



## **Potenzialstudie hydrothermale Tiefengeothermie im Churer und Sarganser Rheintal bis zum Walensee**

Kurzfassung, Januar 2016

### **Kanton Graubünden**

Amt für Energie und Verkehr  
Amt für Natur und Umwelt  
Amt für Raumentwicklung

### **Kanton St.Gallen**

Amt für Umwelt und Energie

# Impressum

## Schlussbericht vom August 2015

---

Auftragsbezeichnung:	Potenzialstudie hydrothermale Tiefengeothermie im Churer und Sarganser Rheintal bis zum Walensee
Auftraggeber:	Amt für Energie und Verkehr, Kanton Graubünden Amt für Natur und Umwelt, Kanton Graubünden Amt für Raumentwicklung, Kanton Graubünden Amt für Umwelt und Energie, Kanton St.Gallen
Autoren:	 Michael Sonderegger, Sankt Galler Stadtwerke (Gesamtkoordination) Marco Huwiler, Sankt Galler Stadtwerke Thomas Bloch, Sankt Galler Stadtwerke Dr. Riccardo Bernasconi, Dr. Bernasconi AG Kaspar Papritz, Dr. Bernasconi AG Samuel Bucher, Dr. Bernasconi AG Dr. Christian Regli, Geotest AG Dr. Reto Hänni, Geotest AG Stephan Bolay, Geotest AG Alfons Schmid, Energieagentur St.Gallen GmbH Julie Kästli, Energieagentur St.Gallen GmbH
Begleitende Arbeitsgruppe:	Erich Büsser, AEV Kt. GR Hansruedi Aebli, ANU Kt. GR Tanja Bischofberger, ARE Kt. GR Dr. Roger Heinz, AFU Kt. SG
Unterstützung durch:	Prof. em. Adrian Pfiffner
Verwendete Softwares:	move™ 2014.2, GeoModeller 2013, ArcGIS 10
Version:	V 8.0

## Kurzfassung vom Januar 2016

---

Autor:	Michael Sonderegger, Sankt Galler Stadtwerke
Begleitende Arbeitsgruppe:	Erich Büsser, AEV Kt. GR Hansruedi Aebli, ANU Kt. GR Tanja Bischofberger, ARE Kt. GR Dr. Roger Heinz, AFU Kt. SG
Foto Titelseite:	Tiefbohrung St.Gallen GT-1, 2013 (W. Tobler)
Version:	V 3.0

# Inhaltsverzeichnis

<b>Impressum</b> .....	<b>II</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>III</b>
<b>1 Einführung</b> .....	<b>1</b>
1.1 Ausgangslage und Untersuchungsperimeter .....	1
1.2 Studiumsetzung.....	1
<b>2 Grundlagen der geothermischen Nutzung</b> .....	<b>2</b>
2.1 Geothermische Nutzungstypen.....	2
2.2 Rahmenbedingungen der tiefegeothermischen Nutzung .....	2
<b>3 Geothermische Ressourcen</b> .....	<b>3</b>
3.1 Geologischer Überblick .....	3
3.2 Potenzielle geothermische Reservoirgesteine.....	3
3.3 Geothermische Ressourcen im Untersuchungsperimeter .....	4
<b>4 Wärmeabnehmerpotenzial</b> .....	<b>5</b>
4.1 Wärmenetzeignung und Gesamtwärmebedarf je Gemeinde.....	5
4.2 Kumulierter Wärmebedarf im regionalen Überblick .....	6
<b>5 Potenzielle Standortgebiete für tiefegeothermische Nutzung</b> .....	<b>7</b>
5.1 Anlagendimensionierung.....	7
5.2 Eingrenzung auf acht Potenzialgebiete .....	8
<b>6 Perspektiven</b> .....	<b>9</b>
6.1 Fazit und Empfehlungen für weiteres Vorgehen.....	9
6.2 Ausblick.....	10



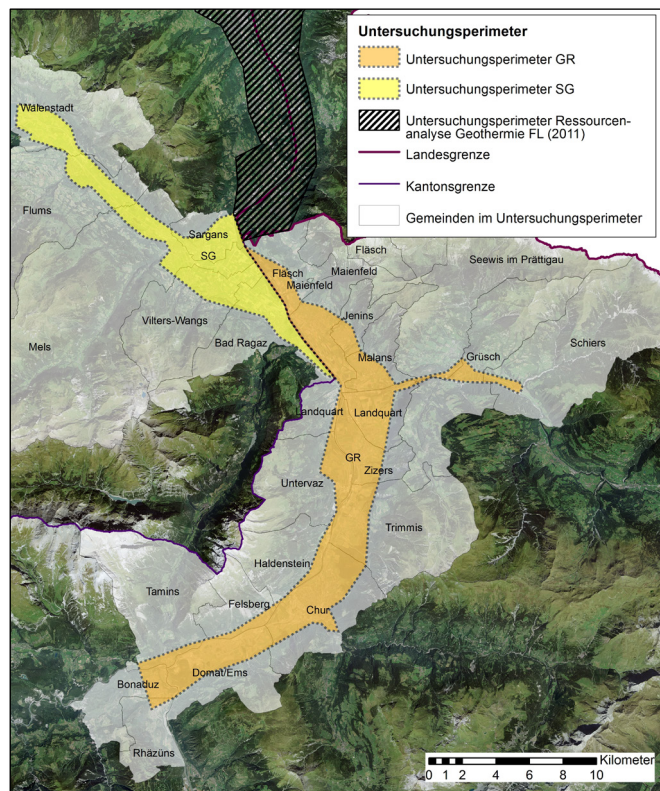
# 1 Einführung

## 1.1 Ausgangslage und Untersuchungsperimeter

Im Jahr 2011 haben der Schweizerische Bundesrat und die Bundesversammlung einen Grundsatzentscheid für den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie gefällt. Als Folge dieses Beschlusses und im Rahmen der internationalen Energiepolitik ist ein sukzessiver Umbau des Schweizer Energiesystems unabdingbar. Für eine langfristige Sicherstellung der Energieversorgung in der Schweiz wurde deshalb die Energiestrategie 2050 erarbeitet und Massnahmen zu deren Umsetzung definiert. Der Bundesrat setzt hierzu insbesondere auf die konsequente Umsetzung von Energieeffizienzmassnahmen sowie auf einen ausgewogenen Ausbau der Wasserkraft und der neuen erneuerbaren Energien.

Die Erdwärme als nahezu unerschöpfliche, erneuerbare, einheimische, grundlastfähige und CO<sub>2</sub>-arme Energiequelle wird mitunter als eine potenzielle Hoffnungsträgerin für die Energiezukunft der Schweiz gesehen. So wird die Entwicklung der geothermischen Wärme- und Stromproduktion sowohl auf Forschungs- als auch auf Praxisebene stetig vorangetrieben.

Vor diesem Hintergrund haben auch die Kantone Graubünden und St.Gallen mit der Potenzialstudie zur hydrothermalen Tiefengeothermie die verfügbare geothermische Ressource sowie deren Nutzungspotenzial im Gebiet Churer und Sarganser Rheintal bis zum Walensee untersucht (August, 2015). Diese Kurzfassung gibt einen zusammenfassenden Überblick über deren Ergebnisse.



