüsse	30
7	Projektphasen und Projektorganisation	31
7.1	Termin- und Ablaufplanung	31
7.2	Verfahren	32
7.3	Rückfallebenen und Abhängigkeiten.....	32
7.4	Verantwortlichkeiten.....	33
7.5	Reporting.....	34
8	Finanzplan und Kosten.....	34
8.1	Rahmenkredite	34
8.2	Planungssicherheit und Kostengenauigkeit.....	36
8.3	Kreditfreigaben	36
8.4	Gesamtwirtschaftlichkeit	38
8.5	Mittelflussplanung	40
8.6	Sonderrechnung und Finanzierung.....	41
8.7	Projektcontrolling	41
8.8	Risikomanagement	41
8.9	Finanzielle Folgen eines Projektabbruchs.....	45
9	Umweltbetrachtung.....	45
9.1	Umweltverträglichkeit.....	45
9.2	Sozialverträglichkeit	48



10	Chancen und Risiken	49
10.1	Chancen	49
10.2	Risiken.....	50
11	Gesamtwürdigung	51

3 Ausgangslage

3.1 Energiekonzept 2050

Die Schweizer Energiepolitik steht vor wichtigen Weichenstellungen. Im Zentrum der Diskussionen stehen die langfristige, nachhaltige und sichere Energieversorgung und der Klimaschutz. Die Energiestadt St.Gallen setzt sich seit mehreren Jahren intensiv mit der Energieversorgung der Zukunft auseinander. Ziel des Energiekonzepts 2050 ist es, dass die St.Galler Bevölkerung ihren Energiebedarf auch in Zukunft sicher und zu vernünftigen Preisen erfüllen kann, ohne dadurch die Umwelt und die Ressourcen künftiger Generationen zu beeinträchtigen. Gleichzeitig sollen die Abhängigkeit von fossiler Energie aus dem Ausland verringert, die Beschäftigung der regionalen Wirtschaft gestärkt und die lokale Wertschöpfung gesteigert werden.

Infrastruktureinrichtungen sind mit erheblichen Investitionskosten, aber mit langer Nutzungsdauer verbunden. Der Umbau der städtischen Energieversorgung ist ein gemeinsames Generationenprojekt der öffentlichen Hand mit Partnern aus Gewerbe, Industrie und dem Immobiliensektor. Technologische Entwicklungen gilt es dabei genauso in die Überlegungen einzubeziehen wie Fragen der langfristigen Verfügbarkeit von Energieträgern und ihre Wirkung auf die Umwelt. Für private Haushalte und institutionelle Investoren, welche auf städtischen Infrastrukturen basieren, ist auch die Planungssicherheit von grosser Bedeutung. Der Umbau der städtischen Energieversorgung muss darum transparent, zeitlich plausibel und mit grosser Sorgfalt erfolgen. Trotz dem angestrebten Umbau der Energieversorgung dürfen die Eigentumsfreiheit und die Wirtschaftsfreiheit nicht beschnitten werden.

Die aus dem Energiekonzept 2050 entwickelte Strategie setzt bei der Deckung des künftigen Wärmebedarfs massgeblich auf Erdwärme. Diese steht in St.Gallen nach heutigen Erkenntnissen nahezu unbegrenzt zur Verfügung, muss nicht wie Öl oder Gas über grosse Distanzen transportiert werden und untersteht kaum Markt- oder Spekulationseinflüssen. Erdwärme soll deshalb langfristig zum Hauptpfeiler der städtischen Wärmeversorgung werden, einerseits basierend auf Erdwärmesonden für Wärmepumpen in den Hügellagen und andererseits auf zentraler Wärmeversorgung mit Geothermie-Heizkraftwerk (GHK) und erweitertem Fernwärmenetz im Talbereich der Stadt. Die dezentrale untiefe Erdwärme wird durch Beratung und über den Energiefonds bereits gefördert. Zur nachhaltigen Wärmeversorgung



der grossen Siedlungsgebiete im Talbereich soll nun ein Geothermie-Heizkraftwerk entstehen, welches heisses Wasser aus einer Tiefe von ca. 4'000-5'000 m fördert. Parallel dazu soll das Fernwärmenetz schrittweise und bedarfsgerecht ausgebaut werden.

Für Gebiete, die weder mit tiefer noch mit untiefer Erdwärme versorgt werden können, sieht das Energiekonzept 2050 dezentrale Wärmeverbundlösungen vor, die durch Abwärme von erdgas- oder biomassebetriebenen Heizkraftanlagen (Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen) gespeist werden. Dank der hohen elektrischen Effizienz und der konsequenten Abwärmenutzung erreichen sie einen sehr hohen Gesamtwirkungsgrad. Die so genannten Blockheizkraftwerke (BHKW) stellen daher den zweiten wichtigen Pfeiler des Energiekonzepts 2050 dar und sollen für die künftige Stromversorgung auch weiterhin eine wichtige Rolle spielen.

Für die Stadtgebiete westlich des Sittergrabens ist unter dem Dach des Energiekonzepts 2050 ein separates Teilkonzept in Arbeit. Dieses soll auf das regionale Energiekonzept der Stadt Gossau und der Gemeinde Gaiserwald abgestimmt werden. Es berücksichtigt die spezielle Situation mit der hohen Dichte an Industrieanlagen. Im Vordergrund steht der Aufbau eines Wärmeverbundnetzes, gespeist durch industrielle Abwärme in Verbindung mit erdgas- oder biomassebetriebenen Heizkraftanlagen und später allenfalls auch durch Tiefengeothermie. Der Entscheid, in welche Richtung das regionale Energiekonzept entwickelt wird, ist auf der Basis der Erkenntnisse der geothermischen Bohrungen zu fällen.

Das Energiekonzept 2050 zielt auf eine preislich erschwingliche Wärmeversorgung für St.Gallen ab. Daher soll die Wärme, ungeachtet dessen, ob sie der Erdwärme oder einer Heizkraftzentrale entstammt, zu einem einheitlichen Wärmetarif geliefert werden, der auf der Basis aller eingesetzten Wärmequellen berechnet wird. Die Konditionen für den Bezug von Wärme sollen einheitlich sein. Sie basieren auf dem durch das Stadtparlament erlassenen Reglement und dem am 1. Juni 2010 in Kraft getretenen neuen Tarif. Eine Privilegierung einzelner Quartiere wird so ausgeschlossen. Dies bedeutet auch, dass nach erfolgreicher Realisierung des geplanten und allfälliger zukünftiger Geothermie-Heizkraftwerke alle von einem moderaten und vor allem stabilen Wärmetarif profitieren können.

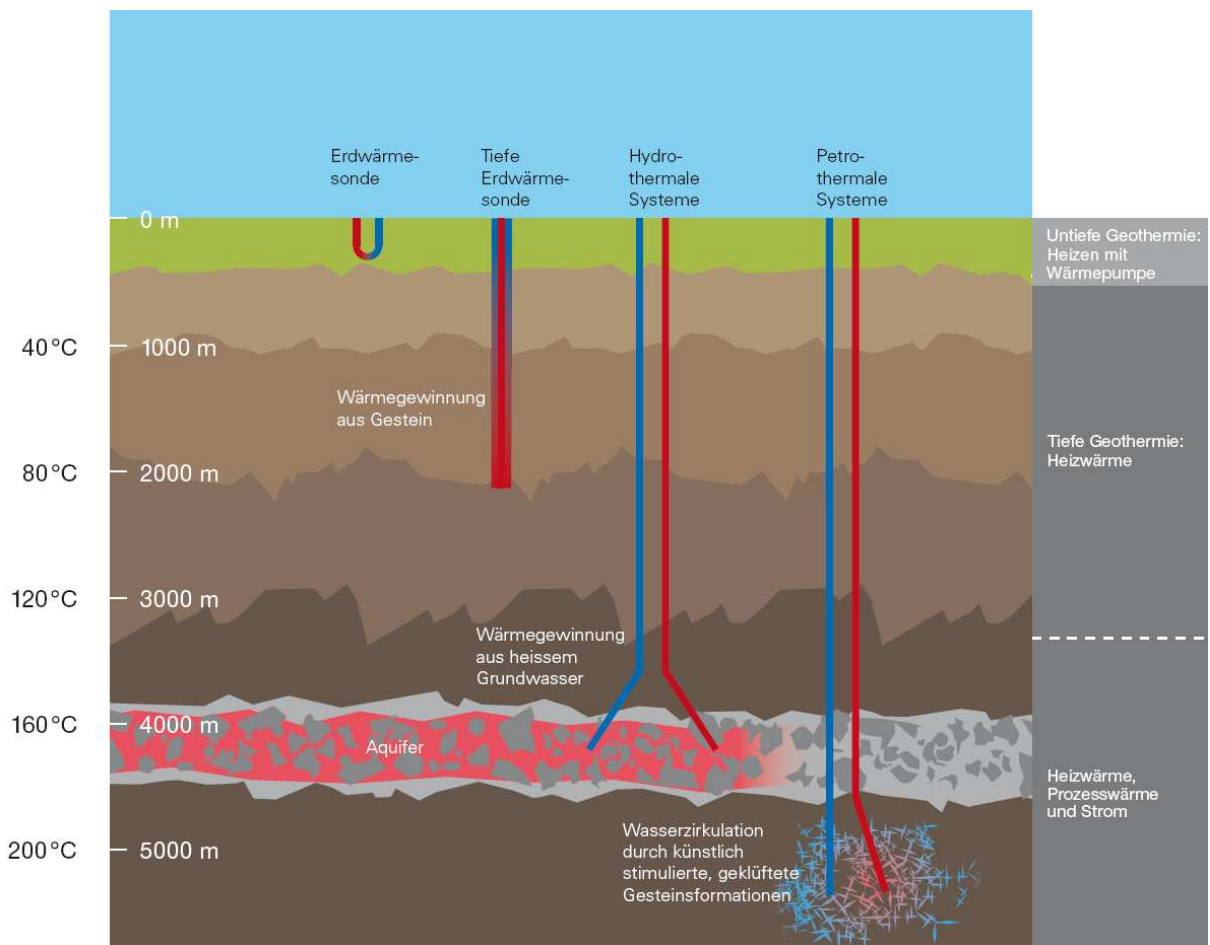
3.2 Erdwärme in St.Gallen

Das Erdreich wird durch einen steten Wärmefluss aus dem Erdinneren erwärmt. Die Wärme stammt aus natürlichen Zerfallsprozessen und der bei der Entstehung des Planeten entstandenen Wärmeenergie. Sie liegt in geringen Tiefen auf einem relativ tiefen Temperaturniveau vor. Ihre effiziente Nutzung zu Heizzwecken und weiteren Anwendungen ist in diesen Tiefen ausschliesslich mit Wärmepumpen möglich. Seit mehreren Jahren fördert die Stadt St.Gallen die dezentrale untiefe Erdwärmenutzung aus Mitteln des Energiefonds. Diese Art der Erdwärmenutzung stellt vor allem in dünner besiedelten Stadtgebieten und in den Hü-



gelzonen St.Gallens auch in Zukunft eine effiziente und sinnvolle Lösung dar; sie wird denn auch weiterhin mit Beiträgen gefördert. Nachteil dieser Technologie ist, dass gemessen an der produzierten Wärme ein Viertel bis ein Drittel an elektrischer Energie benötigt wird.

Eine Machbarkeitsstudie hat ergeben, dass der Untergrund von St.Gallen auch für eine tiefe geothermische Nutzung gut geeignet ist. Hierzu werden grundwasserleitende Gesteinschichten (sog. Aquifere), die in einer Tiefe von 4'000-5'000 m liegen, erschlossen und tiefes Grundwasser (Thermalwasser) gefördert. Das in dieser Tiefe vorliegende Temperaturniveau (150 bis 170° C) eignet sich zur Wärmeengewinnung mit einem Heizkraftwerk und in kleinerem Mass auch zur Stromproduktion. Die Gebiete für die geothermische Nutzung liegen im Westen und – etwas weniger – im Osten der Stadt, wo im Untergrund nicht nur Wasser führende Schichten, sondern auch grossräumige geologische Auflockerungs- bzw. Störungszonen bekannt sind. Dies sind Bereiche, in denen sich Gesteinschichten durch natürliche Spannungen gegeneinander verschoben haben und deshalb zerbrochen und zerklüftet sind. In diesen Bruchsystemen kann im Bereich der Aquifere eine erhöhte Wasserzirkulation durch das Vorhandensein miteinander vernetzter Hohlräume entstehen.



Geothermische Systeme: In St.Gallen stehen bereits dezentrale Erdwärmesonden im Einsatz; mit dem Geothermie-Heizkraftwerk soll das hydrothermale System angewendet werden.

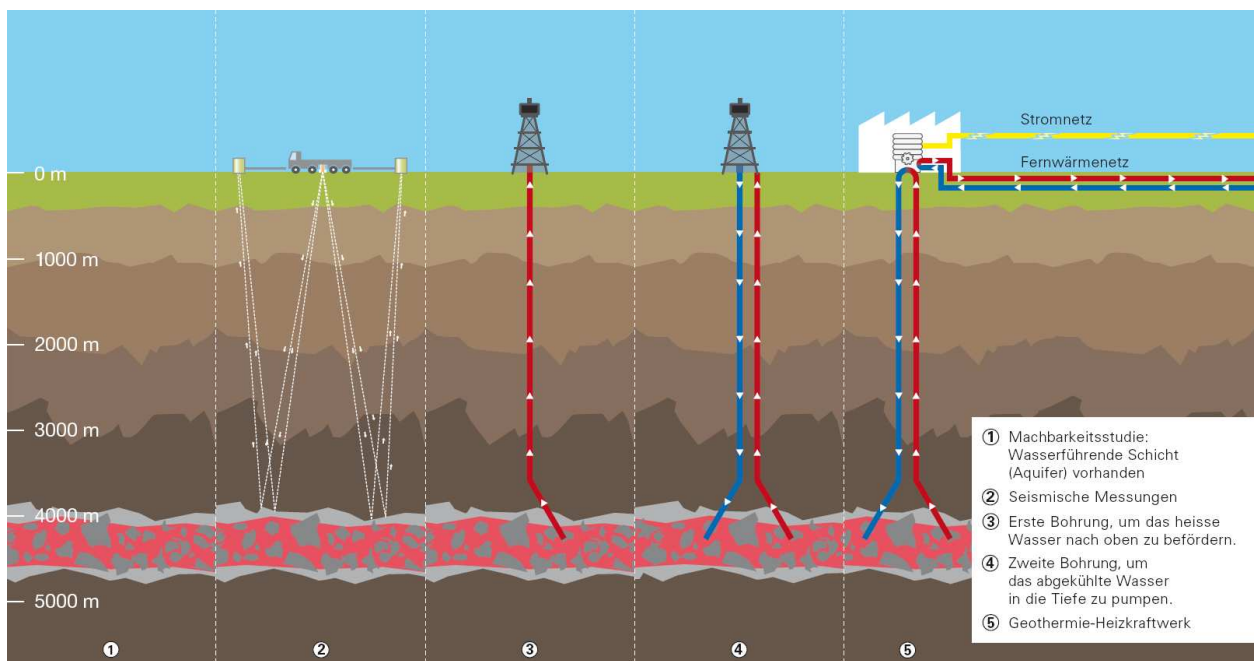


Zur Lokalisierung der geeigneten Zielgebiete im Untergrund hat das Stadtparlament am 15. September 2009 eine flächendeckende Seismik-Messkampagne beschlossen. Damit hat die Stadt St.Gallen bewusst den aufwendigeren, aber zuverlässigeren Weg in Richtung einer modernen grossflächigen Geothermienutzung beschritten. Die seismischen Untersuchungen haben die Störungszone im Westen der Stadt klar bestätigt. Dieser gilt nun das Hauptaugenmerk im Laufe der weiteren Planung.

Vergleichbare Projekte im süddeutschen Raum zeigen, dass ein Geothermie-Heizkraftwerk mit marktfähigen Wärme- und Strompreisen realisierbar ist. Dabei steht die kombinierte Wärme- und Stromproduktion im Vordergrund.

Falls das Projekt erfolgreich ist, könnten laut Energiekonzept bis ins Jahr 2050 Geothermie-Heizkraftwerke die vollständige Wärmeversorgung der Stadt St.Gallen übernehmen. Dies einerseits durch direkte Wärmelieferung ins Fernwärmenetz, andererseits durch die produzierte Strommenge, welche für den Betrieb der erdgekoppelten Wärmepumpen in den Hügeln zonen ausreichen soll. Voraussetzung ist allerdings, dass der St.Galler Gebäudebestand bis dahin, wie im Energiekonzept 2050 vorgesehen, energetisch saniert wird.

Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über die verschiedenen Projektphasen des Geothermieprojekts St.Gallen:



Projektschritte zum Geothermie-Heizkraftwerk St.Gallen



3.3 Fernwärmeversorgung der Stadt St.Gallen

Das Fernwärmenetz der Stadt St.Gallen versorgt heute bereits rund 7'500 Wohnungen im westlichen Teil der Stadt mit Wärme für Heizung und Warmwasser. Die Anschlussdichte im heutigen Fernwärmegebiet beträgt über 90 %. Wichtigste Wärmequelle ist das Kehricht-Heizkraftwerk (KHK) im Sittertobel. Die Fernwärmeversorgung funktioniert wie eine grosse, einen ganzen Stadtteil versorgende „Zentralheizung“. Statt in jedem Haus einzeln, wird für einen ganzen Stadtteil zentral Wärme erzeugt bzw. Abwärme genutzt. Fällt das Kehricht-Heizkraftwerk als Wärmelieferant aus, wird die Fernwärme mittels Erdgas oder Heizöl erzeugt. Die Versorgungssicherheit ist damit rund um die Uhr gewährleistet.

Die Öfen des Kehricht-Heizkraftwerks St.Gallen sind in der Lage, mehr als fünf Tonnen Abfall pro Stunde zu verbrennen. Bei bis zu 24 MW Leistung werden aus der Abwärme jährlich eine Energiemenge von rund 61 GWh Wärme und 22 GWh Strom erzeugt. Das gut isolierte, doppelrohrige Leitungsnetz von rund 18 km Länge transportiert die erzeugte Fernwärme in Form heissen Wassers (80-130° C) im ersten Rohr zu den verschiedenen Abnehmern. In den einzelnen Gebäuden wird die Wärme über Wärmetauscher an das interne Heizungssystem und an die Warmwasserversorgung abgegeben. Das abgekühlte Wasser (rund 55° C) fliesst über ein zweites Rohr in die Fernwärmezentrale zurück, womit der Kreislauf geschlossen ist.

