Dr. Roland Wyss GmbH
Geologische Beratungen

In Zusammenarbeit mit:

GEOWATT AG RESOURCES
Solutions in Hydrogeology
Geomechanics & Geothermics

Dohlenweg 28, 8050 Zürich

Strategie Tiefengeothermie (TGT)

Kanton Solothurn – Grundlagenbericht

Frauenfeld, 15. August 2013 (Stand Massnahmen: 18. November 2013)

Auftraggeber: Amt für Umwelt (AfU)
Fachstelle Steine Erden Geologie
Werkhofstrasse 5
4509 Solothurn

Zürcherstrasse 105 – 8500 Frauenfeld
Telefon 052 721 79 00 – Fax 052 721 79 01 – info@rwgeo.ch

INHALT

ZUSAMMENFASSUNG 9
1 EINLEITUNG 10
1.1 Ausgangslage 10
1.2 Auftrag und Zielsetzungen 11
1.3 Projektorganisation 11
2 GEOLOGIE UND TEKTONIK 14
2.1 Datengrundlagen 14
2.1.1 Einführung 14
2.1.2 Oberflächenaufschlüsse 14
2.1.3 Tiefbohrungen 14
2.1.4 Seismische Profile 15
2.2 Geologischer Überblick 15
2.2.1 Sedimentäre Einheiten 17
2.2.2 Grundgebirge 21
2.3 Tektonik 23
2.4 Neotektonik 24
2.5 Zusammenfassung 28
3 THERMISCHES UNTERGRUNDMODELL 29
3.1.1 Temperaturdaten 29
3.1.2 Temperatur-Modell 30
3.2 Zusammenfassung 33
4 GEGENWÄRTIGE RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN 34
4.1 Vorbemerkungen 34
4.2 Nationale Grundlagen 34
4.3 Kantonale Grundlagen 35
4.3.1 Einleitung 35
4.3.2 Regalien im Kanton Solothurn 35
4.3.3 Hoheit bezüglich der Nutzung des Untergrunds 36
4.3.4 Umwelt-, Natur und Landschaftsschutz 36
4.3.5 Öffentliche Gewässer 37
4.3.6 Gewässernutzung: Bewilligung und Konzession 38
4.3.7 Gewässerschutz 38
4.3.8 Einleitung von Abwasser in Gewässer 39
4.3.9 Entnahme von Grundwasser 40
4.3.10 Raumplanung 40
4.3.11 Bau der Anlage 43
4.3.12 Lärm durch den Bau und Betrieb der Anlage 43
4.3.13 Umweltverträglichkeitsprüfung 43
4.3.14 Verfahrenskoordination 43
4.3.15 Energieversorgung und Energierichtpläne 44
4.3.16 Rechte Dritter 44

4.4 Zusammenfassung 45

5 GEGENWÄRTIGES FÖRDERPROGRAMM 46

5.1 Nationale Förderung und Risikodeckung 46
5.2 Politische Förderinstrumente 46
5.2.1 Grundlagen schweizerischer Energiepolitik 46
5.2.2 Kostendeckende Einspeisevergütung 47
5.2.3 Risikoabsicherung von Stromerzeugungsanlagen 48
5.2.4 Forschungsbeiträge 48
5.3 Energiestrategie 2050 49
5.3.1 Grundlagen 49
5.3.2 Förderprogramm Tiefengeothermie 49
5.3.3 Fahrplan Massnahmen-Umsetzung 53
5.3.4 Finanzierung Energiestrategie 2050 54
5.3.5 Aktionsplan Tiefengeothermie Schweiz 54
5.3.6 Nationale Parlamentarische Vorstösse 55
5.4 Förderung im Kanton Solothurn 57
5.5 Zusammenfassung 58

6 TIEFENGEOTHERMIE 59

6.1 Stand der Technologie 59
6.1.1 Tiefengeothermische Systeme 59
6.1.2 Steigerung der Produktionsrate 62
6.2 Typische Verfahrensabläufe in der Tiefengeothermie 64
6.3 Standortwahl 65
6.4 Nutzungskonflikte 65
6.5 Kantonale Datenbewirtschaftung 66
6.6 Erkundung der tiefengeothermischen Ressource 67
6.6.1 Indirekte Methoden 68
6.6.2 Direkte Methode 69
6.7 Reservoir-Simulation und -Management 70
6.8 Erschliessung der tiefengeothermischen Ressource 71
6.8.1 Planung einer Tiefbohrung 71
6.8.2 Raumbedarf Bohrplatz bzw. Kraftwerk 71
6.8.3 Bohrplatzinstallation 74
6.8.4 Baulärm-Schutzmassnahmen 75
6.8.5 Tiefbohrtechnik 76
6.8.6 Bohrlochausbau 77
6.8.7 Kostensenkungspotenziale von Tiefbohrungen 78
6.9 Kraftwerkstechnologien 79
6.9.1 Binärkraftwerke 80
6.9.2 Organic Rankine Cycle (ORC) 80
6.9.3 Kalina Prozess 81
6.9.4 System-Vergleich: ORC vs. Kalina-Prozess 82
6.9.5 Zukünftige Technologien 83
6.10 Rückkühlung 83
6.11 Lebensdauer geothermischer Anlagen 84

6.12 Entwicklungsstand der Tiefengeothermie in der Schweiz 85
6.12.1 Unternehmen und Organisationen 85
6.12.2 Aktueller Entwicklungsstand geothermischer Projekte 86
6.13 Zusammenfassung 87
7 WIRTSCHAFTLICHKEIT 89
7.1 Abschätzung der Wirtschaftlichkeit von Modellanlagen im Kanton Solothurn 89
7.1.1 Faktoren der Wirtschaftlichkeit 89
7.1.2 Standort und Randbedingungen der Beispielanlagen 89
7.1.3 Aufbau der Modellanlage 91
7.1.4 Förderrate und Entzugsleistungen 92
7.1.5 Wärme- und Stromproduktion der Modellanlagen 94
7.1.6 Kosten für Bohrung und Ausbau 95
7.1.7 Investitions- und Stromgestehungskosten für die Modellanlagen 96
7.1.8 Einnahmen Stromverkauf 99
7.2 Deckung des Wärme- und Strombedarfs im Kanton Solothurn 100
7.2.1 Wärmeabnehmerpotenziale 100
7.2.2 Wärmeabnehmerpotenziale im Kanton Solothurn 101
7.2.3 Wärmebedarf im Kanton Solothurn 102
7.2.4 Strombedarf im Kanton Solothurn 103
7.2.5 Strom- und Wärmebedarfsdeckung im Kanton Solothurn durch Modellanlagen 103
7.3 Vergleich Leistung, Stromproduktion verschiedener Energietechnologien 105
7.4 Vergleich Stromgestehungskosten erneuerbare Energien 106
7.5 Ausblick Wirtschaftlichkeit, Gesamtkostenabschätzung 106
7.5.1 Kostenentwicklung Stromgestehungskosten Tiefengeothermie 106
7.5.2 Gesamtkosten Tiefengeothermie 108
7.6 Zusammenfassung 108
8 STÄRKEN UND SCHWÄCHEN / CHANCEN UND RISIKEN 110
8.1 Stärken der Tiefengeothermie 110
8.2 Schwächen der Tiefengeothermie 112
8.3 Stärken und Schwächen bezüglich Umweltaspekte 117
8.4 Chancen und Risiken 119
8.4.1 Chancen 119
8.4.2 Risiken 120
8.4.3 Akzeptanz – Chance und Risiko 120
8.5 Zusammenfassung 121
9 FOLGERUNGEN, HANDLUNGSFELDER, EMPFEHLUNGEN 123
9.1 Folgerungen 124
9.2 Handlungsfelder und Massnahmen 128
10 REFERENZEN 133