Figur 1: Untersuchungsperimeter im Kanton Graubünden (orange), im Kanton St.Gallen (gelb) sowie Perimeter mit bestehender Ressourcenanalyse des Fürstentums Liechtenstein aus dem Jahr 2011 (schraffiert).

## 1.2 Studiensumsetzung

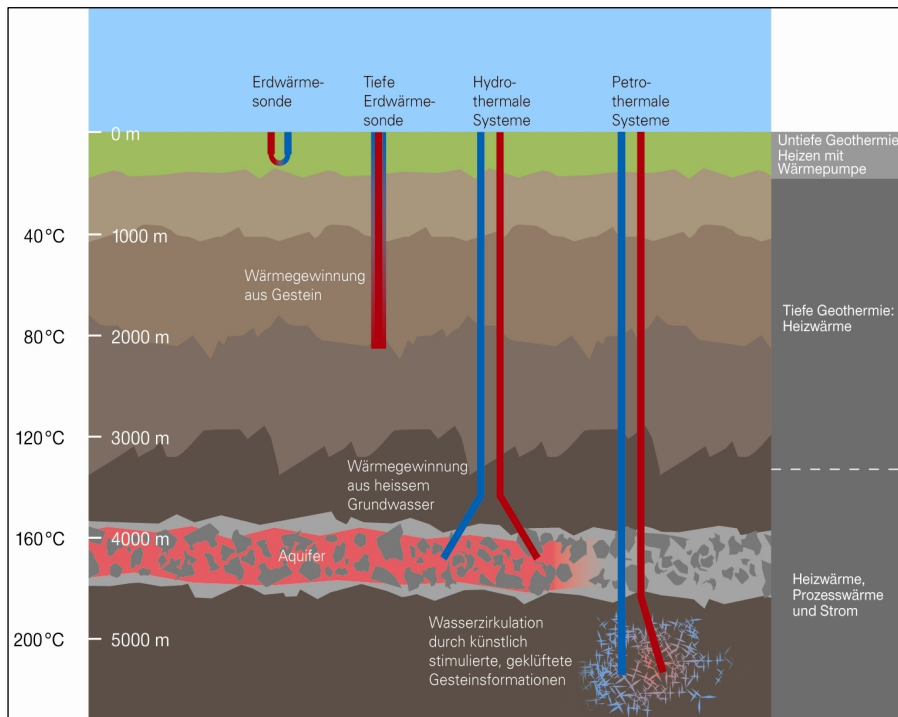
Gemäss Auftrag der beiden Kantone wurde das Potenzial der hydrothermalen Tiefengeothermie – d.h. die potenzielle Nutzung von natürlich vorhandenem, heissen Tiefenwasser – zur Wärme- und Stromproduktion abgeklärt. Als wesentliche Grundlage konnte im Rahmen der Studie aus bestehenden geologischen Daten und Kenntnissen erstmalig ein flächendeckendes, geologisches 3D-Modell des tiefen Untergrundes im Untersuchungsperimeter generiert werden. Die für eine tiefengeothermische Nutzung potenziell interessanten Gesteinseinheiten wurden darauf basierend identifiziert und deren geothermische Entzugspotenziale beurteilt. Aufgrund fehlender Tiefbohrungen im Projektgebiet ist die Quantifizierung der geothermischen Ressourcen unweigerlich mit grösseren Unsicherheiten behaftet.

Da aus wirtschaftlichen Überlegungen selbst bei strombasierten Geothermieanlagen eine parallele Wärmenutzung vorteilhaft ist, wurde im Rahmen dieser Studie neben der geothermischen Ressource auch das Wärmeabnehmerpotenzial systematisch untersucht. Basis hierzu bilden gebäudescharfe Modellrechnungen zum Energieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser.

## 2 Grundlagen der geothermischen Nutzung

### 2.1 Geothermische Nutzungstypen

Zur Nutzung der geothermischen Ressource für die Wärme-, Kälte- und/oder Stromproduktion sind in Abhängigkeit der geologischen Voraussetzungen und des Verwendungszwecks unterschiedliche Technologien anwendbar. In der Schweiz sind im Bereich der tiefengeothermischen Systeme (über 400 m Tiefe) im Wesentlichen die drei Nutzungstypen «Tiefe Erdwärmesonden», «hydrothermale Systeme» und «petrothermale Systeme» bekannt (vgl. Figur 2), wobei die vorliegende Studie ausschliesslich auf die zweitgenannte Technologie fokussiert. Bei dieser wird natürlich vorhandenes, heisses Wasser im tiefen Untergrund genutzt. Typischerweise wird hierfür eine Tiefbohrung zur Förderung des Heisswassers und eine andere zur Rückführung des in einem Heizwerk oder Heizkraftwerk abgekühlten Wassers abgeteuft.



Figur 2: Bekannte geothermische Nutzungstypen in der Schweiz (Sankt Galler Stadtwerke, 2010).

In Abhängigkeit der geförderten Wassermenge und -temperatur sind sowohl eine Direktnutzung der Wärme, als allenfalls auch eine Stromproduktion möglich. Aus technischer und wirtschaftlicher Sicht sind Fördertemperaturen von unter 120°C und Förderraten von deutlich unter 30 l/s kaum für eine Stromgewinnung geeignet. Die «hydrothermale Tiefengeothermie» ist gerade in Mitteleuropa weit verbreitet und etabliert, weist jedoch in der Regel ein hohes Fündigkeitsrisiko auf. Auch in der Schweiz sind mehrere solcher Anlagen zur Wärmeproduktion oder für balneologische Anwendungen installiert.