Im Rahmen der Erneuerungsplanung des Kehricht-Heizkraftwerks werden zurzeit die Logistik und die energetische Optimierung geprüft. Zielsetzung des Logistikprojektes ist die Schaffung eines grösseren Lagervolumens, damit die Beschickung der Anlage bedarfsge-rechter und flexibler erfolgen kann. Während der Übergangszeit und im Sommer wird die produzierte Wärme in der bestehenden Anlage zur Warmwasseraufbereitung für die Fern-wärmekunden und zur Stromproduktion genutzt. Eine energetische Beurteilung hat gezeigt, dass, vor allem in den Übergangszeiten und im Sommer, ein beachtliches Potenzial für zu-sätzliche Wärmelieferungen vorhanden ist. Bereits zur Nutzung dieses Potenzials ist ein Ausbau des St.Galler Fernwärmenetzes angezeigt.

Für den weiteren Ausbau des Fernwärmenetzes können zusätzliche Wärme- und Abwärme-quellen dienen, namentlich das Geothermie-Heizkraftwerk sowie gas- oder biomassebetrie-bene Heizkraftwerke. Je nach Prozesstemperatur der jeweiligen Anlage soll gleichzeitig Strom produziert werden.

Wie das Potenzial der zusätzlichen Wärmenutzung im Sommer zu nutzen ist und wie die Wirtschaftlichkeit sowie die ökologischen Auswirkungen der unterschiedlichen Wärme- und Stromproduktionen vergleichbar gemacht werden können, soll die Studie „Gesamtenergie-versorgungskonzept“ zeigen.



4 Grundlagen

4.1 Konzeptstudie Energieversorgung St.Gallen

Im Rahmen des Energiekonzeptes 2050 wurde zusammen mit einem externen Unternehmen eine Konzeptstudie zur Energieversorgung der Stadt St.Gallen erarbeitet. Die Studie untersucht verschiedene Möglichkeiten der Strom- und Wärmeerzeugung nach dem Prinzip der Wärme-Kraft-Kopplung. Durch die Ausarbeitung unterschiedlicher Szenarien der zukünftigen Energieversorgung werden die technischen, betriebswirtschaftlichen und ökologischen Grundlagen zur Definition konkreter Wärmeversorgungsstrategien bis zum Jahr 2050 aufgezeigt. Die Wärmeversorgungsstrategie des Energiekonzeptes 2050 sieht als zentrales Massnahmenpaket die Erstellung von Blockheizkraftwerken (BHKW) und die Nutzung von Geothermie mit dem zugehörigen Fernwärme-Verteilnetz vor. Mit dem vorliegenden Projekt Geothermie und Fernwärme St.Gallen erfolgt der erste Schritt zur Umsetzung dieser Strategie.

Eine optimale Wärmeversorgung muss sowohl die Bebauungsstruktur als auch die topographischen Verhältnisse der Stadt berücksichtigen. Daraus entsteht der Energierichtplan, welcher gebietsweise die Massnahmen festlegt, mit welchen die Ziele des Energiekonzeptes 2050 zu erreichen sind. Aufgezeigt werden darin zukünftige Fernwärmegebiete und Gebiete, in welchen alternative Heiztechniken gefördert werden sollen. Förderbeiträge der Stadt für energetisch herausragende Sanierungen und Neubauten werden weiterhin im gesamten Gemeindegebiet ausgerichtet.

Da die Energieversorgung mittels Geothermie, Fernwärmenetz und den zugehörigen Fernwärmezentralen erhebliche, auf Langfristigkeit ausgelegte Infrastrukturen erfordert, kann die Realisierung nur etappenweise, abgestimmt auf eine sorgfältige wirtschaftliche Planrechnung, erfolgen. Der heutige grobe Planungsstand sieht dafür folgende vier mögliche Ausbauphasen vor:

2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	ab 2020			
Phase 1 Geothermieranlage mit Ausbau der bestehenden Fernwärmeversorgung (Vorlage) Erstellung der Bohrungen Erstellung des Geothermieheizkraftwerkes Ausbau des vorhandenen Fernwärmenetzes mit zusätzlicher Spitzenlastzentrale					Phase 2 Weiterer Ausbau der Fernwärmeversorgung Erstellung der Fernwärmezentrale für das neue Gebiet Weiterer Ausbau des Fernwärmenetzes für bessere Geothermienutzung			Phase 3 Ergänzung des Fernwärmegebietes mit Einsatz von Wärmekraftkopplung Optionaler Bau einer zweiten Geothermieranlage Zusätzlicher Einsatz von gas- oder biomassebetriebener Stromproduktion Ergänzung des Fernwärmenetzes für den effizienteren Einsatz von Erdgas für die Stromproduktion			Phase 4 Ausweitung des Fernwärmegebietes in die Erdgasversorgungsgebiete Erstellung der Fernwärmezentrale für das neue Gebiet Ausweitung des Fernwärmenetzes auch auf heute mehrheitlich mit Erdgas versorgten Gebiete			
Volksabstimmung Herbst 2010		Ergebnis der Geothermie												



Übersicht der Ausbauphasen Geothermie und Fernwärmenetz

Der Ausbau des Fernwärmenetzes muss ohne Anschlusszwang erfolgen können. Der kürzlich in Kraft getretene Fernwärmetarif wurde so ausgestaltet, dass ein Anschluss bei Neuer-schliessungen für Grundeigentümerinnen und Grundeigentümer wirtschaftlich interessant ist. In Härtefällen bietet der städtische Energiefonds zudem Unterstützung für Investitions- oder Desinvestitionsaufwendungen. Bei ungenügender Nachfrage in einem Quartierteil oder einem Strassenzug kann und soll das Bauprogramm für Fernwärmeleitungen nachfrageori-entiert angepasst werden.

Die Entwicklung des Fernwärmenetzes muss die vorhandene Infrastruktur der Kundschaft und die bestehende Erdgasversorgung berücksichtigen. Primäre Zielgebiete sind Quartiere ohne breite Erdgasversorgung, da parallele Erschliessungsleitungen von zwei Infrastrukturen (Erdgas und Fernwärme) aus wirtschaftlichen Erwägungen und aufgrund der Platzverhältnis-se in den Strassen vermieden werden müssen.

Die Gebiete Altstadt und Innenstadt wären aufgrund der Gebäudedichte und der beschränk-ten Möglichkeiten für energetische Sanierungen für die Erschliessung mit Fernwärme spezi-ell geeignet. Wegen der mittelfristig fehlenden Kapazitäten, der stark ausgebauten Gasver-sorgung und der erst kürzlich erfolgten Sanierungen der Strassenbeläge werden diese Ge-biete jedoch erst zu einem späteren Zeitpunkt mit Fernwärme versorgt.

4.2 Machbarkeitsstudie Tiefengeothermie

Im Rahmen einer Machbarkeitsstudie wurde ein Konzept einer Tiefengeothermieanlage in der Stadt St.Gallen erarbeitet. Der Fokus lag auf dem Zusammenführen aller bestehenden Informationen zum tieferen Untergrund der Stadt. Die Ergebnisse zeigten, dass St.Gallen über einem für tiefengeothermische Nutzung geeigneten Grundwasserleiter (Aquifer) liegt und somit eine geothermische Erschliessung erfolgversprechend sein könnte. Das Projekt wurde entsprechend vorangetrieben und es wurde eine vertiefte Abklärung der Beschaffen-heit des Untergrunds durch geophysikalische Erkundungen beschlossen. Dabei sollte der 3D-Seismik-Messkampagne auf dem gesamten Stadtgebiet eine Schlüsselrolle zukommen.

4.3 Seismische Messkampagne

Im Vorfeld der Messkampagne wurden bereits diverse Vorbereitungsarbeiten, wie Festle-gung des Messgebiets, Ausschreibung, Aufbau eines GIS-Systems, Einholen von Bewilli-gungen sowie die Koordination mit Nachbargemeinden, Kantonen und Bund für die Mess-kampagne durchgeführt. Die eigentliche Kampagne erfolgte von Januar bis April 2010. Die während diesen Monaten gesammelten Rohdaten werden nun von einem spezialisierten Unternehmen bearbeitet und ausgewertet. Dank der modernen 3D-Seismik entsteht ein



räumliches Bild der Untergrundstrukturen (Schichten, Störungen etc.) für das gesamte Stadtgebiet, teilweise auch für die Nachbargemeinden. Dieses Wissen ist notwendig für eine detaillierte geologische Auswertung und Interpretation des Untergrunds und bildet die Grundlage für das erfolgreiche Anbohren der Wasser führenden Schichten und Störungen zur geothermischen Nutzung. Die ersten Ergebnisse der 3D-Seismik liegen seit Ende Juni 2010 vor. Die Eingrenzung der Störungszone im Untergrund ist so präzise erfolgt, dass der Bohrstandort für das geplante Geothermie-Heizkraftwerk festgelegt werden konnte. Im Herbst 2010 werden die vertieften Ergebnisse mit den entsprechenden 3D-Modellen des Untergrunds vorliegen. Diese bilden die Grundlage für die detaillierte Bohrplanung.

5 Projekt Geothermie-Heizkraftwerk

Wie in Kapitel 3.2 aufgezeigt, liegt die Stadt St.Gallen für eine tiefengeothermische Nutzung besonders günstig. Im Gegensatz zu anderen Geothermieprojekten in der Schweiz kommt in St.Gallen das so genannte „Hydrothermale System“ zur Anwendung. Dabei soll Wasser im Malm-Aquifer aus 4'000-5'000 m Tiefe zur Energiegewinnung genutzt werden. Über eine erste Bohrung wird das bis 170° C heisse Wasser an die Oberfläche gefördert, über eine zweite Bohrung wird das abgekühlte Wasser wieder in die Tiefe injiziert. Dadurch entsteht ein geschlossener Wasserkreislauf, dem mittels Wärmetauschern Wärme entzogen wird. Ist das warme Grundwasser in genügender Menge vorhanden, kann die Energie daraus direkt für die Wärmegewinnung genutzt werden. Je höher die Temperatur ist, desto mehr Strom kann erzeugt werden.

5.1 Standortevaluation

Bei der Evaluation des optimalen Bohr- und Kraftwerkstandortes wurden zwölf potenzielle Standorte im Grossraum St.Gallen auf ihre standortspezifischen Aspekte hin analysiert. Hierbei wurden hauptsächlich folgende Standortfaktoren untersucht:

- Gelände und Baugrundbeschaffenheit;
- Geologie des tiefen Untergrunds, Lage zu den vermuteten Störungszonen;
- Bau- und Strasseninfrastruktur;
- Erschliessungskosten für Elektrizität und Fernwärmenetz;
- Eigentums- und aktuelle Nutzungsverhältnisse;
- raumplanerische Aspekte (bestehende Bauten, Zonenkonformität);



- umweltrelevante Faktoren (Immissionen, Natur-, Landschafts- und Hochwasserschutz).

Durch eine Vorauswahl wurde die Anzahl auf folgende vier geeignete Standorte reduziert, welche für die Erstellung eines Bohrplatzes, die Durchführung von tiefen Geothermiebohrungen sowie den Bau und Betrieb eines Geothermie-Heizkraftwerks geeignet sind:

- Sittertal, Au (bei der ARA) und Burentobel (bei Filtrox) im Westen der Stadt;
- Schachen (beim Unterwerk Schachen) im Osten der Stadt.

Für diese Standorte wurde daraufhin eine detaillierte Standortanalyse, unter Berücksichtigung der erwähnten Standortfaktoren, zusammen mit den im Vorprojekt Erdwärme St.Gallen beteiligten externen Planungsunternehmen durchgeführt.

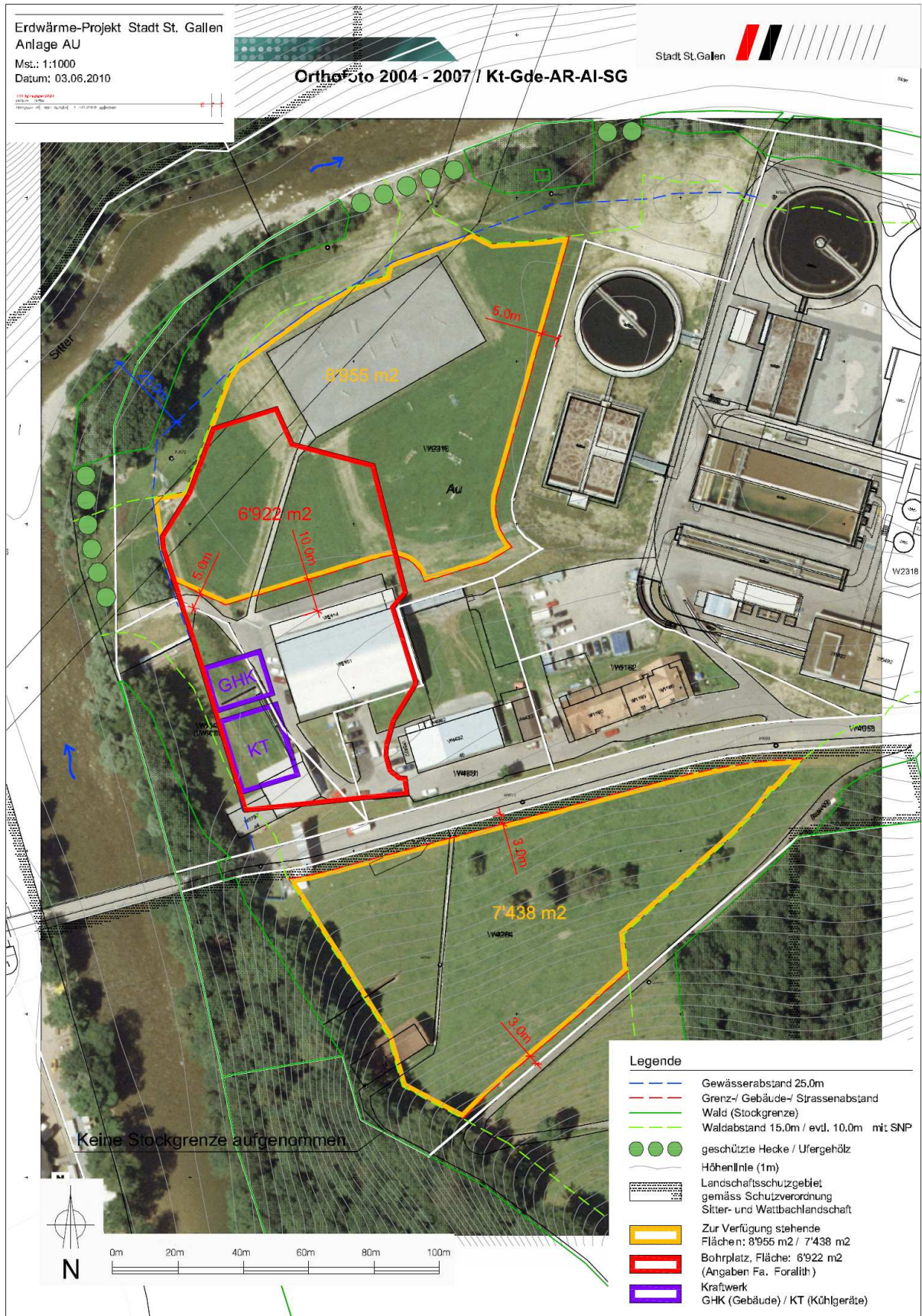
Auf der Basis der seismischen Daten wurde der Standort Au (Rechenwaldstrasse, beim Kehricht-Heizkraftwerk) als Standort für die tiefengeothermische Bohrung festgelegt. Neben der, nach Einbezug aller vorliegenden Daten und beteiligten Fachleute, als optimal beurteilten Lage dieses Standorts könnten sich wertvolle Synergien mit dem bestehenden Kehricht-Heizkraftwerk ergeben.

Der Geothermiestandort Au wird nun planerisch weiterentwickelt, so dass im Jahr 2011 die Bohrplatz-Installation, der Aufbau der Tiefbohranlage sowie die Ausführung der Tiefbohrungen erfolgen kann.

Die umliegenden Grundeigentümerinnen und Grundeigentümer, Pächterinnen und Pächter sowie weitere Betroffene wurden laufend über den aktuellen Projektstand informiert. Nach dem erfolgten Entscheid für den Bohrstandort Au wird nun die Lösung der entstandenen Nutzungsüberschneidungen in Abstimmung mit diesen Personen konkret angegangen oder fortgeführt.

Die Abbildung auf der folgenden Seite zeigt die raumplanerische Einbindung von Bohrplatz und Geothermie-Heizkraftwerk am Standort Au.





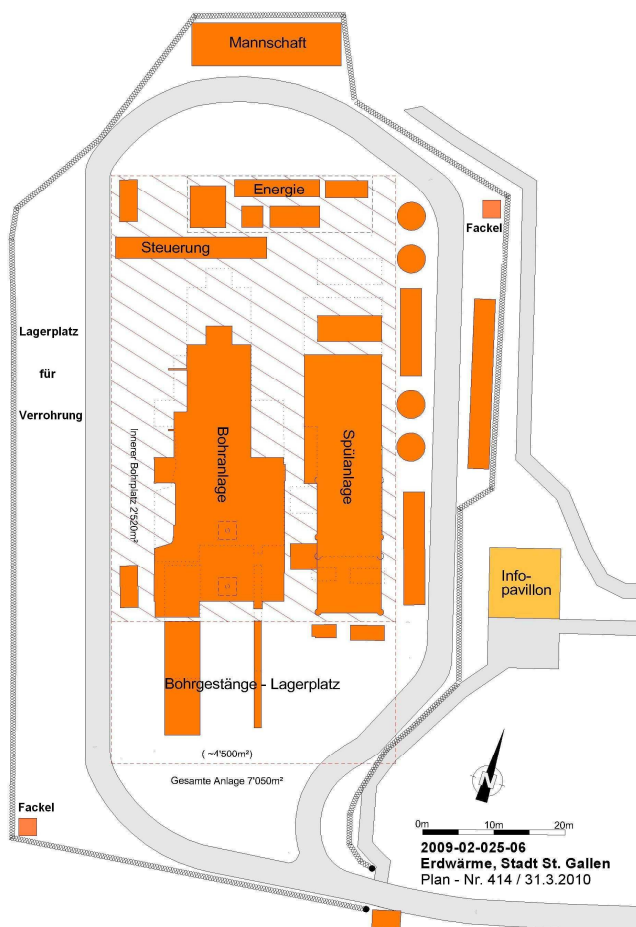
Raumplanerische Einbindung von Bohrplatz und GHK am Standort Au.