FIGUREN UND TABELLEN

Figur 1: NNE-SSW-Profilschnitt durch das nördliche Alpenvorland. 16

Figur 2: Sammelprofil der sedimentären Einheiten im Gebiet des Faltenjura inklusive Jura-Südfuss. 19

Figur 3: Sammelprofil der sedimentären Einheiten im Gebiet Oberrheingraben, Rheintalischer Tafeljura (inkl. Ajoie), Faltenjura der Nordschweiz. 20

Figur 4: Überblick über die tektonischen Strukturen im Kanton Solothurn. 23

Figur 5: Mögliche Bewegungen in Abhängigkeit des Spannungszustandes. 25

Figur 6: Überblick über die Orientierung des rezenten Spannungsfelds in der Nordschweiz. 26

Figur 7: Mechanismen der Erdbebenherde im Grossraum des Kantons Solothurn. 27

Figur 8: Spannungszustand in der Schweiz, abgeleitet aus den Mechanismen von Erdbeben (Herdflächenlösungen). 27

Figur 9: Geologisches 3D-Modell für die numerische FE-Temperaturberechnung. 31

Figur 10: Berechnete 3D-Temperaturverteilung. 32

Figur 11: Fahrpläne der Energiestrategie 2050 und des Aktionsplans koordinierte Energieforschung. 54

Figur 12: Tiefengeothermie-Systeme im Vergleich. 60

Figur 13: Optimierung des Verfahrens zur Erstellung petrothermaler Anlagen. 61

Figur 14: Fliessender Übergang von hydro- und petrothermalen Systemen. 63

Figur 15: Typischer Verfahrensablauf eines Tiefengeothermie-Projekts. 64

Figur 16: Potenzielle Nutzungskonflikte im Untergrund. 66

Figur 17: Aufbau eines strukturellen 3D-Reservoirmodells auf Grundlage von 3D-Seismik. 70

Figur 18: Teilweise fertig gestellter Bohrplatz in St.Gallen (gelbe Markierung). 72

Figur 19: Geothermie-Kraftwerk Unterhaching, Südbayern. 72

Figur 20: Brunnenkopf des Geothermie-Kraftwerks Unterhaching, Südbayern. 73

Figur 21: Kühlanlage des Geothermie-Kraftwerks Unterhaching, Südbayern. 73

Figur 22: Raumsparend installierte Luftkühlung beim Geothermie-Kraftwerk Sauerlach, die derzeit grösste Anlage in Deutschland. 74

Figur 23: Rasterlärmkarte für eine schalltechnisch optimierte Grossbohranlage mit 15 m hoher Lärmschutzwand. 76

Figur 24: Prinzipskizze einer petrothermalen Anlage zur Stromproduktion. 81

Figur 25: Gegenüberstellung lokaler Umweltbeeinflussung durch allfällige Kühlsysteme. 84

Figur 26: Prinzipschema der Modellanlagen. 92

Figur 27: Abhängigkeit der thermischen Leistung und der Fliessrate einer Dublette von der Transmissivität der genutzten Gesteinszone. 93

Figur 28: Wärmenutzung auf verschiedenen Temperaturniveaus. 101

Figur 29: Wärmebedarf im Kanton Solothurn nach Sektoren. 102

Figur 30: Mögliche Kostenevolution petrothermaler Anlagen. 107

Figur 31: Erdbeben Geothermie St.Gallen. 115

Figur 32: Erschütterungskarte vom Erdbeben in St.Gallen. 116

Figur 33: Risikomanagement Induzierte Seismizität. 117

Tabelle 1: Teufe der Bohrungen ab Bohrkopf mit Temperaturdaten und Tiefe der 50°C Isotherme. 30

Tabelle 2: Thermische Gesteinseigenschaften der geologischen Einheiten für das kalibrierte thermische Modell. 31

Tabelle 3: An den Bundesrat überwiesene wichtigste Motionen. 55

Tabelle 4: Von beiden Räten behandelte Motionen. 56

Tabelle 5: ORC vs. Kalina Kraftwerk. 82

Tabelle 6: Wichtigste Unternehmen und Organisationen des Sektors «Tiefengeothermie». 86

Tabelle 7: Basisparameter für die Geothermie-Nutzungsvarianten. 91

Tabelle 8: Basisparameter für die Geothermie-Nutzungsvarianten. 91

Tabelle 9: Parameter-Werte der Modellanlagen. 93

Tabelle 10: Konstante Betriebsparameter für die Berechnung der thermischen und elektrischen Leistung der Modellanlage für den Standort Jura-Südfuss bzw. Schwarzbubenland. 95

Tabelle 11: Thermische und elektrische Leistung und jährlich produzierter Strom und Wärme für den Betrieb der Modellanlage an den Standorten Jura-Südfuss und Schwarzbubenland. 95

Tabelle 12: Zusammensetzung der Bohrkosten für die beiden Standorte Jura-Südfuss und Schwarzbubenland. 96

Tabelle 13: Konstante Betriebsparameter für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen. 97

Tabelle 14: Investitions- und Stromgestehungskosten für beide Standorte bei Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit des Wärmesektors. 98

Tabelle 15: Investitions- und Stromgestehungskosten (ohne Wärmesektor). 99

Tabelle 16: Wärme- und Strombedarfsdeckung im Kanton Solothurn durch eine der Modellanlagen. 104

Tabelle 17: Vergleich der Leistung und Stromproduktion von Tiefengeothermiekraftwerken mit anderen Stromerzeugungstechnologien. 105

Tabelle 18: Vergleich heutiger KEV-Vergütungen der erneuerbaren Energien. 106

BEILAGEN

Beilage 1: Lage seismischer Linien.

Beilage 2: Lage der Tiefbohrungen mit Teufenangabe.

Beilage 3: Erdbeben mit Magnitude (M_L) aus dem Zeitraum 205 bis 2011 sowie kartierte Störungen.