### 2.2 Rahmenbedingungen der tiefengeothermischen Nutzung

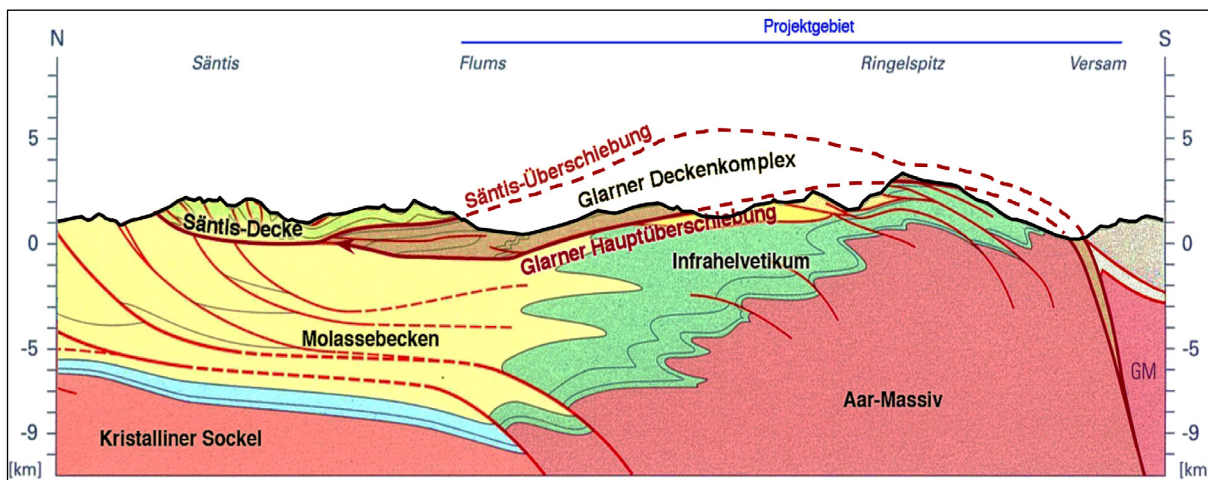
Die Kompetenz zur Regelung der Nutzung des tiefen Untergrunds liegt bei den Kantonen. Im Untersuchungsperimeter gilt dies im engeren Sinne jedoch nur für den Kanton St.Gallen; der Kanton Graubünden hat diese Zuständigkeit (bzw. das Bergregal) an die Gemeinden delegiert. In beiden Kantonen finden sich Regelungen bezüglich des Abteufens von Tiefbohrungen für geothermische Zwecke derzeit insbesondere in der Gewässerschutz- und Gewässernutzungsgesetzgebung.

Zur Förderung von Tiefengeothermieprojekten sind derzeit im Wesentlichen die kostendeckende Einspeisevergütung für geothermische Stromproduktion ( $\leq 40$  Rp./kWh) sowie die Risikoabsicherung des Bundes ( $\leq 50$  % der anrechenbaren Bohr-/Testkosten; eine Erhöhung ist absehbar) von Bedeutung. In den Kantonen Graubünden und St.Gallen sind keine weiteren, spezifischen Förderinstrumente vorhanden.

### 3 Geothermische Ressourcen

#### 3.1 Geologischer Überblick

Die Geologie im Untersuchungsperimeter ist deutlich geprägt durch die Alpenbildung und weist entsprechend komplizierte Lagerungsverhältnisse auf. So wurden die über dem kristallinen Grundgebirge abgelagerten Sedimentgesteine durch alpine Prozesse übereinander geschoben und teilweise stark verfaltet. Heute befinden sich über dem kristallinen Sockel bzw. Aar-Massiv mitunter das sogenannte Infrahelvetikum sowie der Glarner Deckenkomplex (siehe Figur 3). In allen drei tektonischen Einheiten gibt es Gesteinseinheiten, welche in Abhängigkeit der Tiefenlage, Ausdehnung und geologischen Ausprägung für eine tiefengeothermische Nutzung interessant sein können. Im nachfolgenden Kapitel 3.2 werden diese Zonen beschrieben und ausgeschieden.



Figur 3: Geologischer Nord-Süd-Profilschnitt im Bereich des Projektgebiets mit tektonischen Einheiten (vereinfacht nach Pfiffner, 2009).

#### 3.2 Potenzielle geothermische Reservoirgesteine

Für die Nutzung der hydrothermalen Tiefengeothermie eignen sich im Wesentlichen Gesteinsformationen in ausreichender Tiefe und mit erhöhter Wasserdurchlässigkeit. Die Tiefenlage hat einen direkten Einfluss auf die Fördertemperatur (vgl. Figur 2), während die Wasserdurchlässigkeit die erreichbare Förderrate bestimmt. Daneben spielen aber auch die räumliche Ausdehnung eines potenziellen Aquifers sowie die chemische Wasserbeschaffenheit eine wichtige Rolle. So kann sich ein erhöhter Salz- oder Gasgehalt negativ auf den späteren Anlagenbetrieb auswirken (z.B. Korrosion, Ausfällungen oder zusätzliche Installationen für Gas-Wasser-Separation).

Im Untersuchungsperimeter können unter Einbezug dieser Randbedingungen drei potenzielle Aquifer-Einheiten ausgeschieden werden (siehe Tabelle 1).

Potenzielle Aquifer-Einheit	Gesteinseinheiten	Beschreibung / Prognose
«Kristallin»	Oberes Kristallin des Aar-Massivs und Triasgesteine des Infrahelvetikums	Verwitterungszonen und geklüftete Bereiche als Zielgebiete, weit ausgedehnt, Salzgehalt als gering (< 1 g/l) prognostiziert
«Infrahelvetische Kalke»	Malmkalke und Kreidekalke des Infrahelvetikums	Geklüftete Bereiche als Zielgebiete (evtl. mit Verkarstung), Salzgehalt gering bis mässig (wenige g/l) prognostiziert
«Glarner Deckenkomplex»	Glarner Verrucano und Triasgesteine des Glarner Deckenkomplexes	Geklüftete Bereiche als Zielgebiete, nur begrenzte Ausdehnung, Salzgehalt gering bis mässig (wenige g/l) prognostiziert

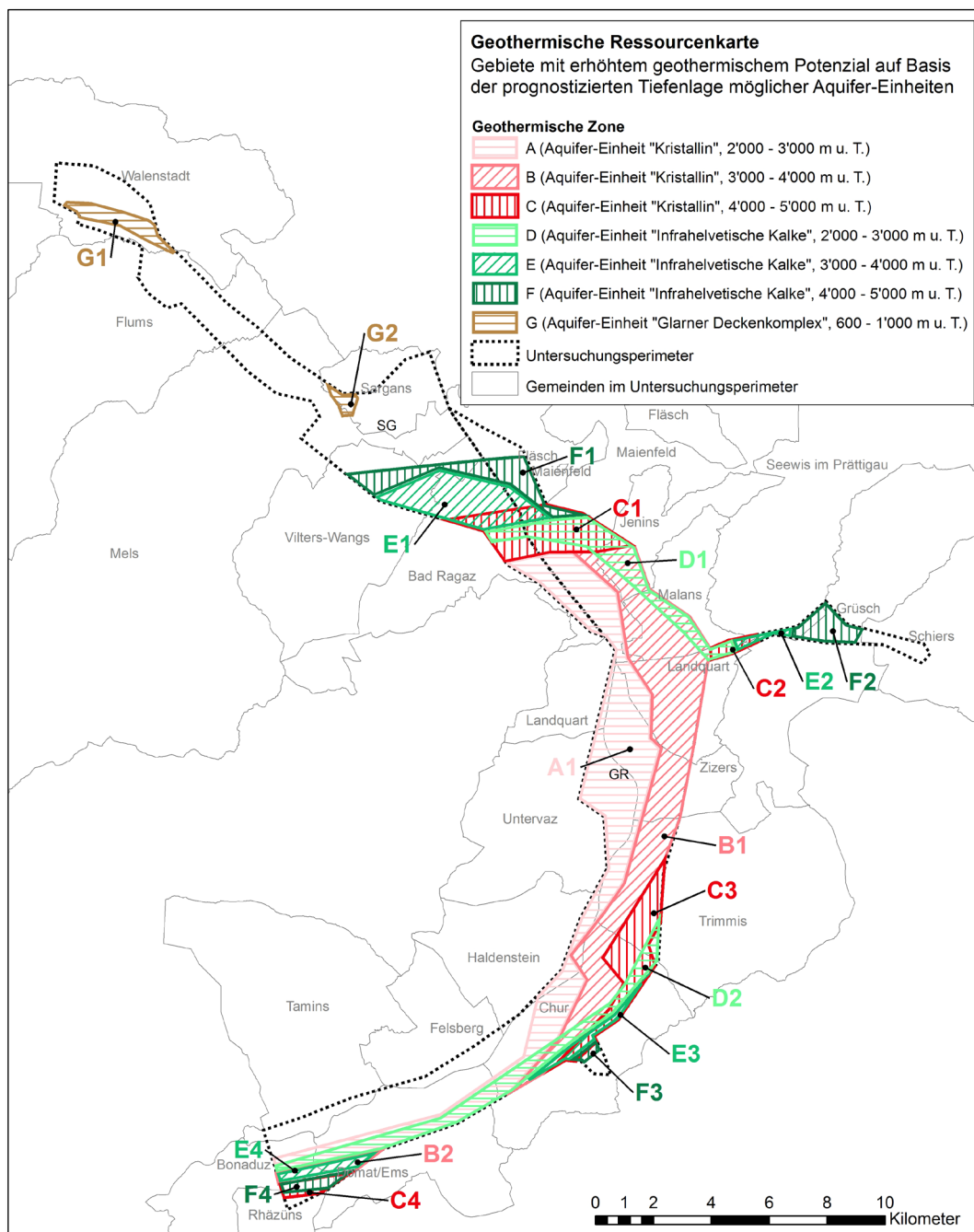
Tabelle 1: Potenzielle Aquifer-Einheiten im Untersuchungsperimeter (Projektgebiet).