5.2 Bohrungen

5.2.1 Anforderungen an den Bohrplatz

Im Rahmen der Standort-Evaluation des Projektes Geothermie und Fernwärme St.Gallen wurde für den Standort Au bereits ein Projektentwurf für den Bohrstandort ausgearbeitet, der alle obertägigen, projektrelevanten Randbedingungen berücksichtigt. Die detaillierte Bohrplatzplanung kann erst dann erfolgen, wenn die ausführende Unternehmung und damit die Bohranlage mit ihren spezifischen Abmessungen bestimmt sind. Die Auswahl des Bohrunternehmens erfolgt durch eine öffentliche Ausschreibung im selektiven Verfahren (d.h. mit Präqualifikation).



Bohrplatzauslegung am Standort Au (Gesamtfläche ca. 7000 m²)

Der vorliegenden Planung des Bohrplatzes liegt eine Bohranlage von mindestens 350 t Hakenlast zugrunde. Zur Nutzung der Erdwärme sind zwei tiefe Geothermiebohrungen erforderlich (eine sogenannte geothermische Dublette). Die Ansatzstellen liegen dabei aber nur ca. 8 m auseinander und werden vom gleichen Bohrplatz aus niedergebracht (Ein-Bohrplatz-Konzept). Damit eine Bohranlage effizient betrieben werden kann, muss ein ebenes Gelände von ca. 7000 m² Fläche zur Verfügung stehen. Darin müssen neben der Bohranlage sämtliche Lagerplätze für Bohrgestänge, Verrohrung, Förderbecken für Pumpversuche, Baracken,



Untersuchungs- und Mannschaftscontainer, Energieversorgung etc. untergebracht werden. Der innere Bohrplatz umfasst ca. 2'700 m² und weist eine betonierte Oberfläche samt separater Entwässerung auf. Damit müssen alle aus der Bohrung und der Bohrlochbehandlung anfallenden Abwasser sicher aufgefangen werden können.

Da der Standort Au in unmittelbarer Nähe der Sitter liegt, muss Gewässer- und Hochwasserschutz grösste Beachtung geschenkt und der Bohrplatz entsprechend ausgelegt werden. Einerseits darf die Bohranlage nicht durch ein mögliches Hochwasser in Mitleidenschaft gezogen werden, andererseits dürfen keine auf dem Bohrplatz gelagerten Flüssigkeiten (z.B. Antriebs- und Schmierstoffe, Lösungs- und Fällungsmittel) in die Umwelt gelangen.

Bautechnisch erfolgt die Erstellung des Bohrplatzes mittels einer einfachen Geländeschüttung, die alle vorgesehenen Lasten setzungsfrei aufnehmen muss. Damit der Bohrplatz risikofrei betrieben werden kann, sind umfangreiche Installationen notwendig. So sind innerhalb des Bohrgeländes Entwässerungssysteme samt Ölabscheidern vorgesehen. Zudem müssen die Installationen explosionsgeschützt sein. Das ganze Gelände muss mit einem Schutzzaun gegen unbefugtes Betreten gesichert werden.

Die notwendige Leistung der elektrischen Anlage entspricht etwa derjenigen einer mittelgrossen Unternehmung (5 MW). Die Energie für den Betrieb der Anlage wird aus dem öffentlichen Versorgungsnetz bezogen. Für Vorbereitung und Erstellung des Bohrplatzes wird mit ca. sechs Monaten gerechnet. Die Nutzungsdauer für den Bohrplatz, einschliesslich vor- und nachbereitenden Massnahmen, beträgt etwas über zwei Jahre.

5.2.2 Geothermische Tiefbohrungen

Die wenigen in der Schweiz durchgeführten Bohrungen in grössere Tiefen als 2'500 m waren meistens Explorationsbohrungen (Erkundungsbohrungen) für Kohlenwasserstoffe (Erdöl, Erdgas). Lediglich zwei Tiefbohrungen von über 2'500 m (Basel und Zürich) sind als Explorationsbohrungen für mögliche Erdwärmenutzungen durchgeführt worden. Weitere schweizerische Tiefbohrungen dienten der Suche nach Endlagerstandorten für radioaktive Abfälle oder der geotechnischen Erkundung der Linienführung alpenquerender Basistunnels am Lötschberg und am Gotthard. Die Schweiz besitzt damit keine eigentliche Tiefbohrtradition für die Rohstoffexploration, wie sie einige unserer Nachbarstaaten kennen.

Die spezielle und vielfältige Geologie der Schweiz verlangt je nach Bohrstandort eine sehr anpassungsfähige Tiefbohrtechnik. Die Anforderungen für den Standort St.Gallen sind vergleichbar mit den Rahmenbedingungen im süddeutschen Molassebecken oder in der Molasse der Voralpen des Salzburger Landes und Oberösterreichs. Die Planung der Tiefbohrungen für das Geothermieprojekt St.Gallen kann sich daher bohrtechnisch an den kürzlich er-



folgten Geothermiebohrungen südlich von München sowie an den Kohlewasserstoffbohrungen (Öl und Gas) in Österreich orientieren. Die verfügbaren Daten liefern wertvolle Hinweise. Auch dort war das Ziel die Erschliessung eines tief gelegenen Gesteinspakets aus Schichten des Malms, bestehend aus Kalk-, Mergel- und Tonsteinen, in bis zu 4'000 m Tiefe. Speziell die Kalksteine besitzen dort durch ihren hohen Porenanteil eine natürliche Durchlässigkeit, die im Bereich von Auflockerungszonen (Klüfte im Bereich von geologischen Störungs- oder Bruchzonen) mit erhöhten Durchlässigkeiten interessante Thermalwasserspeichergesteine bilden können.

Eine Bohrung in eine Tiefe von mehr als 4'000 m ist kein Bauwerk, das wie ein Gebäude vom Keller bis zum Dach im Detail durchgeplant werden kann. Tiefbohrungen verlangen nach einem äusserst flexiblen Vorgehen, das laufend den geologischen Gegebenheiten angepasst werden muss. Das Gesteinsmaterial zwischen dem Bohrstandort an der Oberfläche und dem Zielgebiet in der Tiefe ist nicht homogen. Entsprechend muss bei jeder Bohrung mit Unvorhergesehenem gerechnet werden, auf das man sich tiefbohrtechnisch vorbereiten muss.



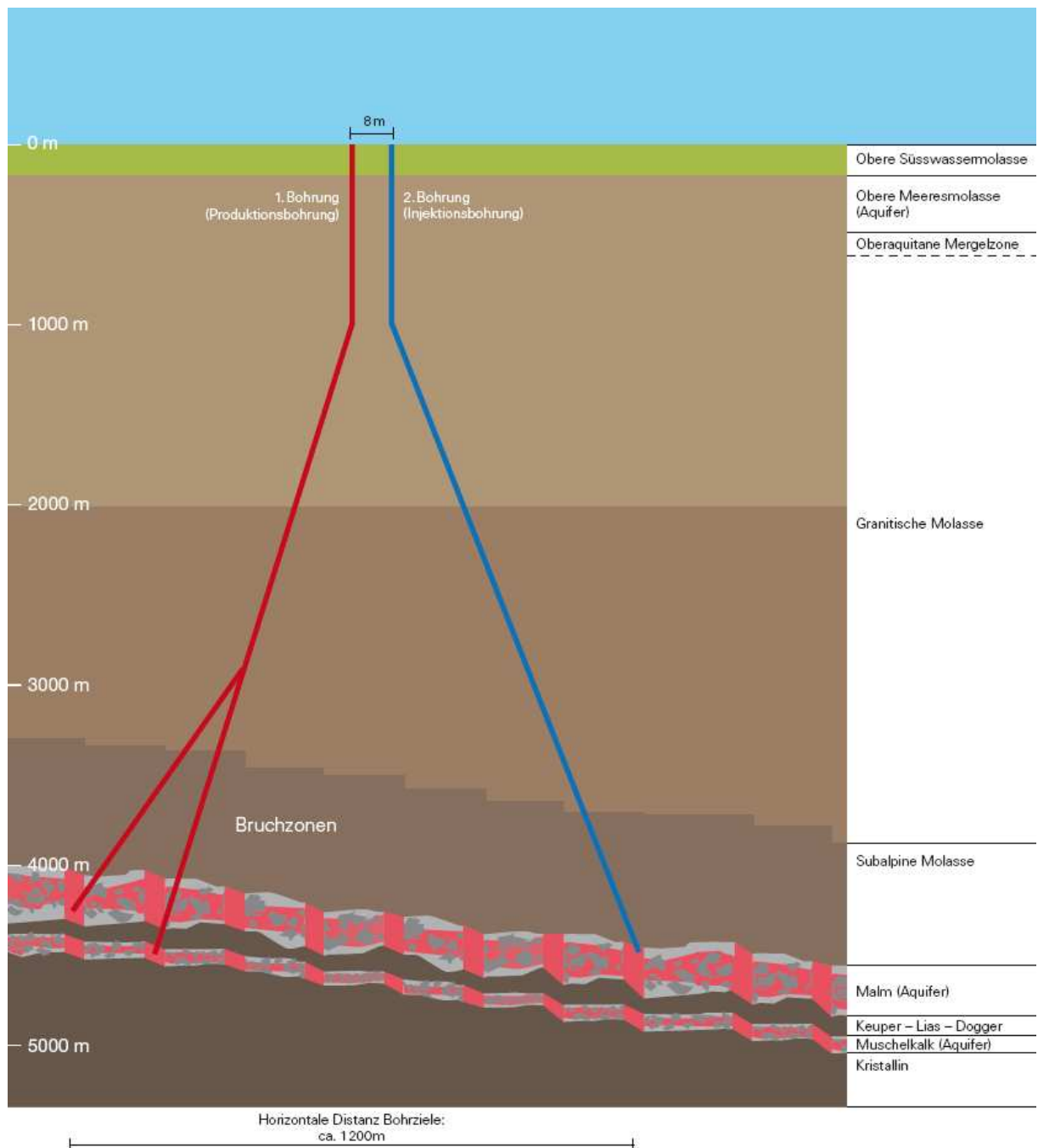
Beispiel einer Tiefbohranlage, Hakenlast 300 t, Höhe 41 m mit Gestängemanipulator und Compact-Spülsaufbereitung

Die geothermischen Tiefbohrungen in St.Gallen werden als sog. Dublette geplant. Am Standort Au werden je eine Produktionsbohrung und eine Injektionsbohrung abgeteuft, damit das geplante Geothermie-Heizkraftwerk mit einem geschlossenen Tiefengrundwasser-



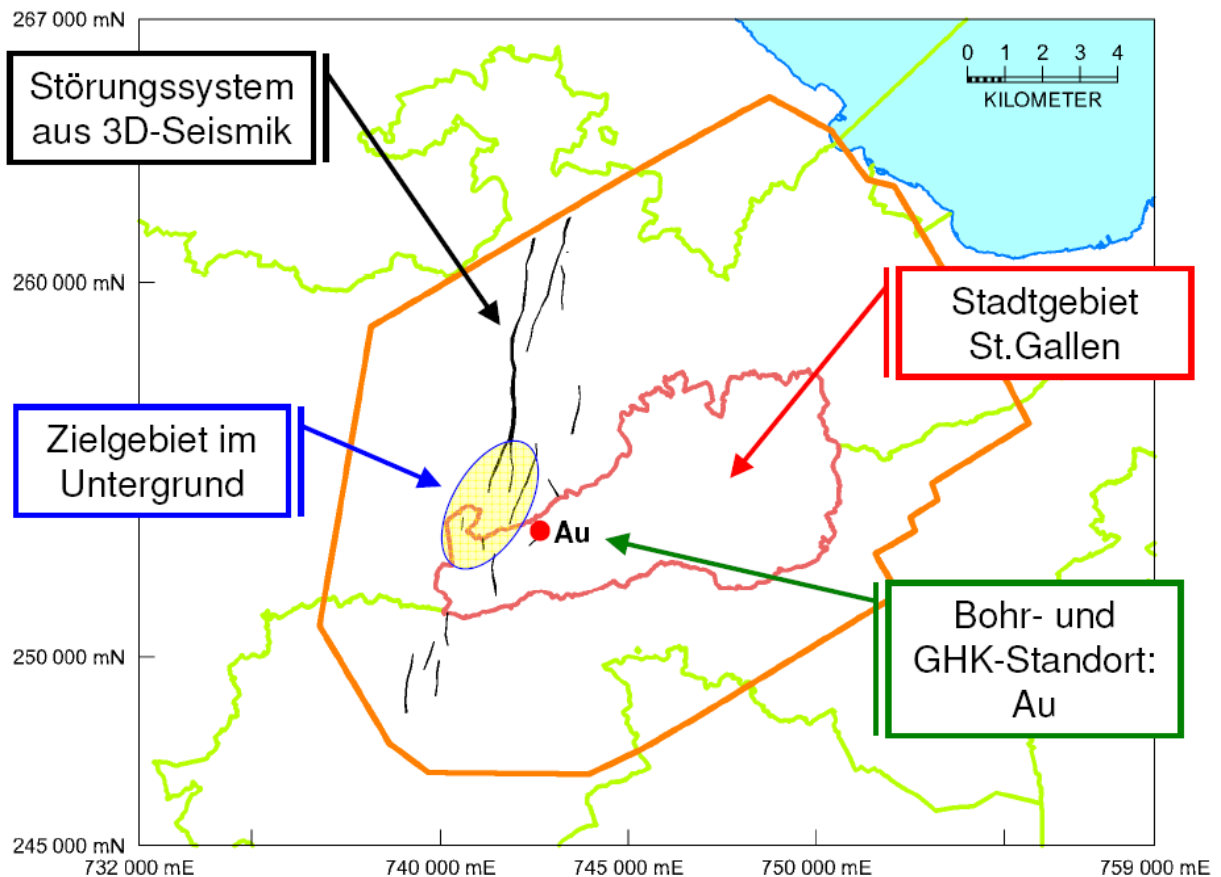
kreislauf betrieben werden kann. Die Bohrungen sind zwar identisch dimensioniert, zielen jedoch in unterschiedliche Richtungen, da im Untergrund ein Mindestabstand gewahrt bleiben muss. Es kann offen bleiben, welche Bohrung in der Betriebsphase das Wasser fördern und welche es an den Untergrund zurückgeben wird.

Die folgende Abbildung zeigt mögliche Bohrpfade auf Basis der heute bekannten geologischen Strukturen im Untergrund von St.Gallen.



Geologie und mögliche Bohrpfade bzw. Bohrziele im St.Galler Untergrund (schematisch)





Lage des Geothermiestandorts Au im Bereich des ca. Nord-Süd-ausgerichteten Störungssystems im Westen der Stadt St. Gallen

Die Bohrungen werden normalerweise im 24-Stunden-Schichtbetrieb erstellt. Das notwendige Bohrgerät inkl. Mannschaft wird zu einem Tagessatz gemietet. Für die Erstellung der beiden Tiefbohrungen sind jeweils rund vier Monate eingeplant. Darüber hinaus sind weitere Tage einzuplanen für Tests am Bohrloch, Pumpversuche und Massnahmen in den wasserführenden Gesteinsschichten. Diese Tests werden von spezialisierten Bohrserviceunternehmen durchgeführt. Das Umpositionieren der Bohranlage und weitere nicht vorhergesehene Stillstandszeiten können zu einer weiteren Verlängerung der Standzeit des Bohrgeräts führen. Die Projektsteuerung wird während der gesamten Projektdauer vom Projektteam der Stadtwerke mit Unterstützung einer Bauherrenberatung wahrgenommen. Die Qualitätsüberwachung durch Bohrtechnikerngeure sowie die geologische Begleitung und Dokumentation erfolgen parallel zum Bohrbetrieb.

Für die Ausführung der Bohrungen und die Durchführung der Tests ist eine Sondierbewilligung, für die Installation von Bohrplatz und Bohranlage eine Baubewilligung notwendig. Zuständig für die Koordination und Erteilung dieser Bewilligungen ist das Amt für Umwelt und



Energie des Kantons St.Gallen (AFU) zusammen mit dem städtischen Amt für Baubewilligungen (ABB). Beide wurden bereits frühzeitig in den Prozess einbezogen, erste Rahmenbedingungen für den Genehmigungsprozess sind festgelegt. Der Verfahrensablauf für die Erteilung der Konzession zur Gewässernutzung wurde zusammen mit dem AFU erarbeitet und festgelegt. Das Vorgehen bei einem möglichen, wenn auch eher unwahrscheinlichen Nutzungskonflikt mit der bestehenden Konzession der SEAG (Aktiengesellschaft für schweizerisches Erdöl) für Kohlenwasserstoffe wurde abgesprochen und festgelegt.

Auf Basis der Machbarkeitsstudie wurden die Szenarien „Fündigkeit“ und „Teilfündigkeit“ für heisses Thermalwasser definiert. Diese ermöglichen eine Beurteilung des Gesamtprojekts oder einzelner Projektphasen als wichtige Entscheidungsgrundlage für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und die Festlegung des weiteren Vorgehens. Folgende Zielwerte wurden für das Szenario „fündige Bohrung“ für das Geothermieprojekt St.Gallen festgelegt:

- Förderrate Thermalwasser: mindestens 50 l/s;
- Thermalwassertemperatur an der Oberfläche: mindestens 150° C;
- Strom- und Wärmeproduktion möglich.

Nach dem Abschluss der Bohrtätigkeit wird die Bohranlage abgebaut und das Geothermie-Heizkraftwerk erstellt. Der Installationsplatz wird nicht mehr weiter verwendet, die bohrplatzspezifischen Installationen werden rückgebaut.

5.3 Geothermie-Heizkraftwerk

Im Geothermie-Heizkraftwerk werden alle wesentlichen Anlagenteile für die Erdwärmenutzung installiert: Wärmetauscher zur Wärmeabgabe an das Fernwärmenetz, Verdampfer zur Abgabe der Wärme an die Turbine, Filter, Pumpen zum Rückführen des abgekühlten Thermalwassers, Druckhalte- und Sicherheitseinrichtungen sowie Anlagen zum Steuern und Überwachen der Anlage. Herzstück der Kraftwerkszentrale wird die Turbinen-Generator-Einheit sein. Die genaue Ausgestaltung und Dimensionierung des Kraftwerks kann erst festgelegt werden, wenn Ergiebigkeit und Temperatur der Grundwasserquelle bekannt sind.