Beilage 4: Oberflächennahe Erdbeben mit Magnitude (M_L) aus dem Zeitraum 205 bis 2011 sowie kartierte Störungen.

Beilage 5: Grundgebirge – Tiefenlage und vermutete Verteilung von Permokarbon-Trögen im Kristallin (gemäss Leu, 2008).

Beilage 6: Gliederung in die geologischen Grossräume Westlicher Tafeljura, Faltenjura sowie Mittelländisches Molasse-Becken.

Beilage 7: Geologische Prognoseprofile.

Beilage 8: Geologisches Prognoseprofil bis 5 km Tiefe mit Beispielstandort der Modellanlage Jura-Südfuss.

Beilage 9: Geothermische Temperaturgradienten gemäss Messungen in Tiefbohrungen.

Beilage 10: Temperaturprofile aus Tiefbohrungen < 1'000 m Tiefe.

Beilage 11: Temperaturprofile aus Tiefbohrungen > 1'000 m Tiefe.

Beilage 12: Modellierte Temperaturen an der Oberfläche (Top) des Grundgebirges.

Beilage 13: Wärmeabnehmerpotenzial: Räumliche Verteilung der Wärmegrossverbraucher sowie sonstiger Wärmeverbraucher in Bauzonen.

Beilage 14: Stratigraphisches Prognoseprofil Anlagenstandort Jura-Südfuss.

Beilage 15: Stratigraphisches Prognoseprofil Anlagenstandort Schwarzbubenland.

ANHANG

Anhang 1: Kanton Solothurn: Gestaltungsplanverfahren für UVP-pflichtige Anlagen.

Anhang 2: Vom Kanton Solothurn nicht weiterverfolgte Massnahmen

Anhang 3: Tiefengeothermische Projekte in der Schweiz.

Anhang 4: Factsheet «Tiefengeothermie und Erdbeben».

Anhang 5: Abkürzungsverzeichnis / Glossar.

ZUSAMMENFASSUNG

Ausgangslage

Der Kanton Solothurn steht der Tiefengeothermie grundsätzlich positiv gegenüber, da diese eine nahezu unerschöpfliche, einheimische und ressourcenschonende Energiequelle darstellt, welche unabhängig von den Jahres- und Tageszeiten Bandenergie liefern kann. Die Voraussetzung für die energiepolitische Einbindung ist, dass die Nutzung im Kanton Solothurn wirtschaftlich und ökologisch sinnvoll ist. Der Kanton hat bisher keine eigenen Abklärungen zu potentiell interessanten Standorten für die Tiefengeothermienutzung durchgeführt.

Auftrag

Gemäss Regierungsratsbeschluss soll das Potenzial der Tiefengeothermie für die Strom- und Wärmeproduktion im Kanton Solothurn abgeklärt und ein Geothermiekonzept erarbeitet werden (RRB Nr. 2011/2023).

Vision, Ziel

Die Vision des Kantons Solothurn ist, dass möglichst bis 2030 ein Geothermiekraftwerk als Pilotanlage einheimische erneuerbare Bandenergie bereitstellt. Mittel- bis langfristiges Ziel ist, die Tiefengeothermie als Energiequelle für Strom und Wärme zu etablieren.

Ergebnisse der Potenzialstudie

Im Kanton Solothurn ist ein tiefengeothermisches Potenzial für die zukünftige wirtschaftliche und umweltfreundliche Strom- und Wärmeproduktion vorhanden. Stromanlagen sind, wegen der geforderten Mindesttemperaturen, aktuell im Grundgebirge zu realisieren. Nach derzeitigem Wissensstand kommt hierbei die petrothermale Technologie zum Einsatz, jedoch könnten wie beim Projekt Soultz-sous-Forêts (F) auch «Mischsysteme» möglich sein. Räumliche Eingrenzungen ergeben sich durch den Entwicklungsstand der Technologie sowie vorhandene Infrastrukturen und Wärmeabnehmer. Weiterentwicklungen der Erschliessungs- und der Kraftwerkstechnologien würden eine Neuevaluation der Potenziale bedingen.

Handlungsbedarf

Die Analyse der heutigen Rahmenbedingungen sowie die daraus gezogenen Folgerungen ergeben, dass zur Umsetzung der Vision und der Etablierung der Tiefengeothermie vielschichtige Aspekte relevant sind und Handlungsbedarf seitens der öffentlichen Hand besteht.

Für die Umsetzung von Projekten sind Energieversorgungsunternehmen (EVU) sowie private Investoren verantwortlich. Der Kanton Solothurn ist jedoch gefordert, geeignete Rahmenbedingungen zu schaffen. Die Ausgangssituationen für die verschiedenen Handlungsfelder reichen von ausgezeichnet über durchschnittlich bis zu ungenügend.

Massnahmen

Insgesamt ergibt sich für den Kanton Solothurn auf Grundlage der umfassenden Analysestudie ein Bündel an Massnahmen, welches darauf ausgerichtet ist, möglichst effizient die Vision und das mittel- bis langfristige strategische Ziel der Etablierung der Tiefengeothermie zu erreichen. Die Massnahmen tangieren die Aspekte: rechtliche Grundlagen, Richtplanung, Fachstelle, Öffentlichkeitsarbeit und Verbesserung der Untergrundkenntnisse. Die Ergebnisse des Grundlagenberichtes und die zur Umsetzung vorgesehenen Massnahmen sind im Kurzbericht «Perspektiven der Tiefengeothermie im Kanton Solothurn» zusammengefasst.

1 EINLEITUNG

1.1 Ausgangslage

Kanton Solothurn sieht das enorme theoretische Potenzial

Der Kanton Solothurn steht der tiefengeothermischen Nutzung des Untergrundes zur Strom- und Wärmeproduktion grundsätzlich positiv gegenüber, da die Erdwärme eine nahezu unerschöpfliche, einheimische und ressourcenschonende Energiequelle darstellt, welche von den Jahres- und Tageszeiten unabhängig Bandenergie liefern kann.

Voraussetzung: Wirtschaftlichkeit und gute Ökobilanz

Für die Berücksichtigung der Tiefengeothermie bei der aktuellen energiepolitischen Neuausrichtung des Kantons wird vorausgesetzt, dass diese Nutzung ökonomisch und ökologisch sinnvoll ist (RRB Nr. 2011/2023). Um dies zu überprüfen, wurde vom Regierungsrat eine Projektgruppe einberufen.

Mitgestaltung der nationalen Energiepolitik

Im Rahmen der Energiedirektoren- und Energiefachstellenkonferenz sowie verschiedener Mitwirkungsverfahren beteiligt sich der Kanton Solothurn aktiv an der Strategie und der Umsetzung der Energiepolitik des Bundesrates. Kraftwerke, und dazu gehören künftig auch Geothermiekraftwerke, bedürfen einer übergeordneten Planung. Der Kanton Solothurn kann hier unterstützend mitwirken.