### 3.3 Geothermische Ressourcen im Untersuchungsperimeter

Auf Basis des in dieser Studie erstellten geologischen 3D-Modells können die Tiefenlagen der in Tabelle 1 aufgeführten, potenziellen Aquifer-Einheiten im gesamten Untersuchungsperimeter prognostiziert werden. Geothermische Reservoirs in Tiefen von rund 2'000 bis 5'000 Meter sind von besonderem Interesse, da sie Fördertemperaturen von rund 80°C bis 170°C versprechen und unter Verwendung der aktuellen bohrtechnischen Möglichkeiten mit vernünftigem Aufwand erreichbar sind. In größeren Tiefen steigen der bohrtechnische Aufwand sowie die Bohrrisiken soweit an, dass eine wirtschaftliche Erschliessung derzeit kaum möglich erscheint.

In Figur 4 sind die für tiefengeothermische Zwecke potenziell interessanten Aquifer-Einheiten hinsichtlich ihrer mittleren Tiefenlage ausgeschieden und in die geothermischen Zonen A bis G unterteilt.



Figur 4: Geothermische Ressourcenkarte: Potenziell interessante Zonen für hydrothermale Tiefengeothermie auf Basis der prognostizierten mittleren Tiefenlage möglicher Aquifer-Einheiten (vgl. Tabelle 2).

Die Zonen A bis C umfassen Gebiete, in welchen die prognostizierte mittlere Tiefe der Aquifer-Einheit «Kristallin» zwischen 2'000 und 5'000 Meter unter Terrain beträgt. Die Zonen D bis F repräsentieren die Aquifer-Einheit «Infrahelvetische Kalke» in entsprechenden Tiefenlagen. Darüber hinaus wird mit der Zone G ein deutlich untieferes geologisches Zielgebiet – die Aquifer-Einheit «Glerner Deckenkomplex» – in Tiefenlagen von ungefähr 600 bis 1'000 Meter unter Terrain ausgeschieden.

Prognosen zur thermischen Leistung pro Anlage, welche bei einer Erschliessung mittels Förder- und Injektionsbohrung (vgl. Figur 2) innerhalb einer ausgeschiedenen Zone erreicht werden können, sind aufgrund fehlender Kenntnisse insbesondere zur Wasserführung im tiefen Untergrund nur über theoretische Szenarien mit Annahmen zu diversen Parametern anzugeben. In Tabelle 2 sind die Ergebnisse dieser Szenarienbetrachtung aufgeführt. Im Rahmen von Erkundungsmassnahmen müssten diese ersten, groben Abschätzungen verifiziert werden (siehe auch Kapitel 6.1).

Parameter (Szenarien)	Geothermische Zone						
	A	B	C	D	E	F	G
	A1: Bad Ragaz – Bonaduz	B1: Jenins – Landquart – Zizers – Trimmis – Chur B2: Bonaduz	C1: Bad Ragaz – Maienfeld C2: Felsenbach C3: Trimmis – Chur C4: Bonaduz	D1: Bad Ragaz – Maienfeld – Jenins – Malans – Felsenbach D2: Chur – Bonaduz	E1: Vilters – Bad Ragaz E2: Chur – Hochgrichtswald E3: Chur E4: Bonaduz	F1: Vilters – Fläsch F2: Grüşch F3: Chur F4: Bonaduz	G1: Flums – Walenstadt, G2: Sargans
Aquifer-Einheit	«Kristallin»			«Infrahelvetische Kalke»			«Glerner Deckenkomplex»
Ø Gesamtmächtigkeit der Aquifer-Einheit [m]	Ca. 450 m			Ca. 1'500 m			50 - 300 m
Mittlere Tiefe [m u. T.]	2000 - 3000	3000 - 4000	4000 - 5000	2000 - 3000	3000 - 4000	4000 - 5000	600 - 1000
Förderrate [l/s]	30 ± 6			40 ± 8			20 ± 4
Fördertemperatur [°C]	79 - 112	112 - 142	142 - 172	79 - 112	112 - 142	142 - 172	32 - 46
Reinjektionstemperatur [°C]	60	60	60	60	60	60	30 / 36
<b>Thermische Leistung pro Anlage, theoretisch [MW]</b>	<b>2 - 8</b>	<b>5 - 12</b>	<b>8 - 17</b>	<b>3 - 10</b>	<b>7 - 17</b>	<b>11 - 23</b>	<b>0,1 - 1,0</b>

Tabelle 2: Hypothetische Szenarien von erreichbaren thermischen Entzugsleistungen pro Anlage (geothermische Anlage mit einer Injektionsbohrung und einer Produktionsbohrung) innerhalb der ausgeschiedenen geothermischen Zonen A bis G (vgl. Figur 4).