Der Thermalwasserkreislauf ist durch einen Wärmetauscher vom Kraftwerks- und Fernwärmekreislauf getrennt, d.h. es findet nach der Förderung des Thermalwassers an der Oberfläche eine Wärmeübergabe, aber keine Wasserentnahme aus dem Thermalwasserkreislauf statt. Nach dem Wärmeentzug aus dem Thermalwasser wird dieses über die Injektionsbohrung wieder in den Untergrund zurückgeführt. Bei einer fündigen Bohrung (min. 50 l/s und 150° C) ist sowohl die Wärme- als auch eine Stromproduktion möglich.



Den bisherigen Planungen und Berechnungen wurde ein Geothermie-Heizkraftwerk mit diesen Eckwerten („Fündigkeit“) zu Grunde gelegt:

- thermische Nennleistung des Geothermiekreislaufs: ca. 17 – 20 MW;
- elektrische Nennleistung: ca. 2,5 MW;
- jährliche Nettowärmeproduktion: 80 – 110 GWh/a;
- jährliche Nettostromerzeugung: ca. 7 GWh/a;
- Jahresgesamtnutzungsgrad Geothermie: 60 %.

Bei einer geringeren Ergiebigkeit von Bohrung und Wärmequelle mit einer Förderrate von 10-50 l/s („Teilfündigkeit“) würde eine reine Wärmenutzung im Vordergrund stehen.

Im Rahmen des Vorprojekts wurde für den Standort Au ein grobes Konzept ausgearbeitet. Das Kraftwerk besteht aus drei Teilen: Dem Maschinenhaus, den Betriebs- und Nebenräumen und den Kühlanlagen. Da letztere auf die Nebenräume zu liegen kommen, kann ein kompakter, klar ausformulierter Baukörper geschaffen werden. Das äussere Erscheinungsbild des Heizkraftwerks soll modern gestaltet und auf die Umgebung abgestimmt werden. Die Erschliessung würde ab der Rechenwaldstrasse über die Einfahrt zur ARA, vorbei an den bestehenden Bauten erfolgen. Das Architekturteam wird mit einer Ausschreibung bestimmt.



Mögliche Visualisierung des GHK am Standort Au (Gebäudehöhe ca. 12 m)



Für die Betriebsphase ist schliesslich die kantonale Konzession für die Gewässernutzung erforderlich, auch wenn das Thermalwasser, welches dem Untergrund entnommen wird, nach der Wärmeentnahme wieder zurückgeführt wird. Zusätzlich ist für das Geothermie-Heizkraftwerk eine Baubewilligung zu erwirken. Auch in diese Prozesse sind das AFU und das ABB bereits involviert.

Für die aus geothermischer Energie erzeugten Strommengen darf bis zu einer elektrischen Leistung von 5 MW mit einer Vergütung von 40 Rp./kWh gerechnet werden. Ein entsprechendes Gesuch wurde beim Bund eingereicht.

6 Ausbau der Fernwärmeversorgung

Das Energiekonzept 2050 sieht vor, dass die Siedlungsgebiete in der Talsohle (bis 700 m.ü.M.) mit Fernwärme aus der Abwärme des Kehricht-Heizkraftwerks und mit Geothermie versorgt werden. Die Festlegung der Gebiete erfolgt über einen Energierichtplan. Die vorgesehenen Fernwärmegebiete müssen dabei technische Vorgaben (Höhenlage) und wirtschaftliche Kriterien (Energieverbrauchsichte, Erschliessbarkeit) erfüllen.

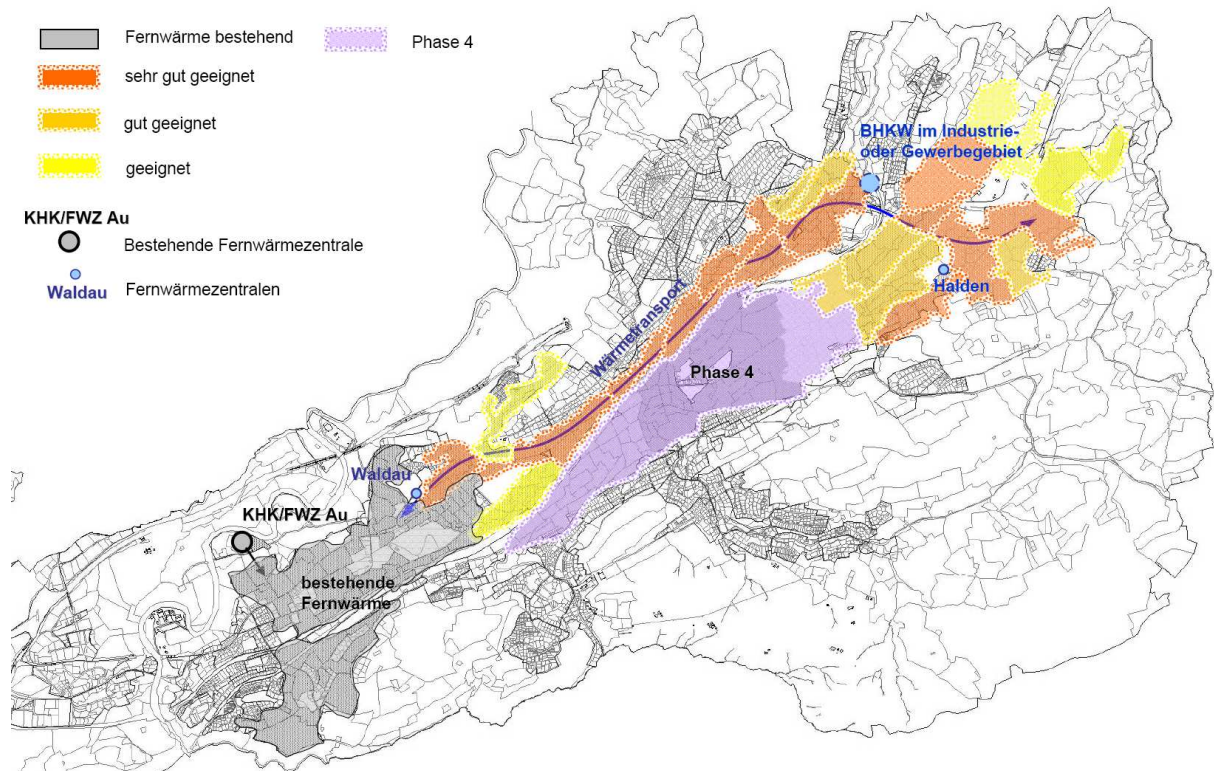
Der zweite wesentliche Bestandteil des Vorhabens besteht im Ausbau des Verteilnetzes für die Fernwärme. Das Fernwärmenetz transportiert die Erdwärme und die Abwärme aus dem Kehricht-Heizkraftwerk über geschlossene Wasserkreisläufe zu den Nutzerinnen und Nutzern.

Bei der Auswahl neuer Fernwärmegebiete stehen die potenziellen Kundinnen und Kunden und ihr Wärmebedarf im Zentrum der Überlegungen. Ein wirtschaftlich interessantes Fernwärmegebiet zeichnet sich durch folgende Verhältnisse aus:

- grosse Gebäudekomplexe mit hohen durchschnittlichen Anschlussleistungen;
- dichte Bebauungsstruktur mit kurzen Anschlussleitungen;
- keine oder schwache Erdgasversorgung;
- wenig Hauptstrassenachsen, was einen kostengünstigeren Leitungsbau erlaubt.

Die einzelnen Teilgebiete wurden hinsichtlich wirtschaftlicher Fernwärmeversorgung untersucht und grob eingeteilt. Für Fernwärme geeignete und interessante Gebiete mit grossen Wärmebezügern und hoher Siedlungsdichte werden, abgestimmt auf den systematischen Netzaufbau, bevorzugt erschlossen.





Für die Fernwärmeversorgung geeignete Gebiete

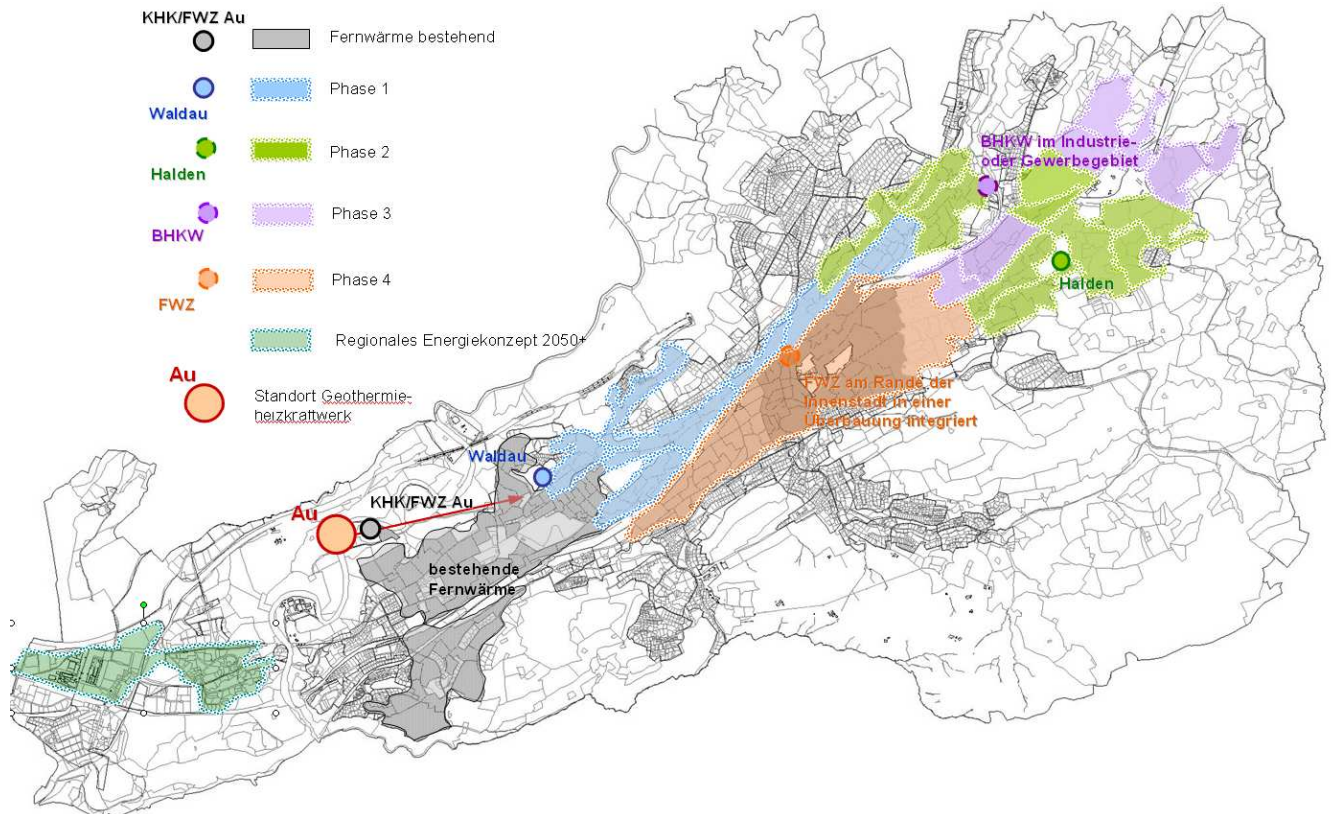
Aufgrund des erheblichen Investitionsbedarfs für das Leitungssystem und des Umfangs an Tiefbauarbeiten soll der Ausbau der Fernwärme in vier Phasen erfolgen. Diese Phasen basieren auf dem angenommenen Fall „Fündigkeit“ der geothermischen Bohrung von ca. 50 l/s mit einer Temperatur von ca. 150° C.

Die Übersicht auf der folgenden Seite zeigt die Realisierung des Ausbaus der Fernwärmeversorgung in vier Phasen gemäss dem heutigen Planungsstand.



Phase 1 2011 – 2014	Erstellung eines Geothermie-Heizkraftwerks mit Ausbau der bestehenden Fernwärmeversorgung (diese Vorlage)
	Die Phase 1 beinhaltet die Erstellung der Förder- und der Injektionsbohrung, des Geothermie-Heizkraftwerks und den Ausbau des vorhandenen Fernwärmenetzes mit einer Spitzenlastzentrale in der Waldau.
	Ziel: Der notwendige Ausbau des Fernwärmenetzes wird so weit wie möglich vorangetrieben, dass er auch ohne Wärmelieferung aus dem Geothermie-Heizkraftwerk wirtschaftlich und ökologisch betrieben werden kann. Die Abwärme des KHK wird damit optimal genutzt.
Phase 2 2015 - 2017	Weiterer Ausbau des Fernwärmenetzes bei erfolgreicher Geothermie-Bohrung für die optimale Nutzung der vorhandenen Wärme
	Die Phase 2 beinhaltet den weiteren Ausbau des Fernwärmenetzes, gestützt und dimensioniert auf die Leistungsfähigkeit der Geothermie-Bohrungen und die Erstellung einer allfällig zusätzlich erforderlichen Fernwärmezentrale.
	Ziel: Ausbau des Fernwärmenetzes in geeigneten Gebieten mit grosser Verbreitung von Ölheizungen, um die vorhandene Wärme optimal zu nutzen, ohne Doppelspurigkeiten zur vorhandenen Gasinfrastruktur zu schaffen.
Phase 3 2018 - 2020	Ergänzung des Fernwärmenetzes durch Einsatz von gas-/ biomassebetriebenen BHKWs (Stromproduktion mit Abwärmenutzung) oder allfälligen weiteren Geothermie-Heizkraftwerken
	In der Phase 3 wird das Fernwärmenetz weiter ausgebaut und um die im Energiekonzept 2050 vorgesehene dezentrale Stromproduktion mit Abwärmenutzung aus Blockheizkraftwerken (BHKW) ergänzt.
	Ziel: Weiterer Ausbau des Fernwärmenetzes in Gebieten mit hohem Anteil Ölheizungen zur optimalen Nutzung der verfügbaren Erdwärme und der Abwärme aus BHKW und KHK.
Phase 4	Komplettierung des Fernwärmegebietes, Ausweitung in die Gasversorgungsgebiete
	In der Phase 4 wird die Fernwärmeinfrastruktur auch auf heute mehrheitlich mit Erdgas versorgte Gebiete erweitert. Die Gasversorgung wird redimensioniert und, mit Ausnahme gewerblicher Nutzungen, mittelfristig abgebaut.
	Ziel: Ergänzung des Fernwärmenetzes im heutigen hauptsächlich mit Erdgas versorgten Gebiet, um auch dort die fossilen Brennstoffen durch erneuerbare Energien zu ersetzen oder mit BHKW besser auszunützen.





Übersicht über die geplanten Ausbauphasen der Fernwärmeversorgung

In der Phase 1 (diese Vorlage) soll das Fernwärmenetz so weit ausgebaut werden, dass das Potenzial der Abwärme des Kehrrecht-Heizkraftwerks voll ausgenützt wird und gleichzeitig ein sicherer und wirtschaftlicher Betrieb möglich ist. Bei einem Erfolg der geothermischen Erschliessung kann der weitere Ausbau unverzüglich eingeleitet werden, damit die Investitionen des Geothermie-Heizkraftwerks möglichst von Betriebsbeginn an amortisiert werden können. Da die bessere Isolation des bestehenden Gebäudeparks den Wärmebedarf laufend verringern wird, ist die volle Nutzung der Wärmeleistung des KHK auch sinnvoll, falls die geothermischen Bohrungen die gewünschte Wassermenge nicht sofort oder gar nicht liefern sollten.

6.1 Fernwärmenetz

6.1.1 Grundlagen Fernwärmenetz

Temperatur

Das bestehende Fernwärmenetz der Stadt St.Gallen transportiert über ein gut isoliertes Verteilnetz Wärme in Form von heissem Wasser (Vorlauftemperatur von 80-130° C). Es hat sich gezeigt, dass das bestehende System mit einer Vorlauftemperatur bis 130° C das wirtschaftliche Optimum aus Betriebskosten (Energie) und Investitionskosten (Leitungsgrössen, Leitungskosten) darstellt. Potenzial für einen noch wirtschaftlicheren Betrieb der Fernwärme



liegt bei einer Reduktion der Rücklauftemperaturen (aktuell 55° C) durch eine bessere Nutzung der Wärme. Der neue Fernwärmeparif unterstützt diesen Ansatz und honoriert Kundinnen und Kunden, welche tiefere Temperaturen an das Netz zurückgeben.

Die Möglichkeit, sekundäre Verteilnetze als Nahwärmeverbunde mit tieferen Systemtemperaturen zu betreiben, wurde an einem Fallbeispiel im Quartier Lachen untersucht. Diese Nahwärmeverbunde sind je nach Situation möglich und können auch wirtschaftlich interessant sein. Es ist darum angedacht, dass solche Anlagen mittelfristig auch ausserhalb der eigentlichen Fernwärmegebiete betrieben werden können.

Druck

Das Fernwärmenetz wird mit Heisswasser (Wassertemperatur über 100° C) betrieben, welches durch einen überlagerten Druck nicht verdampft und somit flüssig bleibt. Der höchste Druck des Fernwärmenetzes tritt in der Fernwärmezentrale Au, am tiefstgelegenen geodätischen Punkt, auf. Der konstruktiv zulässige Druck der dort vorhandenen Anlagen bestimmt die Höhenbegrenzung der St.Galler Fernwärmeversorgung auf ca. 700 m.ü.M.

Architektur des Fernwärme-Leitungssystems

Das Leitungssystem besteht aus Transportleitungen, Hauptleitungen, Nebenleitungen und Hausanschlüssen. Zentrale Pumpen fördern das Heisswasser im Leitungssystem.

Die Transportleitung führt das Heisswasser von der Wärmeproduktion in das Verteilnetz. Die Haupt- und Nebenleitungen bilden das Verteilnetz, Hausanschlüsse bringen das Heisswasser vom Verteilnetz zu den Kundenanlagen mit Wärmetauschern als Systemtrennung.