Der Kanton hat bisher keine eigenen Abklärungen zu potentiell interessanten Standorten für die Tiefengeothermienutzung durchgeführt.

Mehrere Handlungsschritte bereits initiiert

Mit dem Factsheet «Tiefengeothermie – Fakten und Ausgangslage, Vorschlag weiteres Vorgehen» vom 12. März 2012 hat der Kanton Solothurn bereits eine erste Grobskizzierung der Rahmenbedingungen erstellt.

Neues Energiekonzept

Mit dem Grundlagenbricht zum neuen Energiekonzept des Kantons Solothurn vom 25. April 2013 ist der Grundstein zur neuen kantonalen Energiepolitik gelegt. Die Energievision ist, den Verbrauch fossiler Energien bis 2050 auf 500 Watt pro Einwohner zu senken. Um die lokale Stromproduktion aus erneuerbaren Energien um 900 GWh zu steigern, soll möglichst bis 2030 u. a. ein erstes Geothermiekraftwerk als Pilotanlage in Betrieb sein. Im Wärmesektor soll der Anteil fossiler Energieträger halbiert werden.

Gesetzentwurf in Erarbeitung

Gegenwärtig wird im Kanton Solothurn ein Gesetzesentwurf über die Nutzung des tiefen Untergrundes und die Gewinnung von Bodenschätzen erarbeitet. In der aktuellen Überarbeitung des kantonalen Richtplans ist ein Kapitel Geothermie vorgesehen. Des Weiteren partizipiert der Kanton Solothurn am Projekt GeoMol CH, welches sich mit dem tiefen Untergrund befasst und vom Bundesamt für Landestopographie swisstopo durchgeführt wird.

1.2 Auftrag und Zielsetzungen

Auftrag und Zielgruppen

Es ist ein Bericht Tiefengeothermie zu erarbeiten, welcher sich auf Projekte zur gleichzeitigen Strom- und Wärmeproduktion konzentriert. Der erste Teil des Berichts soll eine Potenzialstudie beinhalten, und der zweite Teil die aktuellen Rahmenbedingungen analysieren. Hierbei sind die Aspekte aufzugreifen, die für die involvierten Behörden sowie für die verschiedenen Interessensgruppierungen von Bedeutung sind. Dazu gehören u. a. Umweltverbände, Gemeinden und Energieversorgungsunternehmen.

Zielsetzungen

Basierend auf der Darstellung und Analyse der geologischen, rechtlichen, technologischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen im Kanton Solothurn (*Kapitel 2–7*) sollen die im Bericht identifizierten offenen Aspekte aufgegriffen werden. Die Abwägung der Stärken und Schwächen der Tiefengeothermie sowie der Chancen und Risiken sind von zentraler Bedeutung für die Entwicklung der Strategie (*Kapitel 8*). Folgerungen sollen gezogen, Handlungsfelder aufgezeigt und Massnahmen entwickelt werden (*Kapitel 9*). Ziel der Massnahmen soll sein, aufzuzeigen, welche Voraussetzungen für die Tiefengeothermie geschaffen werden sollten, damit diese möglichst rasch ihren Beitrag zur Energiewende im Kanton Solothurn leisten kann.

Basierend auf dem vorliegenden Grundlagenbericht hat das Amt für Umwelt einen Kurzbericht erarbeiten lassen. Dieser konzentriert sich auf die Folgerungen sowie die strategischen Massnahmen für den Kanton Solothurn bezüglich der Tiefengeothermie. Zielgruppe des Kurzberichtes sind primär die kantonalen Entscheidungsträger (Politiker), ferner die Gemeinden sowie politisch und energetisch interessierte Gruppen und Personen.

1.3 Projektorganisation

Projektorganisation

Die Projektorganisation zur Erstellung des Berichts «Strategie Tiefengeothermie (TGT) im Kanton Solothurn» bestand aus dem Projektausschuss, dem Projektteam, der Begleitgruppe sowie dem Auftragnehmer als externe Projektunterstützung.

Projektausschuss

Projektausschuss

Der Projektausschuss war für die Steuerung des Projekts verantwortlich.

Mitglieder des Projektausschusses:

Martin Würsten	Bau- und Justizdepartement (BJD) / Chef Amt für Umwelt
Urs Stuber	Volkswirtschaftsdepartement (VWD) / Amt für Wirtschaft und Arbeit, Leiter Energiefachstelle

Projektteam

Projektteam

Das Projektteam war für die Vergabe sowie für die Durchführung der Arbeiten zuständig. Es wirkte zudem massgeblich an der Ausarbeitung des vorliegenden Grundlagenberichtes und des Kurzberichtes mit.

Mitglieder des Projektteams:

Martin Brehmer	BJD / Amt für Umwelt, Leiter Abteilung Boden
Yvonne Kaufmann	BJD / Amt für Umwelt, Fachstelle Steine Erden Geologie, Projektleiterin
Céline Pittet	BJD / Amt für Umwelt, Fachstelle Steine, Erden, Geologie Fachstellenleiterin
Claude Müller	BJD / Amt für Umwelt, Fachstelle Grundwasserbewirtschaftung Fachstellenleiter

Begleitgruppe

Begleitgruppe

Die Begleitgruppe, bestehend aus verwaltungsinternen und -externen Mitgliedern, unterstützte die Erarbeitung des Grundlagenberichtes und des Kurzberichtes durch Hinweise und Kommentare.

Mitglieder der Begleitgruppe:

Philipp Grob	Regio Energie Solothurn, Leiter Dienstleitungen, Mitglied Geschäftsleitung
Ariane Hausammann	Pro Natura Solothurn, Geschäftsführerin
Bruno Jordi	AEK Energie AG, Bereichsleiter Energieservice, Mitglied der Geschäftsleitung, Geschäftsleiter AEK Pellet AG
Per Just	Städtische Werke Grenchen SWG, Geschäftsleiter
Peter Meier	Geo-Energie Suisse AG, CEO
Marcel Rindlisbacher	Regio Energie Solothurn, Leiter Netze, Mitglied Geschäftsleitung

Roger Siegenthaler	Verband Solothurner Einwohnergemeinden VSEG, Gemeindepräsident Lüterkofen-Ichertswil
Bernard Staub	BJD, Chef Amt für Raumplanung
Markus von Arx	Verband Solothurner Einwohnergemeinden VSEG, Gemeindepräsident Erlinsbach
Martin Würsten	BJD / Chef Amt für Umwelt

Auftragnehmer

Auftragnehmer

Auftragnehmer war das geologische Beratungsunternehmen Dr. Roland Wyss GmbH, Frauenfeld. Als Subunternehmen war die Geowatt AG, Zürich, tätig. Auftragnehmer und Subunternehmer erarbeiteten den Grundlagenbericht «Strategie Tiefengeothermie (TGT) Kanton Solothurn» im Zeitraum von Ende September 2012 bis August 2013.