## 4 Wärmeabnehmerpotenzial

### 4.1 Wärmenetzeignung und Gesamtwärmebedarf je Gemeinde

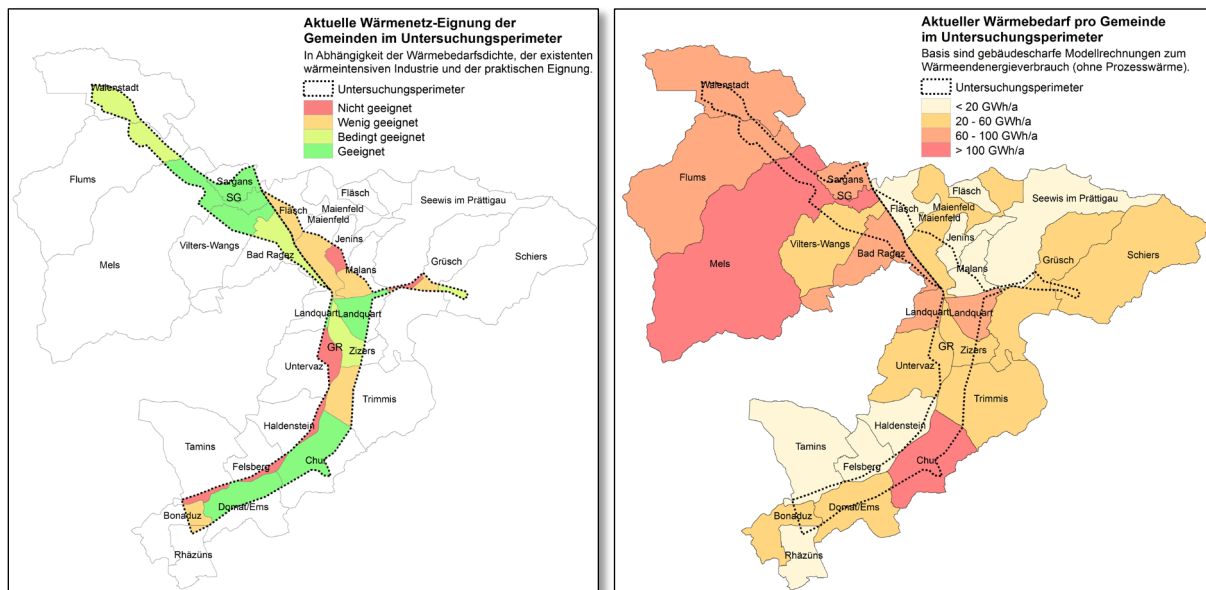
Die Wirtschaftlichkeit einer Geothermieanlage ist im Einzelfall und auf Basis der lokalen Gegebenheiten zu prüfen. Ein ausreichender Wärmeabsatz ist typischerweise selbst bei strombasierten Anlagen aber wesentlich. Folglich sind Gebiete, in denen Wärmenetze bereits bestehen und potenziell erweitert oder neu installiert werden können, von prioritärem Interesse bei der Standortwahl von Geothermieanlagen. Eine fundierte Beurteilung des Wärmeabnehmerpotenzials sowie die Eignungsabklärung eines Gebietes für den Bau und Betrieb eines Wärmenetzes sind damit für jedes Tiefengeothermieprojekt essentiell. In Gebieten mit bestehenden Wärme- oder Gasverbänden sind mögliche Synergien in Bezug auf einen Netzausbau, die Sicherstellung von Redundanzen oder die Abdeckung von Leistungsspitzen zu prüfen. Gleichzeitig kann die vorhandene Infrastruktur für Wärme- und Gasversorgung zu Interessenskonflikten beziehungsweise Konkurrenzsituationen führen, weshalb diesbezüglich eine frühzeitige Koordination ebenso entscheidend ist.

Im Rahmen einer Erstbeurteilung kann die potenzielle Eignung einer Gemeinde für den Bau bzw. Betrieb eines Wärmenetzes insbesondere auf Basis der Wärmebedarfsdichte für Raumwärme und



Warmwasser erbracht werden. Im Hinblick auf eine wirtschaftliche Wärmeversorgung sollten zusammenhängende Gebiete mit Wärmebedarfsdichten von typischerweise mehr als 500 MWh/ha pro Jahr erschlossen werden können. So wurden für jede Gemeinde im Untersuchungsperimeter diese und weitere Informationen zum Wärmehaushalt auf Basis von gebäudescharfen Modellrechnungen ermittelt. Neben dem Ist-Zustand konnten unter Berücksichtigen von verschiedenen Sanierungszielen auch Simulationen für die Jahre 2020 und 2030 durchgeführt werden.

Die Ergebnisse zur Erstbeurteilung der Wärmenetz-Eignung sowie zum gesamten Wärmeendenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser sind je Gemeinde in den nachfolgenden Grafiken dargestellt.



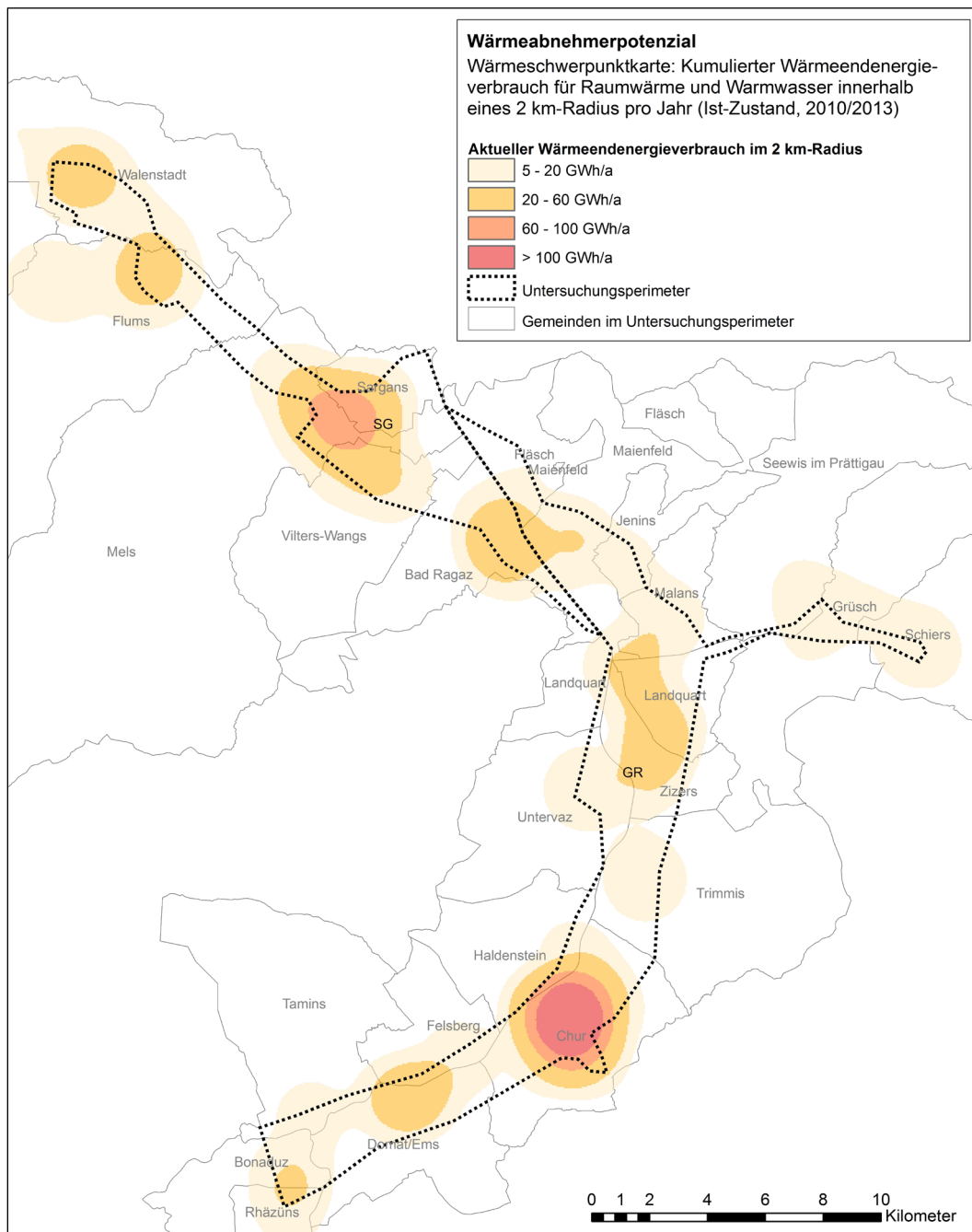
Figur 5: Übersichtskarten zur aktuellen Wärmenetz-Eignung (links) sowie zum aktuellen Gesamtwärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser (rechts) je Gemeinde im Untersuchungsperimeter.