Das Fernwärme-Leitungssystem ist netzartig aufgebaut. Damit kann das Wasser auf verschiedenen Wegen zu den Verbraucherinnen und Verbrauchern fliessen. Die Situation ändert sich dynamisch mit dem weiteren Netzausbau und zusätzlichen Hausanschlüssen. Für die Dimensionierung neuer Leitungen muss daher immer das gesamte geplante Verteilnetz im Auge behalten und mit einer Netzberechnungssoftware berechnet werden. Als Grundlage dazu dient die Erfassung des bestehenden Fernwärmenetzes in das GIS-System, welche im Sommer 2010 abgeschlossen wird.

6.1.2 Bau von Fernwärmeleitungen

Fernwärmeleitungen verändern ihre Länge entsprechend den auftretenden erheblichen Temperaturunterschieden des Wassers. Der Bau von Heisswasserleitungen unterscheidet sich deshalb wesentlich vom Bau von Gas-, Wasser- und Abwasserleitungen, insbesondere sind Dehnbögen und Fixpunkte notwendig.



Damit die Leitungen thermisch vorgespannt werden können, sind beim Bau von Fernwärmeleitungen relativ lange offene Gräben erforderlich.

Die Lebens- und Abschreibungsdauer von Fernwärmeleitungen wird kalkulatorisch auf 40 Jahre berechnet. Gut gebaute Fernwärmeleitungen weisen aber eine deutlich höhere Lebensdauer auf.






**Offener Graben beim Fernleitungsbau
in der Turnerstrasse (März 2010)**

6.1.3 Entwicklung des Fernwärmenetzes




Die Netzentwicklung soll schrittweise von West nach Ost erfolgen. Das Netz wird bis zum Nachweis der Fündigkeit der geothermischen Bohrung so weit entwickelt, dass eine optimale Nutzung der Abwärme des Kehrlicht-Heizkraftwerks sichergestellt ist. Die weitere Entwicklung erfolgt abgestimmt auf die Ergebnisse der Langzeitversuche am Bohrstandort. Für den Wärmetransport in West-Ost-Richtung und die erforderliche Redundanz ist eine Wärmetransportleitung erforderlich.

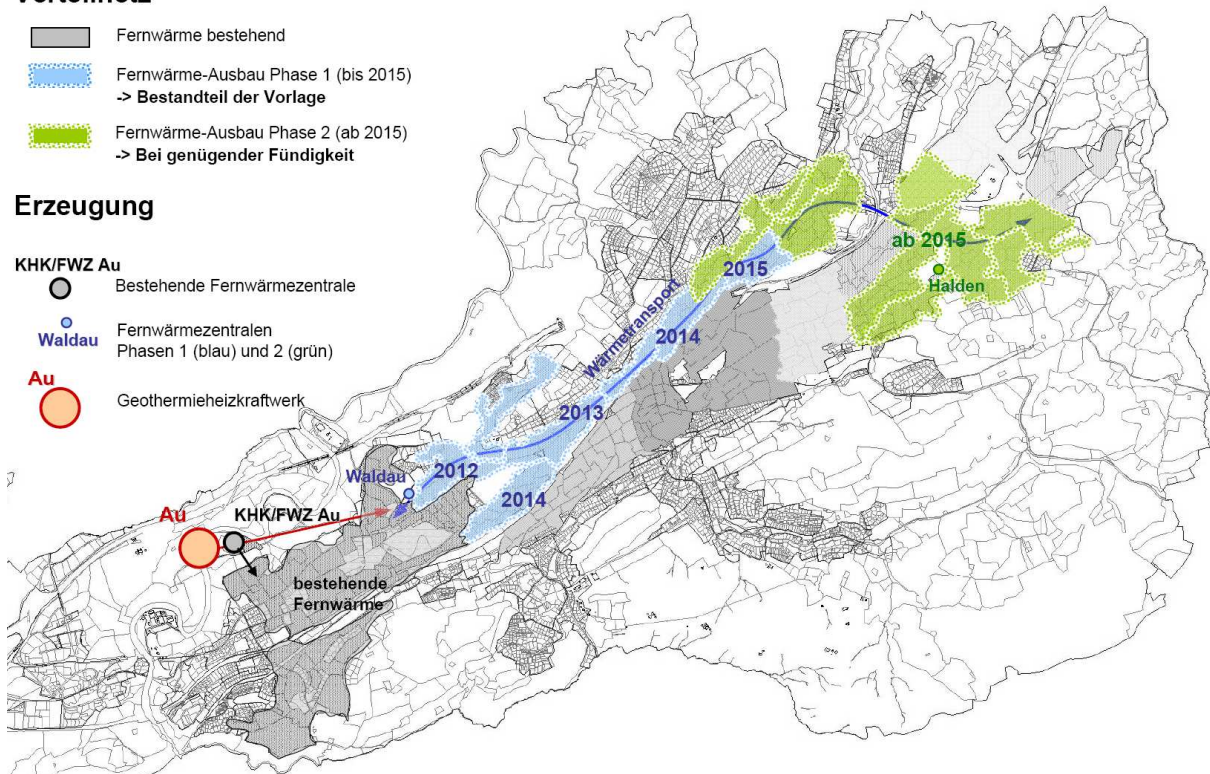


Verteilnetz

-  Fernwärme bestehend
-  Fernwärme-Ausbau Phase 1 (bis 2015)
-> Bestandteil der Vorlage
-  Fernwärme-Ausbau Phase 2 (ab 2015)
-> Bei genügender Fündigkeit

Erzeugung

- KHK/FWZ Au**
 Bestehende Fernwärmezentrale
-  **Waldau**
Fernwärmezentralen
Phasen 1 (blau) und 2 (grün)
-  **Au**
Geothermieheizkraftwerk



Ausbauschritte des Fernwärmenetzes mit Zentralen

6.2 Fernwärmezentralen

Die Wärmeversorgungsstrategie des Energiekonzepts 2050 basiert auf der Nutzung von Erdwärme, der Abwärmenutzung aus der Stromproduktion (BHKW) und einer optimierten Nutzung der Abwärme aus dem Kehrlicht-Heizkraftwerk (KHK). Um das Potenzial dieser Energiequellen wirtschaftlich und ökologisch optimal zu nutzen, ist es unabdingbar, die Spitzenlasten bei extremen Aussentemperaturen mit Heisswasserkesseln abzudecken. Dazu braucht es neben dem Geothermie-Heizkraftwerk (GHK) und dem Kehrlicht-Heizkraftwerk (KHK) auch so genannte Fernwärmezentralen (FWZ), welche sicherstellen, dass die erforderliche Wärme jederzeit im gesamten Versorgungsgebiet zur Verfügung steht. Die Fernwärmezentralen stellen auch beim vorübergehenden Ausfall einer Anlage (Revision oder Unterhalt), aber auch bei Betriebsstörungen in einem Heizkraftwerk die erforderliche Redundanz kostengünstig und effizient sicher.

Zusammenfassend übernehmen die Fernwärmezentralen folgende Aufgaben:

- Deckung der Spitzenlast;
- Sicherstellung der Versorgung bei Betriebsunterbrüchen von GHK und KHK;
- Unterbringung der technischen Anlagen für den Betrieb des Fernwärmenetzes.



Analog zur Standortevaluation der Geothermiestandorte wurden unter Einbezug der zuständigen Behörden auch mögliche Standorte der Fernwärmezentralen analysiert und auf folgende Standortfaktoren untersucht: Technische Eignung, Erschliessungskosten, Geländebeschaffenheit, Eigentumsverhältnisse, raumplanerische Aspekte, umweltrelevante Faktoren sowie städtebauliche Einbindung.

6.2.1 Konzept / Endausbau

Das Konzept der Fernwärmeversorgung sieht vor, dass mittelfristig im Talbereich jeder Stadtteil über eine eigene Zentrale verfügt. Die zu versorgenden Stadtgebiete und die dazugehörigen Zentralen sind auf die Ausbauphasen des Fernwärmenetzes abgestimmt. Gleichzeitig wird durch die dezentrale Spitzenlastdeckung und die gegenseitige Redundanz eine optimale Versorgungssicherheit gewährleistet. Alle Zentralen werden durch ein übergeordnetes Leitsystem verbunden.

Grosse Zentralen sind grundsätzlich wirtschaftlicher als kleine. Durch die längliche Ausdehnung in einem Hochtal sind in der Stadt St.Gallen keine grossen Zentralen in sinnvoller Distanz zu den Verbraucherinnen und Verbrauchern möglich. Die Zentralen müssen daher so dimensioniert sein, dass der wirtschaftliche Betrieb und die Kosten für das Leitungssystem optimal aufeinander abgestimmt sind.

6.2.2 Fernwärmezentralen Waldau und Halden

Im Rahmen des Projektes ist für das Geothermie-Heizkraftwerk und die Fernwärmezentralen eine einheitliche Gestaltung vorgesehen, um sie als verwandte Infrastrukturelemente in das Stadtgefüge zu integrieren und dem Projekt einen gemeinsamen Auftritt zu verschaffen. Das geeignete Architekturteam, welches in einem integrativen Prozess Technik und Gebäudehülle zu einer Einheit verbinden und in die Umgebung einbinden soll, wird mit einer Ausschreibung bestimmt.

Die Fernwärmezentralen Waldau und Halden dienen als Spitzenlastzentralen (analog zur bestehenden Anlage auf dem Areal KHK/FWZ Au) und werden mit Erdgas oder Heizöl betrieben. Sie beinhalten je zwei Spitzenlastkessel, Tanks zur Brennstofflagerung, Sicherheitseinrichtungen sowie Armaturen und Apparate für die Sicherstellung der Fernwärmeversorgung.

Das für die Fernwärmezentrale Waldau vorgesehene Areal ist Eigentum der Stadt und wurde früher für einen Werkhof des Tiefbauamtes genutzt. Heute sind die ehemaligen Werkhofbauten als Zwischennutzung vermietet. Für die Realisierung der Fernwärmezentrale ist eine Umzonung von der Wohnzone in die Zone für öffentliche Bauten und Anlagen nötig. Die Zonenplanänderung wurde im Juni/Juli 2010 öffentlich aufgelegt. Es sind keine Einsprachen eingegangen; somit kann das Stadtparlament die Zonenplanänderung beschliessen.





Mögliches Erscheinungsbild der FWZ Waldau

6.3 Vorgezogene Fernwärmeanschlüsse

Für den wirtschaftlichen Ausbau der Fernwärmeversorgung ist es zentral, möglichst rasch viele Liegenschaften an neu erstellte Fernwärmeleitungen anzuschliessen. Der Zeitpunkt der Verfügbarkeit der Fernwärme stimmt leider selten mit den zeitlichen Erneuerungsabsichten der Liegenschaftseigentümer oder mit der Bauplanung bei Neubauten überein.

Der städtische Energiefonds soll bei Heizungen, deren Erneuerung noch nicht ansteht, den Umstieg auf Fernwärme erleichtern. Muss eine bestehende Heizung hingegen umgehend erneuert werden oder wird in einem Neubau eine neue Heizanlage erstellt, ist oft ein Fernwärmeanschluss kurzfristig noch nicht verfügbar. Für diese Fälle sollen die Stadtwerke den sogenannten „vorgezogenen Fernwärmeanschluss“ realisieren können.

Der Liegenschaftseigentümer bestellt den Fernwärmeanschluss und bezahlt die bezogene Wärme gemäss Reglement. Im Gegenzug liefern die Stadtwerke Wärme entweder ab der bestehenden Anlage mit Sanierungsbedarf oder aus einer Übergangslösung mittels mobiler Heizzentrale oder eines Provisoriums. Sobald die Fernwärme verfügbar ist, stellen die Stadtwerke die Wärmelieferung um, und der Liegenschaftseigentümer verfügt über die gewünschte Fernwärmeversorgung. Der vorgezogene Fernwärmeanschluss stellt ein wichtiges Element für den wirtschaftlichen Ausbau der Fernwärmeversorgung dar.

Der vorgezogene Fernwärmeanschluss hilft, den Ausbau der Fernwärme zu forcieren und in einem geplanten Fernwärmeausbaugesbiet Fehlinvestitionen bei der Installation neuer Heizungen zu vermeiden. Zusätzlich kann der Druck von zeitlichen Abhängigkeiten in komplexen Projekten gemindert werden.



7 Projektphasen und Projektorganisation

7.1 Termin- und Ablaufplanung

Projektorganisation und Terminplan sind durch die hohe Anzahl der am Projekt beteiligten Stellen von Stadt, Kanton und Bund, aber auch durch die vielen involvierten Planer und Unternehmen sehr komplex. Das Projekt umfasst die fünf Teilbereiche „Teilprojekt Geothermie“, „Teilprojekt Fernwärme“, „politischer Prozess“, „Kommunikation“ und „Risikomanagement“.

Die detaillierte Termin- und Ablaufplanung der Phase 1 stellt sich wie folgt dar:

Projektphasen		Beschreibung	Zeithorizont
Projekttablauf			
A	Vorbereitung	UVP-Voruntersuchung und Pflichtenheft Umweltverträglichkeitsbericht (UVB)/ Verfahrensablauf Konzession/ Fündigkeitsversicherung (Bund + Privat)	bis Juni 2010
		Erste Ergebnisse Seismik-Auswertung Standortentscheid Bohrung und Geothermie-Heizkraftwerk)	Juli 2010
		Stadtparlament	August 2010
		Bewilligungsanträge (Bau- und Sondierbewilligung) werden eingereicht	Oktober 2010
		3D-Modell und Bohrzielbestimmung im Untergrund Beurteilung und Entscheid 1. Bohrung	bis Oktober 2010
		detaillierte Bohrplanung/-technik und Ausschreibungsunterlagen Bohrungen	bis Dezember 2010
		Volksabstimmung	November 2010
B+ C	Projektierung + Realisierung	Fernwärmenetzausbau und Kundenanschlüsse	sukzessive ab Winter 2011
		Fernwärmezentrale Waldau	Winter 2011 bis Herbst 2012
		Ausschreibung und Vergabe Bohrungen, Bohrplatzplanung	Winter/ Frühjahr 2011
		Bewilligungen (Bau- und Sondierbewilligung) liegen vor	Frühjahr 2011
		Bohrplatzerstellung und -einrichtung	Frühsommer 2011
		Start 1. Bohrung	September 2011



		Bohrende, Ergebnisauswertung und Beginn UVP-Hauptuntersuchung/ Konzessionsantrag Beurteilung und Entscheid 2. Bohrung	Winter 2011/ 2012
		Start 2. Bohrung (im Anschluss)	Winter 2011
		Beurteilung und Entscheid Technik Geothermie-Heizkraftwerk	Frühling 2012
		Bohrende und Langzeittests Beurteilung und Entscheid für den Bau Geothermie-Heizkraftwerk	Herbst 2012
		UVB liegt vor / Konzession und Baubewilligung GHK erteilt	Herbst 2012
		Planung, Ausschreibung und Vergabe Geothermie-Heizkraftwerk	Winter/ Frühjahr 2013
		Baubeginn Geothermie-Heizkraftwerk	Sommer 2013
D	Betrieb	Probetrieb Fernwärmezentrale Waldau und Fernwärmenetz	ab Herbst 2012
		Inbetriebnahme des Geothermie-Heizkraftwerks erste Wärme- und Stromlieferung	ab Frühjahr/ Sommer 2014

7.2 Verfahren

Für die Umsetzung des Projekts Geothermie und Fernwärme St.Gallen mit allen Teilprojekten und Bauwerken sind folgende Bewilligungsverfahren anhängig:

- Baubewilligung (betrifft: Bohrplatz, Bohranlage, Geothermie-Heizkraftwerk und Fernwärmezentrale Waldau);
- Sondierbewilligung und Wasserrechtskonzession gemäss dem Gesetz über die Gewässernutzung (betrifft: Bohrungen);
- Umweltverträglichkeitsprüfung nach dem Bundesgesetz über den Umweltschutz bzw. der Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung UVPV (betrifft: Geothermie-Heizkraftwerk inkl. Wärmequelle).

7.3 Rückfallebenen und Abhängigkeiten

Bis zur Feststellung der geothermischen Fündigkeit besteht das Projekt aus zwei aufeinander folgenden Teilprojekten, der Seismik und der ersten Bohrung. Die Seismik, speziell die 3D-Seismik, stellte eine grundlegende geophysikalische Vorerkundungsmassnahme dar, um die Untergrundstrukturen unter der Stadt St.Gallen im Detail darzustellen. Auf deren Basis



wurde der Standort für die geplanten Bohrungen sowie für das Geothermie-Heizkraftwerk an der Oberfläche bestimmt. Auch das genaue Bohrziel im Untergrund wird so ermittelt.

Nach Festlegung des Standorts und der detaillierten Bohrplanung werden der Bohrplatz eingerichtet und die erste Bohrung ausgeführt. Erst wenn die für eine wirtschaftliche und technische Umsetzung notwendige Thermalwassertemperatur und eine nachhaltige Thermalwasserfließrate anhand von Pumpversuchen nachgewiesen ist, kann eine zweite Bohrung abgeteuft werden. Auch bei der zweiten Bohrung muss eine ausreichende Fündigkeit durch Pumpversuche nachgewiesen werden. Anschliessend werden an dieser geothermischen Dublette Zirkulationstests durchgeführt. Erst wenn auch diese positiv ausfallen, kann mit der Planung und dem Bau des Geothermie-Heizkraftwerks begonnen werden.

Für den Fall von Abweichungen im Projektablauf bestehen Rückfallebenen, welche als „Teilfündigkeit“ (zu wenig Wasser, zu geringe Temperatur) und „Nichtfündigkeit“ (kein Thermalwasser vorhanden) definiert wurden. In beiden Fällen bestehen weitere Projektoptionen. Bei Teilfündigkeit in der ersten Bohrung und/oder in beiden Bohrungen ist aus technischer Sicht in jedem Fall eine geothermische Fernwärmenutzung möglich, die wirtschaftliche Umsetzbarkeit muss jedoch nach Vorliegen gesicherter Erkenntnisse neu bewertet werden. Bei Nichtfündigkeit sind alternative Nutzungen zu prüfen (vgl. Abbildung unter Ziff. 8.3). Im Weiteren bestehen Möglichkeiten, die Wasserförderraten (Ergiebigkeiten) durch geeignete und bewährte bohrtechnische Verfahren zu erhöhen.

Zur zusätzlichen Projektabsicherung wurde über die Swissgrid beim Bundesamt für Energie BFE eine Risikogarantie für Bohrungen und Tests beantragt. Bei Nichtfündigkeit oder Teilfündigkeit sind bis zu 50 % der Kosten erstattungsfähig. Auch Lösungen bei privaten Versicherungsgesellschaften zu den Risiken Fündigkeit, Bohrrisiko und Geräteverlust (Lost-in-Hole) werden geprüft.