Vorgehen

Vorgehen

Auftragnehmer und Subunternehmer erstellten bis Ende 2012 einen ersten Entwurf des Grundlagenberichts zur Strategie Tiefengeothermie im Kanton Solothurn. In mehreren Sitzungen mit dem Projektteam sowie in einer Begleitgruppensitzung wurde die jeweils aktuelle Version des Berichts diskutiert und darauf basierend weiterentwickelt. Herr Rudolf Eng, juristischer Sekretär des Rechtsdienstes des Bau- und Justizdepartements des Kantons Solothurn, unterstützte die Analyse der aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen.

Ausgehend von diesem Grundlagenbericht wurde der insbesondere auf kantonale Entscheidungsträger ausgerichtete Kurzbericht «Perspektiven der Tiefengeothermie im Kanton Solothurn» vom Amt für Umwelt, Kanton Solothurn ausgearbeitet. Die Publikation ist für Anfang 2014 vorgesehen.

2 GEOLOGIE UND TEKTONIK

2.1 Datengrundlagen

2.1.1 Einführung

Datengrundlage

Über den tiefen Untergrund im Kanton Solothurn liegen kaum direkte Informationen vor. Um sich ein Bild über den geologischen Aufbau und die Strukturen im tieferen Untergrund des Kantons Solothurn machen zu können, muss daher auch auf Daten im weiteren Umkreis zurückgegriffen werden. Folgende Datensätze liefern Informationen über die Verhältnisse im Untergrund des Kantons Solothurn:

- Seismik-Daten (*Beilage 1*).
- Bestehende Tiefbohrungen im und um den Kanton Solothurn (*Beilage 2*).
- Daten der oberflächennahen Geologie (geologische Karten etc.).
- Kartierte Störungen (*Beilage 3*),
- Erdbebenkarten (*Beilage 3*, *Beilage 4*).
- Temperaturdaten aus Bohrungen (Details siehe *Kapitel 3.1.1*).

2.1.2 Oberflächenaufschlüsse

Oberflächenaufschlüsse

Art und Verbreitung der oberflächennahen Festgesteine sind in geologischen Karten und deren Erläuterungen dokumentiert (Geologischer Atlas der Schweiz). Des Weiteren hat der Kanton Solothurn die kartierten Störungen erfasst und öffentlich zugänglich gemacht (*Beilage 3*). Diese Informationen geben indirekt Hinweise auf mögliche Strukturen im Untergrund.

2.1.3 Tiefbohrungen

Tiefbohrungen

Als Tiefbohrung gelten Bohrungen, welche mindestens 400 m tief abgeteuft wurden. Sie stellen die wichtigste direkte Informationsquelle über den tieferen Untergrund dar. Dies, weil sie die direkte Einsicht in die Tiefe ermöglichen und dabei Aufschluss über Formations-Mächtigkeiten, Ausprägung und Tiefenlage der interessierenden Schichten sowie zu den geophysikalischen Parametern (Durchlässigkeit, Porosität, Dichte, Temperatur, seismische Geschwindigkeiten etc.) geben.

Im Kanton Solothurn wurden bis anhin mit den Bohrungen in Lostorf insgesamt drei Tiefbohrungen abgeteuft. Diese sind jedoch alle weniger als 600 m tief und erreichen damit die wesentlich tiefer liegenden potenziellen Zielhorizonte von Stromerzeugungsanlagen nicht. Im Mai 2012 wurde den Rheinsalinen die Bewilligung erteilt, in Gempen eine Bohrung bis auf 800m Tiefe zu erstellen. Diese Bohrung ist bisher noch nicht abgeteuft worden.

2.1.4 Seismische Profile

Seismische Profile

Die seismischen Profile stellen den einzigen vorhandenen Datensatz dar, welcher im Kanton Solothurn Aufschluss über tiefliegende Strukturen im Mesozoikum geben kann. Praktisch sämtliche Linien enden jedoch am Jura-Südfuss, sodass über weite Gebiete des zentralen und nördlichen Kantons keine Informationen über den Aufbau vorliegen.

Die bestehenden Seismik-Linien (*Beilage 1*) wurden in den 60er bis 80er Jahren vor allem von der SEAG, der «Aktiengesellschaft für schweizerisches Erdöl», für die Erdöl- und Erdgas-Exploration vorangetrieben. In der Nordschweiz wurden sie durch Profilspuren der Nagra auf der Suche nach einem Endlager für die Entsorgung radioaktiver Abfälle ergänzt. Im Kanton Solothurn sind solche Nagra-Linien ganz im Osten im Grossraum Olten vorhanden.

Für den vorliegenden Bericht standen die publizierten Nagra-Profile sowie eine Linie des Nationalen Forschungsprogramms (NFP) zur Verfügung, die studiert und ausgewertet wurden. Die neuesten Nagra-Linien aus den Jahren 2011/2012 flossen ebenfalls mit in das vorliegende Untergrundmodell mit ein.

Fehlende Informationen

Über weite Teile des Kantons können keine verlässlichen Aussagen über den Aufbau und die Strukturen des Mesozoikums und im speziellen auch des Grundgebirges abgegeben werden. Hinsichtlich der permokarbonen Strukturen im Grundgebirge wird die prognostizierte Trog-Verteilung von Leu (2008) übernommen (*Beilage 5*).

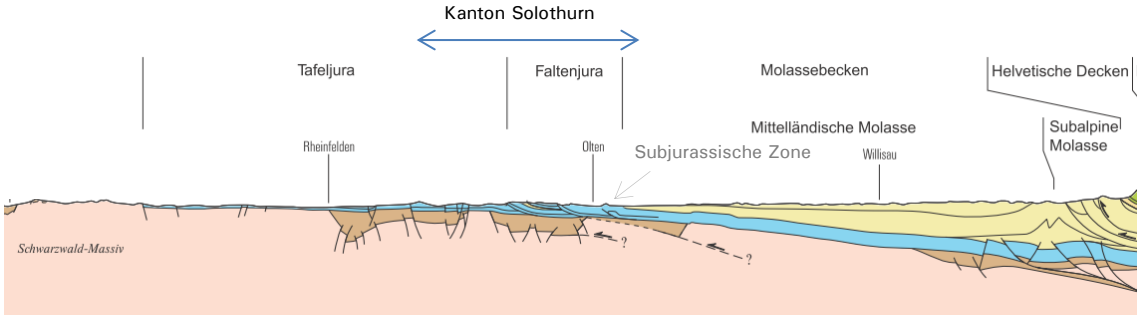
2.2 Geologischer Überblick

Geologischer Überblick

Der Kanton Solothurn liegt in der Nordwestschweiz am nördlichen Ende des Mittelländischen Molasse-Beckens. Die unterste und älteste Einheit ist das kristalline Grundgebirge mit den darin enthaltenen Permokarbon-Trögen (*Kapitel 2.2.2*). Darüber folgen die aus dem Erdmittelalter (Mesozoikum) stammenden Schichten der Trias und des Jura. Die jüngste mesozoische Einheit, die Kreide, fehlt im Kanton Solothurn. Über dem Mesozoikum folgen Molassesedimente aus der Erdneuzeit (Tertiär), welche insbesondere südlich des Jura-Südfusses, aber auch in einzelnen Synklinalen des Faltenjuras sowie im Bereich des Tafeljuras anzutreffen sind (*Beilage 6*). Als oberste Schicht finden sich lokal junge, quartäre Lockergesteine (*Kapitel 2.2.1*).