In der Potenzialstudie wurde darüber hinaus erfasst, in welcher Form der Wärmebedarf zum heutigen Zeitpunkt abgedeckt wird. Der Anteil an fossilen Energieträgern (Heizöl und Erdgas) liegt in allen Gemeinden innerhalb des Untersuchungsperimeters im Bereich von 61 % bis 95 %. Diese Rahmenbedingung ist in den oben gezeigten Grafiken (Figur 5) nicht dargestellt und müsste bei einem allfälligen Bau oder einer Erweiterung eines Wärmenetzes im Einzelfall einbezogen werden.

Auch nicht berücksichtigt in der Erstbeurteilung der Wärmenetz-Eignung ist eine Vielzahl von weiteren lokalen Faktoren, welche in der effektiven Netzplanung entscheidenden Einfluss nehmen können. Dazu gehören unter anderem die topographischen Verhältnisse, das Einverständnis von Grundeigentümern für die benötigten Dienstbarkeiten beim Leitungsbau oder auch der Erhalt von erforderlichen Baubewilligungen und Netzkonzessionen.

## 4.2 Kumulierter Wärmebedarf im regionalen Überblick

Um zusammenhängende Gebiete mit hoher Gesamtwärmenachfrage im Untersuchungsperimeter identifizieren zu können, wurde auf Basis des gebäudescharf ermittelten Wärmebedarfs für Raumwärme und Warmwasser eine regionale Wärmeschwerpunktkarte generiert (Figur 6). Diese zeigt für jeden betrachteten Standort den aufsummierten aktuellen Wärmeendenergieverbrauch innerhalb eines Radius von 2 km und gibt damit einen ersten Überblick über potenziell geeignete Wärmenetzgebiete.



Figur 6: Wärmeschwerpunktkarte: Kumulierter Wärmeendenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser innerhalb eines 2 km-Radius pro Jahr (Ist-Zustand, 2010/2013).

## 5 Potenzielle Standortgebiete für tiefengeothermische Nutzung

### 5.1 Anlagendimensionierung

Um potenziell geeignete Gebiete für die Nutzung der hydrothermalen Tiefengeothermie auszuscheiden, werden die Erkenntnisse zu den verfügbaren geothermischen Ressourcen (siehe Kapitel 3) mit den Erkenntnissen zum obertägigen Wärmeabnehmerpotenzial (siehe Kapitel 4) gekoppelt. Potenziell geeignete Gebiete zeichnen sich dadurch aus, dass die prognostizierte geothermische Ressource mit dem vorhandenen Wärmeabnehmerpotenzial vereinbar ist. Mit anderen Worten soll die in einer Geothermieanlage produzierte Wärmeenergie im nahen Umfeld abgesetzt werden können.

Mit der Szenarienbetrachtung in Tabelle 2 können die theoretisch erreichbaren thermischen Leistungen pro Anlage und die daraus abgeleiteten potenziellen Wärme- und Stromproduktionsmengen abgeschätzt werden. Je nach Temperatur und Wasserführung des erschlossenen geothermischen Reservoirs ist mit einer Geothermieanlage im Untersuchungsperimeter eine Wärmeproduktion im Bereich von einigen GWh<sub>th</sub> bis gegen 100 GWh<sub>th</sub> pro Jahr sowie unter Umständen eine zusätzliche jährliche Stromproduktion von einigen GWh<sub>e</sub> denkbar.

Unter Berücksichtigung von diversen Faktoren zur Anlagendimensionierung – dazu zählen der Anschlussgrad, die Netzverluste oder der Bandenergieanteil – ist es somit möglich, für jede identifizierte, geothermisch interessante Zone (gemäss Kapitel 3.3) die minimal erforderlichen Wärmeendenergieverbräuche im direkten Umfeld eines potenziellen Anlagenstandortes anzugeben. In den geothermisch interessanten Zonen C und F sind für einen ausreichenden Wärmeabsatz Wärmeendenergieverbräuche von über 100 GWh/Jahr im nahen Umfeld erforderlich. In den Zonen B und E sollten entsprechende Verbräuche von mindestens 60 – 100 GWh/Jahr, in den Zonen A und D im Minimum 20 – 60 GWh/Jahr und in der Zone G wenigstens 5 – 20 GWh/Jahr in naher Umgebung vorliegen.

Da in den geothermischen Zonen C, E und F unter Umständen ein Teil der geothermischen Energie für die Stromproduktion genutzt werden würde, können dort auch Gebiete mit deutlich geringeren Wärmeendenergieverbräuchen (mindestens aber rund 20 GWh/Jahr) von Interesse sein.