7.4 Verantwortlichkeiten

Die Projektierung und der Bau des Geothermie-Heizkraftwerks sowie der Ausbau des städtischen Fernwärmenetzes liegen in der Verantwortung der Stadt St.Gallen. Es ist vorgesehen, dass die Sankt Galler Stadtwerke die Anlagen erstellen, unterhalten und betreiben werden.

Innerhalb der Stadtwerke wird das Projekt bei der Sparte Wärme angesiedelt, welche auch die Grundlagen für diese Vorlage und den gesamten Ausbau des Fernwärmenetzes erarbeitet hat. Die Stabstelle Geothermie ist für die Realisierung der Bohrungen und den Bau des Geothermie-Heizkraftwerks verantwortlich. Bis zur Inbetriebnahme werden die Teilprojekte in einer klassischen Projektorganisation geführt, nach Betriebsaufnahme des Heizkraftwerks werden alle Anlagen durch die Abteilung Fernwärme unterhalten und betrieben. Spätestens



auf diesen Zeitpunkt hin wird die Organisation der Sparte Wärme entsprechend angepasst. Ihre Kernaufgaben werden dann Produktion, Verteilung sowie Verkauf von Anschlüssen und der Wärme sein. Dies wird bedeuten, unter Wettbewerbsbedingungen durch geeignete Preis- und Absatzpolitik Kundschaft zu gewinnen. Dies erfordert eine integrierte Teamleistung aus Vertrieb, technischer Planung, Controlling und Vertragsgestaltung. Deshalb müssen diese Personalressourcen für Akquisition, Oberbauleitung und Dokumentation während der Projektrealisierung angemessen erhöht werden.

7.5 Reporting

Als Grundlage für den Entscheid zum Auslösen der Meilensteine des Projekts und der entsprechenden Kreditfreigaben wird der der Stadtrat laufend über den aktuellen Projektstand orientiert. Über die Entscheide des Stadtrats wird jeweils auch die zuständige Kommission des Stadtparlaments anhand eines periodischen Projektstatusberichtes orientiert.

8 Finanzplan und Kosten

8.1 Rahmenkredite

Mit dem Geothermieprojekt beschreitet St.Gallen Neuland. Tiefbohrungen sind, trotz sorgfältiger Planung und guter Datengrundlage, termin- und kostenmässig nur bedingt planbar. Die Dimensionierung des Geothermie-Kraftwerks und des Fernwärmenetzes hängen wesentlich von der Fündigkeit der geothermischen Bohrungen und den Tests über die Zuverlässigkeit der Zirkulation des heissen Wassers in der geothermischen Dublette ab. Damit fehlen heute wesentliche Grundlagen für eine genaue Planung, detaillierte Entscheide zum Bohrfortschritt, für zusätzliche Massnahmen und letztlich zum Bau des Geothermie-Kraftwerks und den entsprechenden Ausbau des Fernwärmenetzes. Gleichzeitig fehlen damit auch die Grundlagen für eine grössere Kostengenauigkeit. Aus diesem Grund soll für das Projekt ein Rahmenkredit eingeholt werden, welcher mit klar definierten Projektschritten, mit den möglichen Ausstiegsmöglichkeiten, mit laufendem Risikomanagement und entsprechendem Controlling gleichermassen einen flexiblen und raschen Projektlauf ermöglichen soll.

Entsprechend den drei Teilprojekten werden drei separate Rahmenkredite beantragt:

Teilprojekt Geothermie	CHF	76'165'000
Teilprojekt Ausbau des Fernwärmenetzes	CHF	82'335'000
Teilprojekt Vorgezogene Fernwärmeanschlüsse	CHF	500'000
Gesamtinvestition:	CHF	159'000'000



Teilprojekt Geothermie	CHF	CHF
Bohrungen und Tests		47'250'000
Grundstück	350'000	
Vorbereitungsarbeiten	9'720'000	
Erkundungsbohrung und Tests	18'060'000	
Injektionsbohrung und Tests	16'570'000	
Honorare	2'550'000	
Geothermie-Heizkraftwerk (GHK)		25'450'000
Grundstück	5'170'000	
Vorbereitungsarbeiten	430'000	
Gebäude	1'890'000	
Betriebseinrichtungen	15'200'000	
Umgebung	280'000	
Baunebenkosten und Übergangskonten	190'000	
Honorare	2'140'000	
Bewilligungen	50'000	
Ausstattung	100'000	
Kommunikation		465'000
eigener Personalaufwand		3'000'000
Gesamttotal Teilprojekt Geothermie-Heizkraftwerk		76'165'000

Teilprojekt Ausbau Fernwärmenetz	CHF	CHF
Fernwärmezentrale Au Anpassungen (FWZ Au)		2'220'000
Betriebseinrichtungen	1'980'000	
Honorare	240'000	
Fernwärmezentrale Waldau (FWZ Waldau)		10'870'000
Grundstück	1'570'000	
Vorbereitungsarbeiten	330'000	
Gebäude	2'170'000	
Betriebseinrichtungen	4'480'000	
Umgebung	510'000	
Baunebenkosten und Übergangskonten	500'000	
Honorare	900'000	
Ausstattung	60'000	
Erstfüllung Heizöl	350'000	
Fernwärmezentrale Halden Vorbereitungen (FWZ Halden)		370'000
Grundstück	12'000	



Vorbereitungsarbeiten	8'000	
Baunebenkosten und Übergangskonten	350'000	
Netz / Verteilleitungen		44'590'000
Leitungsbau	42'750'000	
Gasnetz-Stilllegungen	1'840'000	
Kundenanlagen		18'770'000
Kommunikation		465'000
eigener Personalaufwand		5'050'000
Gesamttotal Teilprojekt Ausbau Fernwärmenetz		82'335'000

Teilprojekt Vorgezogener Fernwärmeanschluss	CHF	CHF
Erstellen von Übergangslösungen für Endkundinnen und Endkunden zur Vermeidung von Fehlinvestitionen		500'000

8.2 Planungssicherheit und Kostengenauigkeit

In den einzelnen Positionen der Schätzungen zu den Bohrkosten sind die Risiken und Einflüsse von Markt und Geologie, soweit sie im heutigen Planungsstand erkennbar sind, bewertet worden.

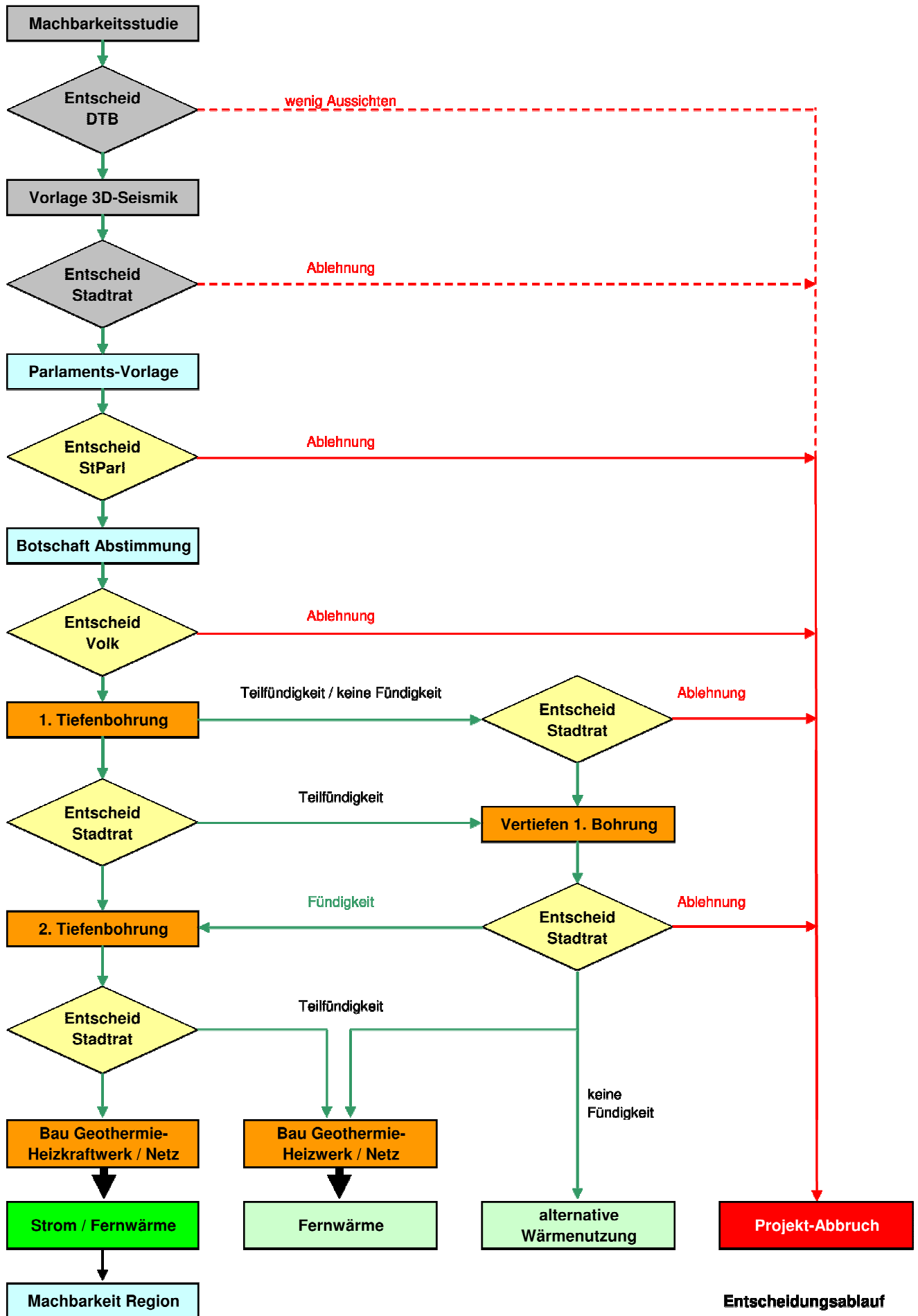
Für die einzelnen Fernwärmezentralen und das Geothermie-Heizkraftwerk haben die Generalplaner Kostenschätzungen erstellt. Für die wesentlichen technischen Installationen und Einrichtungen wurden bei Lieferanten Richtofferten eingeholt. Mit diesen Daten wurden etwa 60-70 % der Gesamtkosten ermittelt. Die Genauigkeit der Kostenschätzung beträgt entsprechend $\pm 20\%$.

Das Fernwärmenetz und die Kundenanschlüsse wurden mittels Einheitspreisen aus den Erfahrungen der Fernwärmeversorgung hochgerechnet. Die Investitionen für Grundstückskäufe, Versicherungen etc. wurden zu den Kosten der Generalplaner hinzugerechnet. Die eigenen Aufwendungen umfassen insbesondere den Personaleinsatz.

8.3 Kreditfreigaben

Mit dieser Vorlage wird über Rahmenkredite von gesamthaft CHF 159 Mio. entschieden. In der Realisation werden die Kosten der Arbeitspakete aufgrund der laufenden Erkenntnisse schrittweise überprüft und präzisiert. Nach Erreichen der definierten Meilensteine gibt der Stadtrat jeweils die einzelnen Kostenblöcke frei. Sobald ein erfolgreicher Betrieb des Geothermie-Heizkraftwerks technisch nachgewiesen und rechtlich sowie wirtschaftlich gesichert ist, werden das vorhandene Wärmepotenzial bestimmt und die zweite Phase der Erweiterung der Fernwärmeversorgung der Stadt St.Gallen geplant.

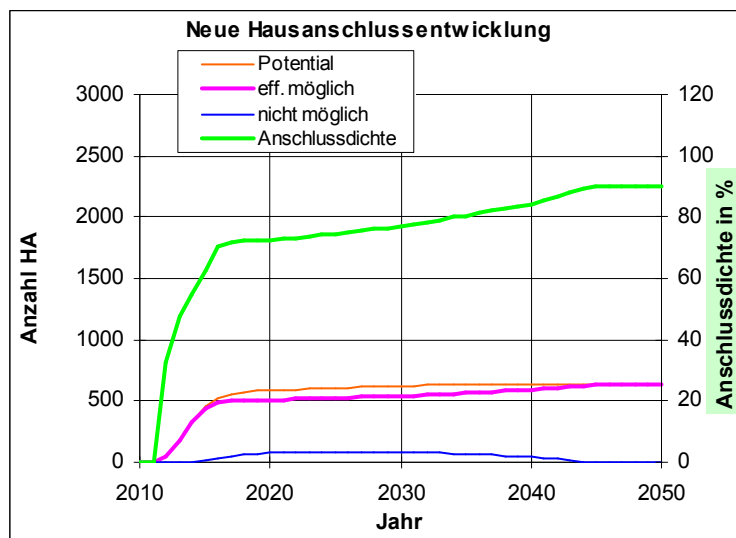




Entscheidungsablauf

8.4 Gesamtwirtschaftlichkeit

Das Projekt für ein Geothermie-Heizkraftwerk zieht Investitionskosten von rund 159 Mio. Franken nach sich, wovon ca. 52 % auf die gesamte Verteilung der Wärme (einschliesslich Fernwärmezentrale und Hausanschlüsse) sowie ca. 31 % auf die Tiefbohrungen und ca. 17 % auf das Geothermie-Heizkraftwerk entfallen. Nach den Ausgaben für Bohrungen, Geothermie-Heizkraftwerk und Erweiterung des Verteilnetzes während den ersten drei Projektjahren muss über die folgenden zehn Jahre stetig weiter in den Netzausbau investiert werden. Erst dann ist der maximal mögliche Wärmeabsatz erreicht. Das Geothermie-Heizkraftwerk wird als Hybridanlage mit Strom- und Wärmeproduktion gerechnet. Der Planrechnung wird eine zukünftige Anschlussdichte von 90 % zugrunde gelegt, da auch die bestehende Fernwärmeversorgung diese Dichte erreicht hat. Gleichzeitig wird jedoch angenommen, dass der Wärmeabsatz aufgrund der Gebäudesanierung gemäss Energiekonzept 2050 um 40 % abnehmen wird. An der Anschlussfreiheit wird trotzdem weiterhin festgehalten.



Zu erwartende Entwicklung der Hausanschlüsse

Mit der Kapitalwertmethode kann der im Betrachtungszeitraum notwendige kostendeckende durchschnittliche Wärmeverkaufspreis in CHF pro MWh ermittelt werden. Dabei wird die Summe aller saldierten Barwerte dem gesamten Fernwärme- und Elektroabsatz während der Betrachtungsperiode bis zum Jahr 2050 (relevanter Zeitraum gemäss Energiekonzept) gegenübergestellt. Mit dem resultierenden Preis wird im Betrachtungszeitraum eine volle Ausgabendeckung erzielt, wobei eine Verzinsung von Anfangsverlusten in den ersten Jahren ebenso berücksichtigt ist wie eine Verzinsung späterer Überschüsse.

Mit sich ändernden Heizölpreisen ändern sich auch die Energieankaufskosten für die Spitzenlastzentralen. Daher wird die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung anhand eines Diagramms dargestellt. Das Diagramm zeigt den notwendigen kostendeckenden Wärmeverkaufspreis in



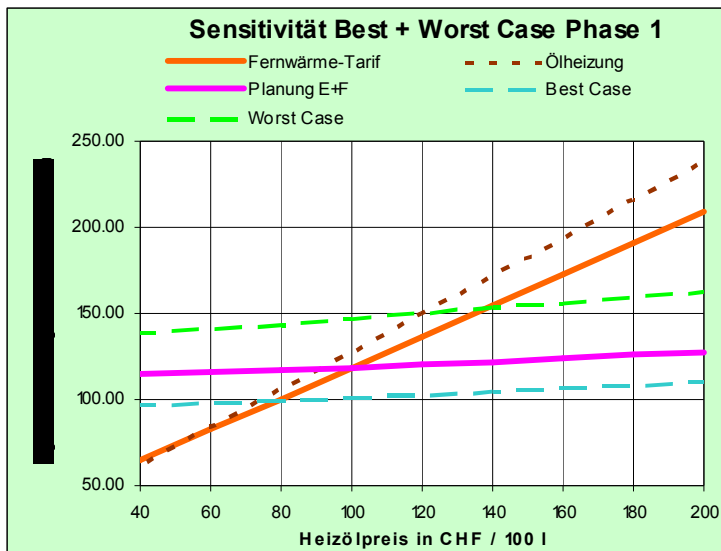
Abhängigkeit vom Heizölpreis. Zur Orientierung werden der Ertrag mit dem seit 1. Juni 2010 gültigen Fernwärme-Preissystem und einer Ölheizung als Vergleich ebenfalls dargestellt. Verändern sich die Ausgangsdaten sehr stark, kann der kostendeckende Wärmepreis im Extremfall sogar höher als der am Markt erzielbare Fernwärmepreis liegen. Der entsprechende Grenzwert, der so genannte kritische Wert, wird zur Beurteilung des Projektes beigezogen.

Um die Wirtschaftlichkeit einer Investition richtig zu beleuchten, müssen diverse Varianten auf ihre Sensitivität berechnet werden. Mit der durchgeführten Sensitivitätsanalyse kann aufgezeigt werden, wie sich die Veränderungen einzelner Faktoren auf die Wirtschaftlichkeit auswirken. Zu diesem Zweck wurden mögliche positive Veränderungen wie Reduktion der Investitionshöhe und Verbesserung des Wärmeabsatzes in einem günstigen Fall (Best Case) zusammengefasst. Andererseits wurden negative denkbare Veränderungen wie Erhöhung der Investitionskosten, reduzierte geothermische Leistung und Verschlechterung der Anschlussdichte in einem ungünstigen Fall (Worst Case) zusammengeführt.

Das Diagramm zeigt, in welcher Höhe der minimal nötige Heizölpreis liegen muss, damit das Projekt rentabel wird. Der aktuellen Planung wurde ein durchschnittlicher Heizölpreis von CHF 100 pro 100 l während den nächsten 40 Jahren errechnet. Im günstigsten Fall (Best Case) reicht ein Preis von CHF 79 pro 100 l und im ungünstigsten Fall (Worst Case) braucht es CHF 138 pro 100 l zum Erreichen der Wirtschaftlichkeit.