Potenzielle Aquifere

Die potenziellen Aquifere des Mesozoikums (Oberer Muschelkalk und Oberer Malm) befinden sich im gesamten Kantonsgebiet in zu geringer Tiefe, um für eine tiefengeothermische Stromproduktion genutzt werden zu können (*Figur 1*). Die maximale Tiefenlage beträgt nur rund 2'200 m u. T. Diese Einheiten werden daher nicht im Detail betrachtet.



Figur 1: NNE-SSW-Profilschnitt durch das nördliche Alpenvorland. Rosa = Kristallin, braun = Permokarbon-Trog, blau = Mesozoikum, gelb = Tertiäre Mittelländische Molasse (Quelle: Nagra, 2008)

Strukturelle Gliederung

Strukturgeologisch ist der Kanton Solothurn von Süd nach Nord in folgende Grosseinheiten untergliedert (*Beilage 6*, *Figur 1*):

- Mittelländische Molasse.
- Subjurassische Zone.
- Faltenjura.

Tafeljura.

Geologischer Aufbau

Das Grundgebirge als Gebirgssockel ist im nördlich angrenzenden Schwarzwald aufgeschlossen und taucht mit flachem Winkel nach Süden ein. Im Bereich des Solothurner Tafeljura erreicht es eine Tiefenlage von rund 1‘000 m u. T. (-250 m ü. M.) und wird durch flachlagernde mesozoische Sedimente sowie lokal durch tertiäre und quartäre Sedimente überlagert. Das Grundgebirge des Tafel- und Faltenjuras wird aus Kristallin sowie permokarbonen Sedimenten aufgebaut, welche sich in tiefen Trögen ablagerten (*Figur 1*). Im Bereich der flankierenden Trogschultern liegt das Perm unmittelbar auf Kristallin (*Beilage 5*). Am Jura-Südfuss befindet sich die Grundgebirgsoberfläche rund 1‘000 m tiefer, bei 2‘000 m u. T (-1‘250 m ü. M.). Das auflagernde Mesozoikum und die Molasse wurden im Faltenjura verfaltet und teilweise in nördlicher und südlicher Richtung überschoben. Es entstanden aus Mesozoikum aufgebaute Antiklinalen, während in den Synklinalen Molasse (Teriär) erhalten blieb (*Beilage 6*).

Südlich des Jura-Südfusses liegt das Mittelländische Molasse-Becken. Längs des Südrandes des Juragebirges, am Übergang der Mittelländischen Molasse zum Faltenjura, erstreckt sich die Subjurassische Zone. Diese ist durch mehrere engere Antiklinalen mit höherer Amplitude sowie einem oft steilen Axialgefälle charakterisiert, welche auch das Mesozoikum erfassen. Im Kanton Solothurn stellt die Born-Engelberg-Antiklinale südlich von Olten eine klassische subjurassische Falte dar.

2.2.1 Sedimentäre Einheiten

Oberste Einheit «Quartär»

«Quartär»

Die Lockergesteine des Quartärs bilden die Sedimentbedeckung des Felsuntergrundes. Das Quartär ist sehr vielfältig zusammengesetzt und die Mächtigkeit variiert stark. Lokal können bis mehrere hundert Meter vorhanden sein. Es handelt sich insbesondere um eiszeitliche Moräne-Ablagerungen sowie um postglaziale fluviatile Bildungen und Hangschutt. Die mächtigsten Vorkommen des Quartärs finden sich im Gebiet des Jura-Südfusses.

«Molasse»

«Molasse»

Die Sedimente der Molasse («Mittelländische Molasse», Tertiär) wurden während der Alpenbildung abgelagert und bestehen aus Abtragungsschutt des entstehenden Gebirges. Die Mächtigkeit der Molasse nimmt daher Richtung Alpenrand zu. Im Gebiet des Jura-Südfusses ist die Molasse im Zuge der Jurafaltung aufgerichtet und teilweise oder ganz erodiert worden (*Beilage 6*). Die maximale Mächtigkeit ist mit rund 500 m abzuschätzen.

Die Molassesedimente der Unteren Süsswassermolasse (USM) nördlich des Jurasüdfusses wurden in der «raurachischen Senke» abgelagert, der südlichen Fortsetzung des Oberrheingrabens, welcher sich in dieser Zeit einsenkte. Die raurachische Senke quert in NNE-SSW-Richtung das Gebiet des zukünftigen Faltenjuras und ermöglichte den Transport alpiner Feinsedimente aus dem südlich angrenzenden Mittelländischen Molassebecken nach Norden. In der Synklinale von Balsthal, innerhalb des Faltenjuras, sind rund 200–300 m mächtige Molassesedimente erhalten.

Mesozoische Sedimente «Trias» und «Jura»

«Trias» und «Jura»

Unter der Molasse befinden sich die mesozoischen Sedimente des Juras und der Trias (*Figur 2, Figur 3*).

Zur Zeit der Trias wurden zuerst terrestrische Sandsteine abgelagert, welche den Buntsandstein aufbauen. Während des Muschelkalks wurden dann in mehrheitlich flachmarinem bis kontinentalem Milieu Kalke, Dolomite, Evaporite (Gips, Anhydrit, Steinsalz) und Sandsteine abgelagert. Diese gegen Westen zunehmend mächtigeren Evaporitabfolgen des Muschelkalks und des Keupers dienten später als Gleithorizont für die Abscherung des Faltenjuras. Im Verlauf der Jura- und der frühen Kreidezeit entstanden im nordalpinen Vorland in einem Schelfmeer Flachwasserkarbonate, Mergel, Tonsteine oder Sandsteine.