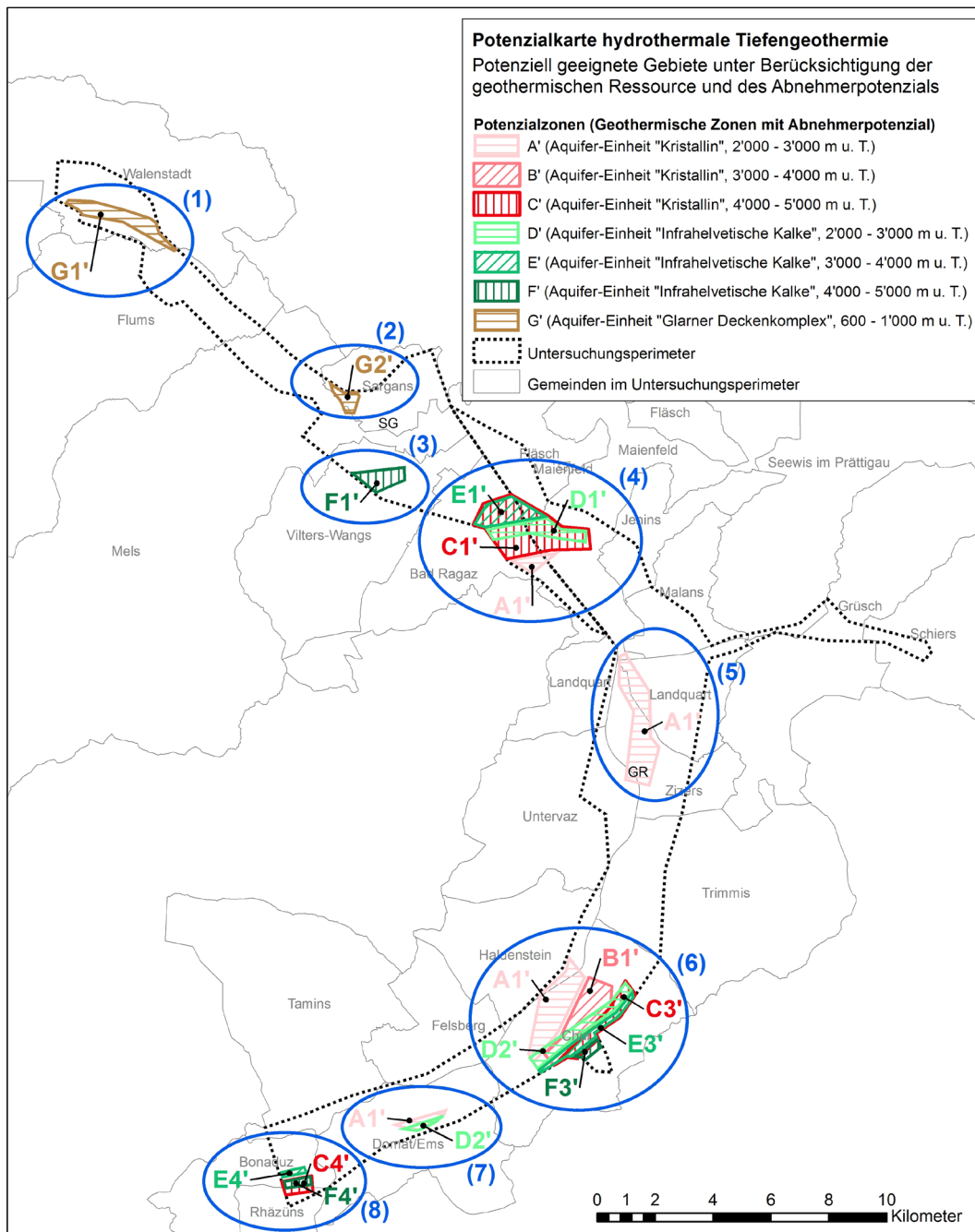
## 5.2 Eingrenzung auf acht Potenzialgebiete

Unter Berücksichtigung der zuvor erläuterten Rahmenbedingungen zum erforderlichen Wärmeendenergieverbrauch in naher Umgebung einer Geothermieanlage können die ausgeschiedenen, geothermisch interessanten Zonen (Figur 4) mit der Wärmeschwerpunktkarte (Figur 6) verschnitten werden. Auf diese Weise ergibt sich innerhalb des Untersuchungsperimeters eine Eingrenzung auf acht potenzielle Standortgebiete, welche sich für die Nutzung der hydrothermalen Tiefengeothermie eignen könnten (siehe Tabelle 3 und Figur 7).

Potenzialgebiet	Potenzialzone(n)	Potenzielle Aquifer-Einheit(en)	Bemerkungen
<b>Raum Walenstadt – Flums (1)</b>	G1'	«Glarner Deckenkomplex»	< 1MW thermische Leistung pro Anlage, reine Wärmeproduktion, evtl. Grossabnehmer einbinden
<b>Raum Sargans (2)</b>	G2'	«Glarner Deckenkomplex»	< 1MW thermische Leistung pro Anlage, reine Wärmeproduktion, evtl. Grossabnehmer einbinden
<b>Raum Vilters-Wangs (3)</b>	F1'	«Infrahelvetische Kalke»	Potenzial für > 10 MW thermische Leistung pro Anlage, gekoppelte Wärme-/Stromproduktion allenfalls möglich
<b>Raum Bad Ragaz – Maienfeld (4)</b>	A1', C1', D1', E1'	«Infrahelvetische Kalke», «Kristallin»	Potenzial für > 10 MW thermische Leistung pro Anlage, gekoppelte Wärme-/Stromproduktion allenfalls möglich, mehrere potenzielle Zielgebiete über eine Tiefbohrung erreichbar
<b>Raum Landquart – Zizers (5)</b>	A1'	«Kristallin»	< 10 MW thermische Leistung pro Anlage, reine Wärmeproduktion, Abnehmerpotenzial tendenziell abnehmend (Ausbau Wärmenetz über KVA-Trimmis geplant)
<b>Raum Chur (6)</b>	A1', B1', C3', D2', E3', F3'	«Infrahelvetische Kalke», «Kristallin»	Potenzial für > 10 MW thermische Leistung pro Anlage, gekoppelte Wärme-/Stromproduktion allenfalls möglich, grosse Unsicherheiten in der Tiefen- und Temperaturprognose
<b>Raum Domat/Ems (7)</b>	A1', D2'	«Infrahelvetische Kalke», «Kristallin»	< 10 MW thermische Leistung pro Anlage, reine Wärmeproduktion, zukünftige Entwicklung Holzkraftwerk und damit Abnehmerpotenzial unklar
<b>Raum Bonaduz – Rhäzüns (8)</b>	C4', E4', F4'	«Infrahelvetische Kalke», «Kristallin»	Potenzial für > 10 MW thermische Leistung pro Anlage, gekoppelte Wärme-/Stromproduktion allenfalls möglich, grosse Prognoseunsicherheiten, Abnehmerpotenzial kritisch

Tabelle 3: Gebiete mit potenzieller Eignung zur Nutzung der hydrothermalen Tiefengeothermie unter Berücksichtigung der geothermischen Ressource sowie des Wärmeabnehmerpotenzials (räumliche Darstellung in Figur 7); Reihenfolge ohne Priorisierung.





Figur 7: Potenzialkarte hydrothermale Tiefengeothermie: Potenziell geeignete Gebiete zur Nutzung der hydrothermalen Tiefengeothermie unter Berücksichtigung der potenziellen geothermischen Ressource sowie des Wärmeabnehmerpotenzials (Potenzialgebiete blau markiert und nummeriert gemäss Tabelle 3).

## 6 Perspektiven

### 6.1 Fazit und Empfehlungen für weiteres Vorgehen

Im Untersuchungsperimeter können acht Gebiete ausgeschieden werden, welche von besonderem Interesse sind für eine mögliche Nutzung der hydrothermalen Tiefengeothermie. In den vier Potenzialgebieten Vilters-Wangs, Bad Ragaz – Maienfeld, Chur sowie Bonaduz – Rhäzüns sind thermische Leistungen von über 10 MW pro Anlage potenziell erreichbar, wobei neben einer Wärmebereitstellung auch eine allfällige geothermische Stromproduktion in Betracht gezogen werden kann. Die Potenzial-

gebiete Walenstadt – Flums, Sargans, Landquart – Zizers und Domat/Ems sind hingegen auf Basis der aktuellen Kenntnisse unter Berücksichtigung der geologischen Situation und des Wärmeabnehmerpotenzials auf eine reine geothermische Wärmeproduktion mit thermischen Leistungen von unter 10 MW pro Anlage beschränkt.