Projektkritische Faktoren sind der Wärmepreis und die Höhe der Investitionen. Negative Abweichungen bei den geologischen Faktoren Temperatur und Fließrate bleiben demgegenüber weitgehend beherrschbar, da der Ausbau des Fernwärmenetzes auf die Leistungsfähigkeit des Geothermie-Heizkraftwerks abgestimmt wird. Entscheidender ist der Wärmeabsatz, insbesondere die Endausbau- bzw. Endanschlussdichte. Würde sie deutlich tiefer als im bestehenden Fernwärmenetz ausfallen, wäre die Projektrentabilität in Frage gestellt.





Sensitivität: Best und Worst Case (Phase 1)

8.5 Mittelflussplanung

Die Finanzplanung mit den wichtigsten Eckdaten wurde durch einem externen Wirtschaftsprüfer überprüft. Die Herausforderung liegt darin, der Projektkomplexität mit den entsprechenden Varianten gerecht zu werden und den Projektverlauf trotzdem mit der angemessenen Sicherheit in den Finanzströmen abzubilden.

Im Finanzierungsprozess sind laufend Szenarioauswertungen und Abweichungsanalysen erforderlich. Die Finanzsimulation integriert geologische, technische und betriebswirtschaftliche Faktoren. Neue Erkenntnisse im Bohrverlauf oder in der technologischen Entwicklung werden umgehend berücksichtigt. Die Mittelflussplanung kann so dynamisch und rasch auf neue Erkenntnisse und entsprechende Projektentscheide reagieren und die Informationsbedürfnisse werden ohne grossen Zeitverzug erfüllt.

Schwankungen der Marktpreise für Erdöl, Erdgas und Wärme haben erheblichen Einfluss auf die Betriebsrechnung der Fernwärme. Unter der Annahme, dass der durchschnittliche Heizölpreis während den nächsten 40 Jahren auf CHF 80 pro 100 l verharren würde und der aktuelle Fernwärmetarif nicht angepasst würde, wäre die Rechnung (inkl. Abschreibungen und Verzinsung) im „Best Case“ betriebswirtschaftlich ausgeglichen, im „Normalfall“ würde ein Ausgabenüberschuss von CHF 3,3 Mio. pro Jahr entstehen und beim „Worst Case“ könnte gar ein Ausgabenüberschuss von CHF 5.9 Mio. resultieren. In den letzten beiden Fällen müsste der Tarif angepasst werden.

Damit die Kosten durch die Fernwärmeversorgung selber gedeckt werden können, sind Reserven für Wärmepreis-Schwankungen und Erneuerungen zu bilden. Vorübergehende Zuschüsse aus dem allgemeinen Haushalt oder aus dem Unternehmen Stadtwerke wären



höchstens dann angebracht, wenn wegen den Marktverhältnissen die zur Deckung der Ausgaben erforderlichen Einnahmen für längere Zeit nicht erzielt werden könnten.

8.6 Sonderrechnung und Finanzierung

Die Stadt führt für ihre unselbständigen Unternehmen je eine Sonderrechnung. Dies ermöglicht es, die jeweiligen Kosten verursachergerecht denjenigen zu belasten, welche die entsprechenden Dienstleistung nutzen. Für das Geothermie-Heizkraftwerk und das Fernwärmenetz inkl. Fernwärmezentralen werden entsprechend eigene Baurechnungen und Betriebsrechnungen geführt.

Zur Finanzierung grösserer Investitionen stellt die Stadt St.Gallen die notwendigen Geldmittel in Form von internen Darlehen zur Verfügung. Die Fernwärmeversorgung hat die anfallenden Zinsen und die notwendigen Rückzahlungen für den Geothermie- und den Fernwärme-Teil aus dem Ertrag des Wärmeverkaufes selbst zu erwirtschaften. Die Stadt als Eigentümerin der Stadtwerke trägt aber letztlich auch das Risiko für die Fernwärmeversorgung.

8.7 Projektcontrolling

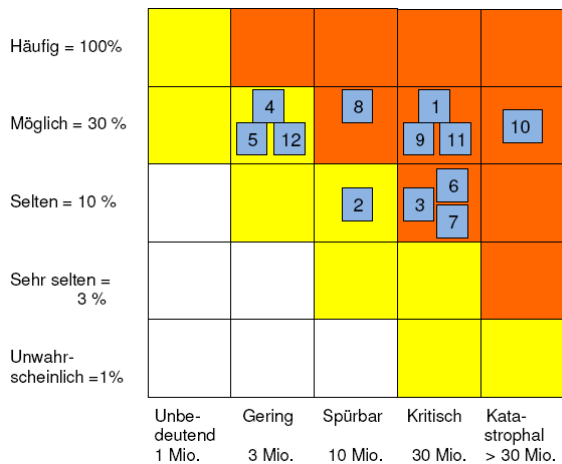
Um das Projekt nicht wegen fehlender Wirtschaftlichkeit zu gefährden, soll unter Berücksichtigung der bestehenden Verpflichtungen und Verrechnungen ein professionelles Controlling mit informatikgestützter, monatlicher Vorschaurechnung jederzeit über den finanziellen Verlauf und das Risiko genau Auskunft geben können. Mittels standardisiertem Berichtswesen soll der Stadtrat regelmässig über alle wesentlichen Fakten orientiert werden.

8.8 Risikomanagement

8.8.1 Ausgangslage und Risikoanalyse

Die Stadtwerke haben alle relevanten Risiken des Projektes ermittelt, analysiert und bewertet. Die nachstehend Matrix zeigt die wichtigsten Ergebnisse:





1	Fehlende Wirtschaftlichkeit
2	Fehlende Akzeptanz Kundschaft
3	Erschütterungen
4	Schwierigkeiten in der Beschaffung
5	Rechtsmittel, Verzögerungen
6	Eingriff in das System Erde
7	Geringe Erfahrung Grossprojekte
8	Fehlende Fachleute
9	Inadäquate Kundensicherung
10	Fündigkeit unter Erwartungen
11	Lückenhaftes Krisenmanagement
12	Sicherheitsmängel

Die zwölf wichtigsten Risiken

Aus der Basis der Risikobeurteilung wurden über dreissig konkrete Massnahmen abgeleitet und bestehende Projektaktivitäten präzisiert, um die Risiken zu vermeiden, zu vermindern oder besser zu kontrollieren.

Die Risikobeurteilung zeigt, dass das Fündigkeitsrisiko (Risiko 10) – erwartungsgemäss – das grösste Risiko darstellt. Die Auswirkungen wurden methodenkonform als „katastrophal“ eingestuft, weil das Projekt bei fehlender Fündigkeit abgebrochen werden muss. Dabei ist aber klar festzuhalten, dass bei einem Scheitern des Projekts nicht Auswirkungen auf Mensch und Umwelt im Vordergrund stehen. Das Fündigkeitsrisiko (Risiko 10) zeigt letztlich das unternehmerische Risiko der Stadt im Geothermieprojekt St.Gallen auf.

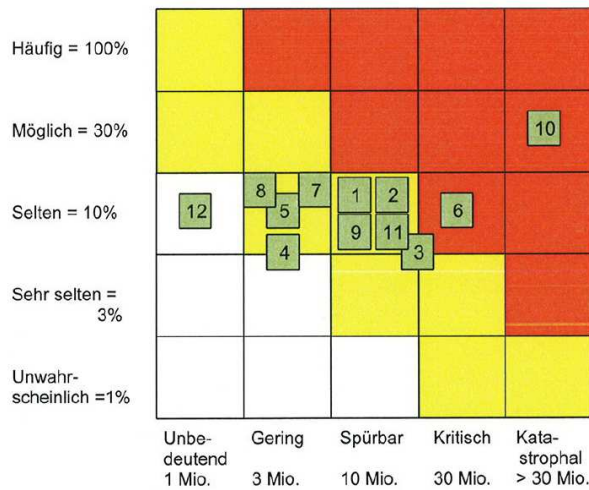
Die geologischen Risiken sind am schwierigsten beeinflussbar. Bei Tiefbohrungen können geringfügige Erschütterungen zwar nicht generell ausgeschlossen werden, sie sind aber sehr unwahrscheinlich (Risiko 3). Trotzdem wird noch vor den Bohrungen ein mikroseismisches Messnetz eingerichtet, das auch geringste Erschütterungen registrieren wird, unabhängig davon, ob sie natürlichen Ursprungs sind oder später durch die Bohrtätigkeit bzw. den Betrieb ausgelöst werden, damit eine Vergleichbarkeit ermöglicht wird.

Das Risiko der ungenügenden Wirtschaftlichkeit (Risiko 1) hängt mit kaum beeinflussbaren externen Faktoren wie Fündigkeitsrisiko und Entwicklung der Energiepreise zusammen. Es kann aber durch gezielte Massnahmen positiv beeinflusst werden. Dazu ist das Risiko der ungenügenden Kundensicherung (Risiko 9) zu zählen. Ein detailliertes Konzept für den sog. vorgezogenen Fernwärmeanschluss zur gezielten Kundengewinnung im Vorfeld des Ausbaus des Fernwärmenetzes und zur zusätzlichen Absatzsicherung wird derzeit erarbeitet.

Das Risiko einer möglicherweise fehlenden Akzeptanz der Kundschaft (Risiko 2) kann wesentlich beeinflusst werden durch eine offene Kommunikation von Beginn weg, vor allem aber durch Zuverlässigkeit in der Bau- und Betriebsphase. Ein angemessenes Krisenma-



nagement (Risiko 11) soll sicherstellen, dass Projektstörungen vermieden oder nötigenfalls rasch und effizient behoben werden. Die geplante Verminderung der Risiken kann durch eine konsequente Umsetzung der definierten Massnahmenpakete erreicht werden.



1	Fehlende Wirtschaftlichkeit
2	Fehlende Akzeptanz Kundschaft
3	Erschütterungen
4	Schwierigkeiten in der Beschaffung
5	Rechtsmittel, Verzögerungen
6	Eingriff in das System Erde
7	Geringe Erfahrung Grossprojekte
8	Fehlende Fachleute
9	Inadäquate Kundensicherung
10	Fündigkeit unter Erwartungen
11	Lückenhaftes Krisenmanagement
12	Sicherheitsmängel

Die zwölf wichtigsten Risiken nach Optimierung im Rahmen des Risikomanagement (Risikolandschaft „SOLL“)

Nachfolgend wird aufgezeigt, wie das Risikomanagement im Projekt Geothermie und Fernwärme umgesetzt wird. Dabei wird auch auf den organisatorischen Rahmen eingegangen.

8.8.2 Grundlagen

Das Risikomanagement, wie es im Projekt Geothermie und Fernwärme durchgeführt wird, baut auf der neuen internationalen Norm ISO 31000 „Riskmanagement – Principles and Guidelines“ und den daraus abgeleiteten Spezifikationen des Regelwerks ONR 49000 „Risikomanagement für Organisationen und Systeme“ auf. Bei diesem Risikomanagement-Konzept handelt es sich um einen Ansatz, in dem die Frage nach den wesentlichen Risiken einer Organisation, eines Projektes oder eines Systems und die Einflussnahme darauf durch das Management im Vordergrund stehen. Dieses prozessorientierte Risikomanagement-Konzept stellt heute eine internationale Best Practice dar.

8.8.3 Der Risikomanagement-Prozess

Im Rahmen professionell geleiteter Workshops für die Risikobeurteilung des Projekts Geothermie und Fernwärme wurden nach der Vorgabe des Risikomanagement-Prozesses zunächst die Rahmenbedingungen definiert. Dazu gehört die Erstellung einer umfassenden Gefahrenliste als eine wichtige Teilaufgabe. In dieser werden alle möglichen Gefahren des



Projektes gesammelt, detailliert aufgelistet und strukturiert (Projektumfeld, Umwelt und Ökologie, Projektmanagement, rechtliche Aspekte und Finanzierung, spezifische Gefahren Geothermie, spezifische Gefahren Fernwärme). Mit dieser Gefahrenliste wird sichergestellt, dass die Risikoidentifikation, -analyse und -bewertung möglichst vollständig und umfassend sind. Bei den in diesem Prozess ermittelten zwölf wichtigsten Risikoszenarien des Projekts Geothermie und Fernwärme handelt es sich um den Konsens einer fundierten Analyse durch alle Projektverantwortlichen (Risikoeigner) und den in den Prozess involvierten Verantwortlichen der Stadtwerke (Risikomanager).

Ziele des Risikomanagements sind die planmässige Umsetzung des Projekts und der Schutz vor Zwischenfällen durch die Verringerung und Vermeidung der Risiken. Das Risikomanagement kann aber nur greifen, wenn die ausgearbeiteten Massnahmen eingefordert, umgesetzt und überwacht werden. Dies erfordert auch die Kommunikation mit allen internen und externen Beteiligten oder möglichen Betroffenen.

Im Projektplan werden Meilensteine festgelegt, um die Risikobeurteilung zu aktualisieren. Erstmals wird dies Ende 2010, nach der Volksabstimmung, der Fall sein. Zu diesem Zeitpunkt können verschiedene Risiken bereits eliminiert oder neu beurteilt werden. Es können aber auch neu definierte Risiken eingebaut und beurteilt werden.

8.8.4 Organisation des Risikomanagements

Im Risikomanagement sind drei grundlegende Funktionen sicherzustellen:

- der Vorsitzende der Geschäftsleitung der Sankt Galler Stadtwerke (Beauftragter der obersten Leitung) ist für das Risikomanagement-System und seine laufende Verbesserung verantwortlich;
- die Projektverantwortlichen (Risikoeigner) sind unmittelbar für Vermeidung und Minderung der Risiken verantwortlich;
- die involvierten, leitenden Mitarbeitenden (Risikomanager) betreuen als Fachpersonen die Risikomanagement-Aktivitäten in der Organisation (Risiko- und Massnahmenüberwachung).

Das Risikomanagement wird in der Risikomanagement-Politik der Stadtwerke beschrieben. Darin wird festgelegt, wie das Risikomanagement in allen vorhandenen und neuen Anwendungsgebieten umgesetzt wird und wer dabei welche Aufgaben, Verantwortungen und Kompetenzen wahrnimmt. Die Risikomanagement-Politik wurde im Frühjahr 2010 erstellt und dient als Grundlage für die Bewertung und laufende Verbesserung des Risikomanagement-Systems. Bestandteil des Risikomanagement-Systems ist ein Notfall- und Krisenma-



nagement, das innerhalb der Stadtwerke systematisiert wird und den professionellen Umgang mit den Projektstörungen sicherstellt.

8.9 Finanzielle Folgen eines Projektabbruchs

Dank des schrittweisen Vorgehens kann das Projekt bei negativem Verlauf jederzeit ganz oder teilweise abgebrochen werden. Sollte nach der ersten Bohrung kein Thermalwasser im Untergrund gefunden werden und auf weitere Bohrungen verzichtet werden, so müssten die angefallenen Kosten in der Höhe von ca. CHF 45 Mio. für die 3-D-Seismik und die Arbeiten im Zusammenhang mit der ersten Bohrung durch Auflösung von Reserven abgeschrieben werden.

Falls erst nach der zweiten Bohrung festgestellt würde, dass die Fördermenge von Thermalwasser zu gering wäre und damit die geothermische Nutzung langfristig keinen Erfolg hätte (Worst-Case-Szenario), so müssten zusätzlich auch diese Investitionen in der Höhe von ca. CHF 15 Mio. abgeschrieben werden.

Bei einer verminderten geothermischen Leistung um 50 % wäre der Betrieb bei einem durchschnittlichen Heizölpreis von ca. CHF 120 pro 100 Liter noch eigenwirtschaftlich. Bei einer um mehr als 50% verminderten geothermischen Leistung müssten die Investitionen und die entsprechende Wirtschaftlichkeit unter den dann gegebenen Rahmenbedingungen nochmals überprüft werden.

9 Umweltbetrachtung

9.1 Umweltverträglichkeit

9.1.1 Umweltverträglichkeitsprüfung und Umwelteinflüsse der Geothermie

Gemäss der Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung ist eine Anlage zur Nutzung von Erdwärme mit mehr als 5 MW thermischer Leistung UVP-pflichtig.

Die Umweltverträglichkeit der geplanten Geothermieanlage, bestehend aus geothermischer Dublette (zwei Tiefenbohrungen) und Heizkraftwerk, wurde daher im Rahmen der UVP-Voruntersuchung vorerst standortunabhängig untersucht. Die Vorgehensweise ist mit dem zuständigen kantonalen Amt für Umwelt und Energie (AFU) festgelegt worden. Für die UVP-Hauptuntersuchung wurde ein Pflichtenheft erstellt, dessen Korrektheit und Vollständigkeit das AFU als zuständige Behörde bestätigt hat.



Die Vorabklärungen zeigen, dass während der Bau- und Betriebsphase eines Geothermie-Heizkraftwerks vor allem folgende Umweltbereiche relevant sind: Lärm, Luftschadstoffe, Erschütterungen, Abwasser/Entwässerung, Boden/Untergrund und Grundwasser.

Da der Standort Au als Bohr- und Kraftwerksstandort feststeht, kann nun eine standortbezogene Beurteilung der Umweltauswirkungen erfolgen. Bereits die Umweltverträglichkeitsvoruntersuchung hat ergeben, dass mit entsprechenden baulichen und betrieblichen Massnahmen keine übermässigen Umwelteinwirkungen zu erwarten sind. Aufgrund des heutigen Projektstands kann das Vorhaben als mit der Umweltgesetzgebung vereinbar und daher als umweltverträglich bezeichnet werden.

Die qualitativen und quantitativen Umweltauswirkungen sowie die zu treffenden Massnahmen werden in der Hauptuntersuchung standort- und projektbezogen ermittelt und beurteilt. Vor dem Hintergrund der Nachhaltigkeit und der grossen medialen Präsenz der Geothermie wurden für den Bau und Betrieb eines Geothermie-Heizkraftwerks zusätzliche Untersuchungen zu den Themen Umwelteinflüsse untertage, Energiebilanz und CO₂-Bilanz vorgenommen.

Folgende Formen der untertägigen Beeinflussung sind demnach im Bereich der geplanten geothermischen Dublette während dem Bau und dem Betrieb zu beachten:

- hydrothermische Effekte (Änderung der Temperatur von Gestein / Grundwasser);
- hydraulische Effekte (Änderung der Druckverhältnisse im Untergrund / Aquifer);
- stoffliche Einträge in den Untergrund / Aquifer (z.B. Bohrspülung);
- chemische Veränderungen im Untergrund / Aquifer (z.B. Lösung von Feststoffen);
- geomechanische Effekte im Untergrund / Aquifer (z.B. lokale Spannungsänderungen);
- mögliche Freisetzung von Gasen im Untergrund.