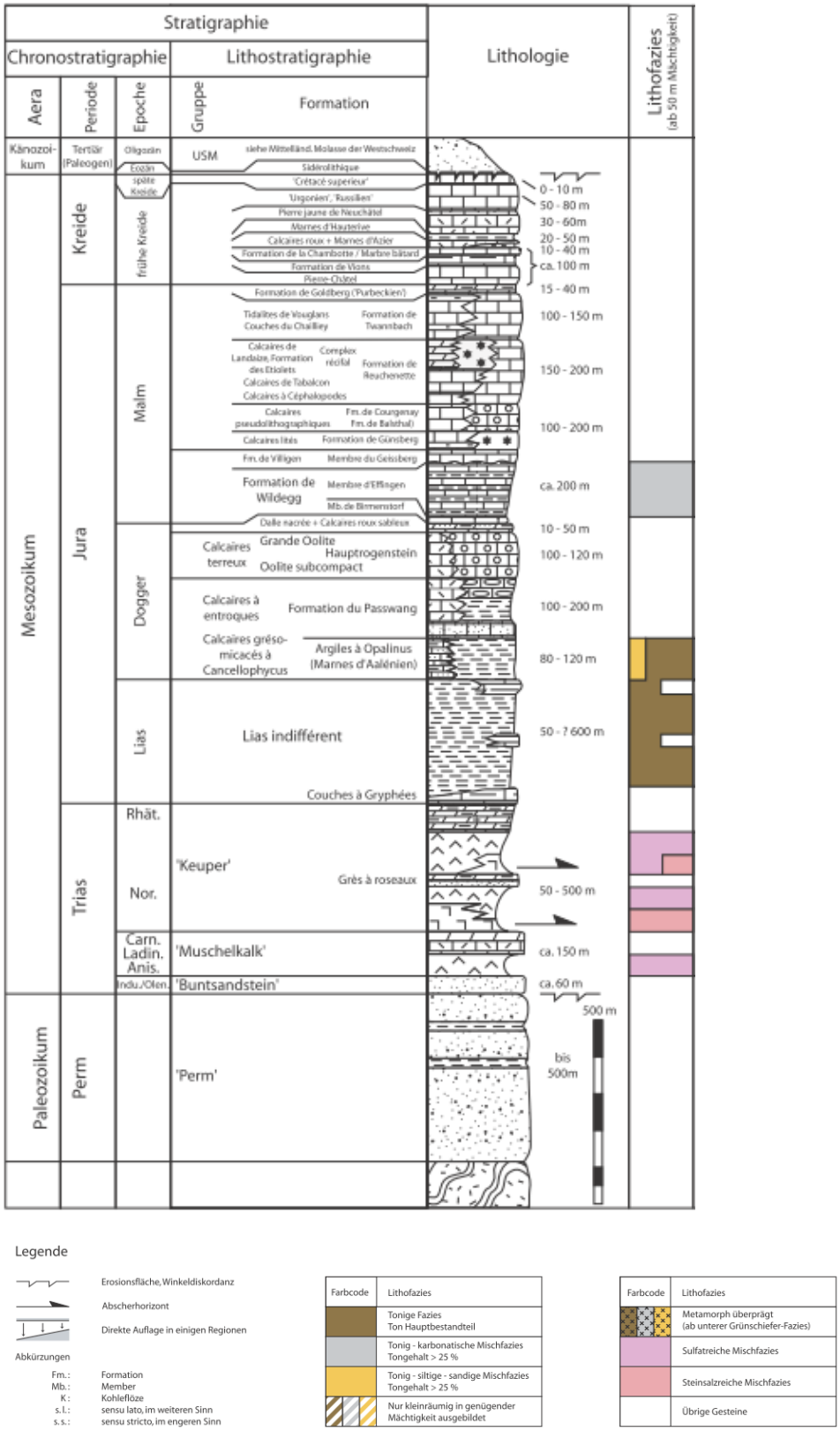
Die jüngste mesozoische Einheit, die Kreide, wurde nicht abgelagert bzw. wurde wieder erodiert. Dies hat zur Folge, dass der zuletzt abgelagerte Malm an der Oberfläche («Top Malm») eine teilweise intensive Verwitterung sowie Verkarstung und Bodenbildung («Bohnerzformation») aufweist.

Im Kanton Solothurn ist die Trias und der Jura insgesamt etwa 1'100 m mächtig und fällt südlich des Jura-Südfusses vergleichsweise

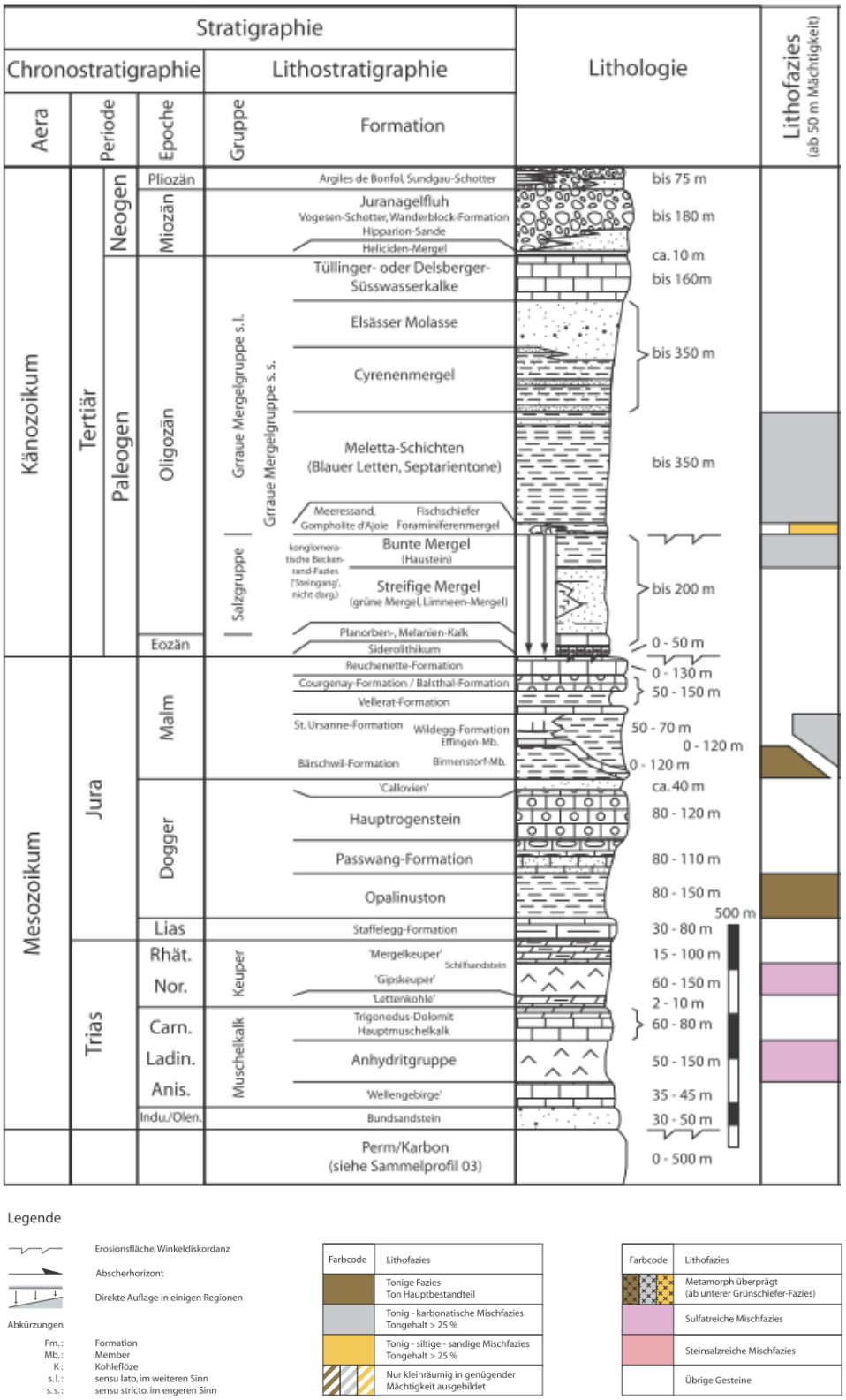
gleichmässig mit einem geringen Winkel nach Süden ein. In Richtung Faltenjura ist das Mesozoikum zunehmend gefaltet und entlang von Überschiebungsbahnen mit nördlicher oder südlicher Vergenz überschoben. Innerhalb des Falten- und Tafeljuras ist das Mesozoikum über grössere Bereiche anstehend.