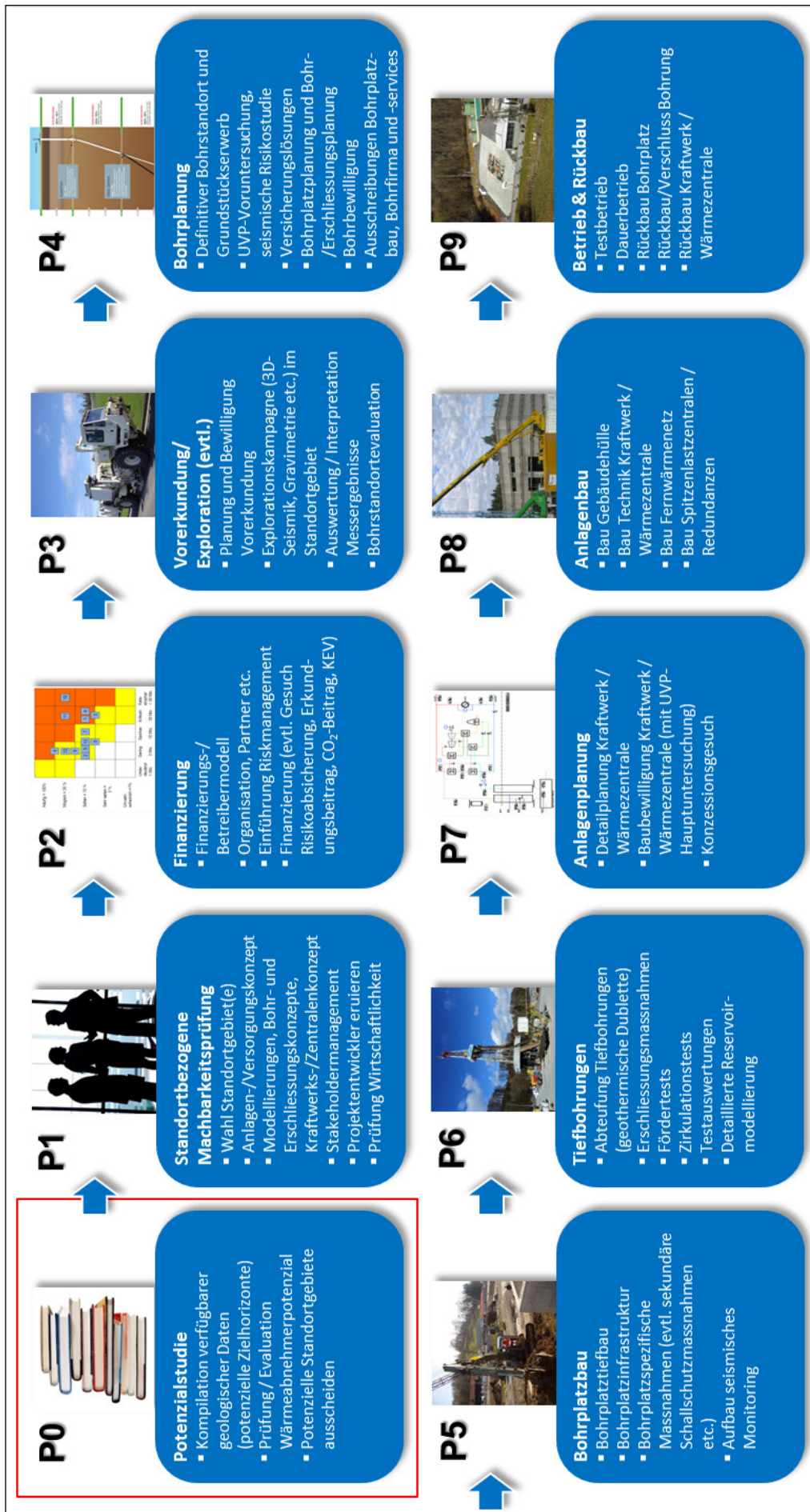
Aufgrund der nur wenigen verfügbaren Daten über den tiefen geologischen Untergrund – insbesondere fehlen im nahen Umfeld des Untersuchungsperimeters jegliche Tiefbohrungen – sind Prognosen zur verfügbaren geothermischen Ressource mit grossen Unsicherheiten behaftet. So gibt die Potenzialstudie zwar einen regionalen Überblick über potenziell interessante Aquifer-Einheiten mit einer Szenarienbetrachtung zur Nutzung der hydrothermalen Tiefengeothermie im Churer und Sarganser Rheintal bis zum Walensee, schlüssige Aussagen zu möglichen Wasserwegsamkeiten, Temperaturen oder daraus resultierenden thermischen Leistungen sind derzeit jedoch nicht möglich.

Im Hinblick auf eine konkrete Projektumsetzung wird als nächster Schritt empfohlen, lokalspezifische Interessensabwägungen bezüglich der zukünftigen Energieversorgung und Gebietsentwicklungen innerhalb der einzelnen Potenzialgebiete anzustellen. Hierfür ist der Einbezug von diversen Anspruchsgruppen – wie etwa Kanton, Gemeinden und Energieversorgungsunternehmen – sinnvoll.

Basierend darauf kann eine standortbezogene Machbarkeitsprüfung für eine oder mehrere der unterschiedlichen Potenzialgebiete umgesetzt werden. Darin ist ein an die lokalen Verhältnisse angepasstes Erkundungskonzept vorzuschlagen, um die erwähnten geologischen Prognoseunsicherheiten vorab einer allfälligen Geothermiebohrung zu reduzieren. Ebenso dazu gehören hydraulisch-thermische Modellierungen, die Ausarbeitung von konkreten Bohr- und Betriebskonzepten, Wirtschaftlichkeitsberechnungen sowie detaillierte Chancen-Risiken-Analysen. Mit Letzterem sind in Abhängigkeit des erarbeiteten Bohrkonzepts auch das spezifische Erdbebenrisiko sowie je nach Standortgebiet allfällige Auswirkungen auf bestehende, oberflächennahe Thermalwassernutzungen (z.B. Therme Bad Ragaz) zu prüfen.

## **6.2 Ausblick**

Als Ausblick werden in Figur 8 die einzelnen Projektphasen eines typischen Tiefengeothermievorhabens zusammenfassend dargestellt. Von der umgesetzten Potenzialabklärung bis hin zu einer allfälligen Inbetriebnahme einer Anlage ist ein Zeitraum von rund sechs bis zehn Jahren realistisch.



Figur 8: Typischer Ablauf eines Tiefgeothermievorhabens mit einzelnen Projektphasen (rot eingerahmt: Aktuelle Projektphase).