Diese möglichen Einflüsse der geplanten Geothermieanlage wurden im Rahmen einer umfassenden Studie näher betrachtet. Dazu wurden auf Basis aller bisher bekannten geologischen Daten ein dreidimensionales Untergrundmodell erstellt und der Betrieb der geothermischen Dublette über eine Laufzeit von 30 Betriebsjahren an zwei Standorten im Westen (Bereich Au) und Osten (Bereich Schachen) von St.Gallen simuliert.

Als Ergebnis der Studie geht hervor, dass die Nutzung der Geothermie zur kombinierten Strom- und Wärmegewinnung lediglich eine geringe Beeinflussung der Umwelt mit sich bringt. Zwar erfolgt die thermische Regeneration des Untergrunds lokal nur langsam, der be-



troffene Auskühlungsbereich im Untergrund ist aber sehr kleinräumig. Die thermische Durchbruchzeit zwischen beiden Bohrungen (Kriterium der Nachhaltigkeit der geothermischen Dublette) liegt unter durchschnittlichen Projektbedingungen bei 95 Jahren. Auch die durch die Dublette erzeugten Druckänderungen im Untergrund wirken nur im Nahbereich der Bohrungen und gehen nach Betriebsende rasch auf ein natürliches Niveau zurück.

Alle Auswirkungen bleiben auf den näheren Bohrumkreis beschränkt und sind mit dem heutigen Stand der Technik gut messbar und beherrschbar. Das Bohr- und Betriebskonzept ist so ausgelegt, dass die Umwelteffekte möglichst gering bleiben. Ein mikroseismisches Netzwerk misst vor und während der Bau- und Betriebsphase alle lokalen Erschütterungen (natürliche und künstliche/induzierte), um bei Bedarf umgehend reagieren zu können.

9.1.2 Energie- und CO₂-Bilanz

Zusätzlich zur Quantifizierung der Beeinflussung des Untergrunds durch den Dublettenbetrieb wurde eine Energiebilanz für den Untergrund erstellt. Diese Berechnung hat gezeigt, dass bei einem 30-jährigen Dublettenbetrieb, bei einer angenommenen Fließrate von 50 l/s, dem nutzbaren Untergrund höchstens 4 % der gespeicherten Energie entnommen würden. Dieser Berechnung liegt die Annahme zugrunde, dass der genutzte Aquifer unter dem Stadtgebiet von St.Gallen eine Mächtigkeit (Dicke) von 300 m aufweist.

Betrachtet man die gesamte Wärmeenergie, die in der Erde gespeichert ist, dann steht eine nahezu unbegrenzte Energiemenge zur Verfügung, die mit der Geothermie erschlossen werden kann. Diese Erschliessung und der Betrieb einer Geothermieanlage waren bislang nur unter Verwendung erschöpflicher Energiequellen (Erdgas, Erdöl) möglich, so dass die gewonnene Nettoenergie nicht derjenigen der geförderten Energie entspricht. Um ein genaueres Bild vom Einsatz erschöpflicher Energie zu erhalten, wurde die sogenannte „graue Energie“ bilanziert.

Die Ergebnisse zeigen für die Verhältnisse von St.Gallen, dass eine Geothermieanlage zur reinen Stromgewinnung ab einer Thermalwasserförderrate von 7 l/s eine positive Energiebilanz aufweist, wenn man die innerhalb der Lebenszeit von 30 Jahren gewonnene geothermische Energie mit der benötigten erschöpflichen Energie für Bau und Betrieb der Anlage vergleicht. Bei einer Hybridanlage, wie hier in St.Gallen geplant, genügen bereits geringere Fließraten für eine positive Energiebilanz.

Mit dem Bau einer geothermischen Anlage sind auch CO₂-Emissionen verbunden. Für das Geothermieprojekt St.Gallen wurde eine CO₂-Bilanz erstellt, die einen Vergleich mit anderen Anlagen und den aktuellen städtischen CO₂-Emissionen erlaubt. Die Berechnungen ergeben für den Bau und Betrieb einer Geothermieanlage samt Fernwärmenetz eine benötigte Ener-



giemenge von ca. 250 GWh für den Fall der kombinierten Strom- und Wärmegegewinnung mit einer Hybridanlage. Dieser Energiemenge entsprechen ca. 50'000 Tonnen CO₂. Während des Betriebs der Anlage werden jedes Jahr ca. 80 GWh Wärme und ca. 7 GWh Strom aus Erdwärme erzeugt.

Würde die Anlage in der Heizperiode rein wärmeoptimiert betrieben, könnte eine CO₂-Einsparung von jährlich rund 30'000 Tonnen erzielt werden, wodurch die baubedingten Emissionen in weniger als zwei Jahren kompensiert wären. Zudem würde die Reduktion gegenüber dem Stand 2010 mit einem wärmebedingten CO₂-Ausstoss von 200'000 Tonnen rund 15 % betragen. Da die Stromproduktion zu einer Verringerung der nutzbaren Wärmeenergie führt, ist die Anrechnung der CO₂-Einsparung entsprechend geringer, da der Schweizer Strom aufgrund des hohen Atom- und Wasserstromanteils bereits eine sehr geringe CO₂-Belastung ausweist.

Die Bedeutung dieser Stromproduktion kommt erst in Verbindung mit dem Energiekonzept 2050 zum Tragen. Laut den Modellrechnungen werden im Jahr 2050 jährlich immer noch rund 500 GWh Wärme benötigt, deren Erzeugung, wenn sie rein fossil erfolgte, rund 100'000 Tonnen CO₂ verursachen würde. Mit drei GHK (3 mal 80 GWh Wärme plus 3 mal 7 GWh Strom), dem optimierten KHK (90 GWh Wärme plus 40 GWh Strom) und den Erdsonden-Wärmepumpen (für die Gebäude in den Hügelbereichen, Strombedarf ca. 60 GWh) könnte dieser verbleibende Wärmebedarf bilanzmässig vollständig gedeckt werden, so dass die Stadt St.Gallen bezüglich Wärmeversorgung autark und CO₂-emissionsfrei wäre. Eine kleine Einschränkung ist zu machen, weil das KHK von Abfällen ausserhalb des Stadtgebiets alimentiert wird (was aber bilanzmässig durch „exportierte“ Biomasse kompensiert werden soll) und weil Unterhalt und Reparatur an der Wärmeanfrastruktur laufende, wenn auch deutlich geringere CO₂-Emissionen verursachen.

9.2 Sozialverträglichkeit

Ziel des Energiekonzeptes 2050 ist es, dass die St.Galler Bevölkerung ihre Wohn- und Mobilitätsbedürfnisse auch in Zukunft zu einem vernünftigen Preis erfüllen kann, ohne dadurch die Ressourcen und die Umwelt künftiger Generationen zu beeinträchtigen. In einem ersten Schritt setzt die Stadt bei der Umsetzung des Konzeptes vor allem auf Effizienz. So sollen beispielsweise der Gebäudebestand durch energetische Sanierung optimiert und die Mobilität vermehrt mit effizienten öffentlichen Verkehrsmitteln sowie mit unmotorisiertem Langsamverkehr sichergestellt werden.

Mit dem Projekt Geothermie-Heizkraftwerk und dem Ausbau des Fernwärmenetzes erfolgt ein wesentlicher Schritt in Richtung nachhaltige Wärmeversorgung bei gleichzeitiger Stärkung der regionalen Wirtschaft. Mit einem Investitionsvolumen von CHF 159 Mio. startet die



Stadt St.Gallen ein bedeutungsvolles und nachhaltiges Infrastruktur-Projekt. Nicht alle werden aber von dieser Investition unmittelbar profitieren können. Der Ausbau des Fernwärmenetzes muss schrittweise erfolgen und ist technisch bedingt nicht in allen Stadtteilen möglich. Es ist wichtig, dass keine Bevölkerungsgruppe durch planerische Prozesse zulasten anderer übermässig profitieren kann oder benachteiligt wird. Die Investition in die Geothermieanlage und das Fernwärmenetz sollen zwar durch die Stadt vorfinanziert werden, getragen werden soll die Investition aber über die gesamte Betriebsdauer durch einen kostendeckenden Wärmepreis. Wer vom System profitiert, sorgt damit auch für seine Finanzierung.

Die stadtplanerische Steuerung erfolgt über einen Energierichtplan, welcher die Fernwärmeentwicklungsgebiete festlegt. Da dieser Plan Richtplancharakter hat, ist er nicht allgemeinverbindlich. Er zeigt aber auf, in welchen Gebieten welches Heizsystem durch den städtischen Energiefonds geplant und unterstützt wird. In den geplanten Fernwärmeentwicklungsgebieten darf die Fernwärme nicht durch subventionierte Wärmepumpen konkurrenziert werden. Auf der anderen Seite unterstützt der Fonds in diesen Gebieten Investitions- und Desinvestitionsvorhaben und hilft bei Übergangslösungen (vorgezogener Fernwärmeanschluss).

In den Hügelzonen werden individuelle Wärmepumpen zur Nutzung der untiefen Geothermie auch weiterhin gefördert, genauso wie energetische Gebäudesanierungen im gesamten Stadtgebiet. Für diejenigen Gebiete, die weder mit tiefer noch mit untiefer Erdwärme versorgt werden können, sieht das Energiekonzept 2050 dezentrale Wärmeverbundlösungen vor, die durch Abwärme von erdgas- oder biomassebetriebenen Heizkraftanlagen, auch Wärme-Kraft-Koppelungsanlagen genannt, gespeist werden. Entsprechende Projekte werden durch Beratung und Beiträge gefördert.

Förderbeiträge werden grundsätzlich an die Eigentümerinnen und Eigentümer von Gebäuden ausgerichtet. Angesichts der Berücksichtigung bei der Abrechnung der Nebenkosten soll sich aber vor allem für die Mieterinnen und Mieter ein unmittelbarer Nutzen aus den geplanten Investitionen ergeben.

10 Chancen und Risiken

10.1 Chancen

Das Projekt Geothermie St.Gallen eröffnet die Chance, den Verbrauch fossiler Energieträger zur Wärme- und Stromproduktion wesentlich zu reduzieren und schrittweise durch die Nutzung einer nachhaltigen, Ressourcen schonenden Bandenergie zu ersetzen. Gleichzeitig vermag die Geothermie als einheimische Energiequelle die Abhängigkeit von Rohstoff- und Stromimporten zu verringern und die Wertschöpfung vor Ort substantiell zu erhöhen.



Eine erfolgreiche Umsetzung dieses Projekts führt aber auch zu massgeblichen Verbesserungen für die Umwelt. So können die Emissionen aus Wärme- und Stromerzeugung auf Stadtgebiet (Kohlendioxid, Methan, Feinstaub etc.) durch die Nutzung der Erdwärme schrittweise reduziert werden. Der Platzbedarf eines Geothermie-Heizkraftwerks an der Oberfläche ist vergleichsweise gering und die Anlage entsprechend kaum störend.

Aus technischer Sicht kann mit dem Geothermieprojekt St.Gallen der Beweis erbracht werden, dass Bau und Betrieb einer hydrothermalen Dublette für die Wärme- und Stromerzeugung im Ostschweizer Molassebecken ohne relevante negative Umwelteinflüsse möglich sind. Im Weiteren stellen die geplanten Bohrungen einen bedeutenden und wertvollen geologisch-geothermischen Erkenntnisgewinn auf lokaler, regionaler und nationaler Ebene dar. Das hiermit erlangte Wissen über den Untergrundaufbau, die Gesteinsabfolgen und deren Eigenschaften, allfällig vorhandenes Thermalwasser sowie weitere Rohstoffe im Untergrund des Grossraums St.Gallen liefert nicht nur wissenschaftlich aufschlussreiche Fakten, sondern kann auch andere Nutzungsmöglichkeiten aufzeigen und somit die Realisierung weiterer Geothermieprojekte initiieren.

10.2 Risiken

Das Hauptrisiko beim hydrothermalen Geothermieprojekt in St.Gallen besteht darin, dass bei der Erschliessung des anvisierten geothermischen Reservoirs eine unzureichende Thermalwasserförderrate erzielt oder eine zu geringe Wassertemperatur angetroffen wird. Dieses Fündigkeitsrisiko besteht auch bei umfassender Datenrecherche und geophysikalischer Vorerkundung, da die Geologie im Raum St.Gallen in den geplanten Tiefen von über 4'000 m bisher nie angebohrt wurde. Eine ausreichende Beurteilung der Ergiebigkeit im Zielhorizont liegt deshalb erst nach der Durchführung umfangreicher Tests nach einer ersten Bohrung vor. Eine Versicherung gegen das Fündigkeitsrisiko kann beim Bundesamt für Energie und bei privaten Versicherungsgesellschaften abgeschlossen werden. Die Anmeldung beim Bund ist erfolgt, die Möglichkeiten bei privaten Gesellschaften befinden sich in Abklärung.

Daneben existieren auch bohrtechnische Risiken, sowohl technischer als auch geologischer Natur, wie etwa Gestängebrüche, Bohrlochstabilitätsprobleme oder unerwartete Gasführungen. Dabei handelt es sich aber ausnahmslos um bohrtechnische Risiken, die bei jeder Bohrung in grössere Tiefen auftreten können und aus technischer Sicht normal sind. Diese sind prinzipiell versicherbar; eine entsprechende Bohrrisikoversicherung wird geprüft.

Generell besteht beim Bau und Betrieb einer hydrothermalen Dublette die Möglichkeit des Auftretens von mikroseismischen Ereignissen. Diese resultieren aus dem natürlich vorhandenen tektonischen Spannungsfeld im Untergrund in Kombination mit den künstlichen Eingriffen beim Bohren oder Pumpen und können von nicht wahrnehmbaren bis allenfalls vor



Ort leicht spürbaren Erderschütterungen reichen. Obwohl solche mikroseismischen Ereignisse im St.Galler Projekt sehr unwahrscheinlich sind, soll ein lokales seismisches Messnetz die Überwachung und Dokumentation auftretender Mikroseismizität bereits vor Bohrbeginn gewährleisten. Eine erste Quantifizierung der zu erwartenden mikroseismischen Ereignisse erfolgt im Rahmen entsprechender Bohrlochtests. Darauf basierend kann das Auftreten von spürbarer Seismizität durch ein auf die lokalen Verhältnisse angepasstes Betriebskonzept minimiert werden.

Im Weiteren bestehen bei jedem Bohrvorhaben auch Risiken für Boden und Grundwasser. Um diese Gefährdungen möglichst ausschliessen zu können, sind entsprechende Vorkehrungen und Sicherheitseinrichtungen vorgesehen. Eine Studie zu möglichen Umwelteinflüssen der Geothermie zeigt auf, dass es auf Basis der bisher bekannten Grundlagen und Daten lediglich zu einer vergleichsweise geringen Beeinflussung der Umwelt durch das Geothermieprojekt St.Gallen kommt.

Eine detaillierte Finanz- und Mittelflussplanung hat die Bandbreite der Wirtschaftlichkeit aufgezeigt und trägt dazu bei, die finanziellen Projektrisiken zu minimieren. Zusätzlich wurden Fördermittel beantragt, z.B. die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) für geothermisch erzeugten und ins öffentliche Netz eingespeisten Strom. Nicht beeinflussbare Faktoren, wie die Fündigkeit, die Entwicklung des Wärmepreises, der Verlauf der Konjunktur oder die Folgen von politischen Entscheiden können aber immer dazu führen, dass sich die Wirtschaftlichkeit des Projekts verändert.

11 Gesamtwürdigung

Die Stadt St.Gallen beschreitet mit der Umsetzung des Energiekonzepts 2050 neue Wege und setzt dabei auf einen pragmatischen und schrittweisen Umbau der Energieversorgung. In einem ersten Schritt wurden wesentliche Voraussetzungen für die energetische Sanierung des städtischen Gebäudebestands geschaffen, namentlich wurden eine professionelle Energieberatung eingeführt und mit dem städtischen Energiefonds ein Instrument zur zielgerichteten und wirkungsorientierten Förderung von Gebäudesanierungen zur Verfügung gestellt. Mit dem vorliegenden Projekt soll nun die städtische Wärmeversorgung auf eine nachhaltige Basis gestellt werden. Die aus dem Energiekonzept 2050 entwickelte Strategie setzt bei der Deckung des künftigen Wärmebedarfs massgeblich auf Erdwärme.

Die für geothermische Nutzungen günstige Lage der Stadt St.Gallen, die grosse Erfahrung im Betrieb von Fernwärmenetzen, aber auch die sorgfältige Planung dieses Generationenprojekts sprechen für seine Realisierung. Geothermie senkt die Abhängigkeit von ausländischen Energielieferungen und stärkt die regionale Wirtschaft nachhaltig. Dabei stützt sich die



Stadt im Bereich der geothermischen Tiefbohrung und des Geothermie-Heizkraftwerks auf nationale und internationale Spitzentechnologie ab, beim Bau des Fernwärmenetzes, der Fernwärmezentralen und der Hausinstallationen aber auf regionale und lokale Fernwärmespezialisten und Installationsprofis.

Jeder Fernwärmeanschluss leistet einen Beitrag zum Umweltschutz, da in der Regel eine mit fossilen Brennstoffen betriebene Heizanlage ersetzt wird. Die CO₂-Reduktion stellt nicht nur einen Beitrag zum Klimaschutz dar, sondern führt auch zu einer Verbesserung der Luftsituation auf Stadtgebiet. Für die Eigentümerinnen und Eigentümer von Liegenschaften nimmt die Abhängigkeit von ausländischen Energielieferungen ab. Mit einem transparenten Wärmetarif wird die Planbarkeit der Energiekosten erhöht. Dies ist auch im Interesse der Mieterinnen und Mieter. Die Stadt garantiert als zuverlässiger Partner die Versorgungssicherheit.

Das Energiekonzept 2050 hat zum Ziel, dass die St.Galler Bevölkerung ihren Energiebedarf senken wird. Die Energie zur Erfüllung ihrer Wohnbedürfnisse soll aber auch in Zukunft sicher und zu einem vernünftigen Preis beschafft werden können, ohne dadurch die Ressourcen und die Umwelt künftiger Generationen zu beeinträchtigen. Mit dem vorliegenden Projekt kann ein wichtiger Meilenstein zum Erreichen dieser Ziele gesetzt werden.

Der Stadtpräsident:
Scheitlin

Der Stadtschreiber:
Linke

Beilage
Zonenplanänderung
Glossar