Potenzielle hydrothermale Ziele

Verkarsteter Malmkalk ist grundsätzlich einer der potenziellen Zielhorizonte hydrothermaler Projekte. Ein weiterer wichtiger Zielhorizont für hydrothermale Geothermieprojekte ist der aus Karbonatgesteinen aufgebaute Obere Muschelkalk. Beide allfälligen Aquifere kommen jedoch aufgrund zu geringer Tiefenlage im gesamten Gebiet des Kantons Solothurn nicht für Stromprojekte in Frage. So erreicht der tieferliegende Obere Muschelkalk maximale Tiefen von ungefähr 1‘500 m in den südlichsten Kantonsteilen (vgl. *Beilage 7*).



Figur 2: Sammelprofil der sedimentären Einheiten im Gebiet des Faltenjura inklusive Jura-Südfuss.
(Quelle: Nagra, 2008).



Figur 3: Sammelprofil der sedimentären Einheiten im Gebiet Oberrheingraben, Rheintalischer Tafeljura (inkl. Ajoie), Faltenjura der Nordschweiz. (Quelle: Nagra, 2008).

2.2.2 Grundgebirge

Grundgebirge aus Kristallin und Permokarbon

Das Grundgebirge ist aus kristallinen Gesteinen aufgebaut, in welche sich zu Zeiten des Karbons und des Perms Tröge mit Sedimentabfolgen bis zu mehreren Kilometern Mächtigkeit bildeten. Auch im Kanton Solothurn sind solche Tröge ausgebildet. Über deren genaue Verbreitung liegen jedoch insbesondere im Bereich des Faltenjuras keine eindeutigen Informationen vor.

Im Kanton Solothurn ist das Grundgebirge nicht aufgeschlossen. Neben Hinweisen aus den Tiefbohrungen der Nordschweiz lässt insbesondere das im Schwarzwald und den Vogesen flächenhaft aufgeschlossene Grundgebirge Analogien auf den Aufbau im tiefen Grundgebirgssockel des Kantons Solothurn zu.

Gesteine des Kristallins

Das kristalline Grundgebirge hat eine komplexe Geschichte erfahren. Vereinfachend werden Abfolgen von älteren, polymetamorphen Gneisen, Amphiboliten, Migmatiten und Schiefern als Altkristallin zusammengefasst, die aus der Zeit vor der vorletzten, variszischen Gebirgsbildung stammen. In dieses Ur-Grundgebirge drangen während und nach der variszischen Gebirgsbildung vielerorts granitoide Intrusiva (d. h. granitähnliche Magmakörper) und Gänge ein. Im Südschwarzwald und den Südvogesen sind mehrere grosse Granitkörper an der Erdoberfläche aufgeschlossen.

Gesteine des Permokarbons

Während des Karbons und des Perms wurden in terrestrischem und zum Teil lakustrischem Milieu zuerst bei feuchtem, später bei zunehmend ariderem Klima Konglomerate, Sandsteine, Tonsteine und Kohle abgelagert. Diese Ablagerungen treten als Füllungen in den sich zu dieser Zeit bildenden tiefen Trögen auf. Im Bereich des Kantons Solothurn werden über weite Teile oder sogar flächenhaft mehr oder weniger mächtige Permokarbon-Tröge mit permischen Trogschultern angenommen (*Beilage 5, Figur 1*).

Dieser Komplex aus kristallinen und permokarbonen Gesteinen, d. h. das Grundgebirge, stellte nach einer Phase der Erosion die Unterlage für die später abgelagerten mesozoischen Sedimente dar.

Tiefenlage

Tiefenlage Grundgebirge

Genaue Angaben über die Tiefenlage der Grundgebirgsoberfläche liegen für das Gebiet des Kantons Solothurn nicht vor. Auf Basis vorhandener Daten wurde im vorliegenden Bericht die Tiefenlage der Oberfläche modelliert (*Beilage 5*). Am Nordende des Kantons liegt das Grundgebirge in einer Tiefe von ungefähr 1'000 m u. T. Gegen Süden taucht dessen Oberfläche um gut 1'200 m ab und erreicht ganz im Süden des Kantons Tiefen von rund 2'200 m u. T.

Hydrogeologische Charakterisierung

Hydrogeologie Grundgebirge

Insbesondere das kristalline Grundgebirge kann potenziell Wasser führen. Dies ist zunächst die oberste Zone des Kristallins, da dort infolge einer längeren Freilegung, vor der Ablagerung des Mesozoikums, eine mehr oder weniger intensive Verwitterung stattfand. Solche verwitterten Bereiche können Aquifere bilden. Viel bedeutender sind jedoch

Störungen, insbesondere diejenigen mit Dehnungs- und/oder Blattverschiebungskomponenten (vgl. *Kapitel 2.4, Figur 7*). Diese können Wasser durchlässig sein und damit den Aufstieg heisser Tiefenwässer in oberflächennähere Gebiete ermöglichen. Heisswasseraufstiege erzeugen lokale Temperaturanomalien. Darüber hinaus wird das an Störungen angrenzende Gestein tektonisch beansprucht und es können sich in kompetenten (d. h. harten) Gesteinen Klüfte ausbilden. Dreidimensional angeordnete Kluftsysteme können idealerweise sehr gute Durchlässigkeiten aufweisen. Auch die Nagra (Nagra, 1994) hat sich im Rahmen des Programms zur Abklärung der Eignung des kristallinen Grundgebirges für eine Endlagerung radiokativer Abfälle im Zeitraum 1981–1993 mit der Thematik Tiefenwasserzirkulation im kristallinen Grundgebirge der Nordschweiz befasst.

Die wichtigsten Resultate der Nagra-Studien sind, dass:

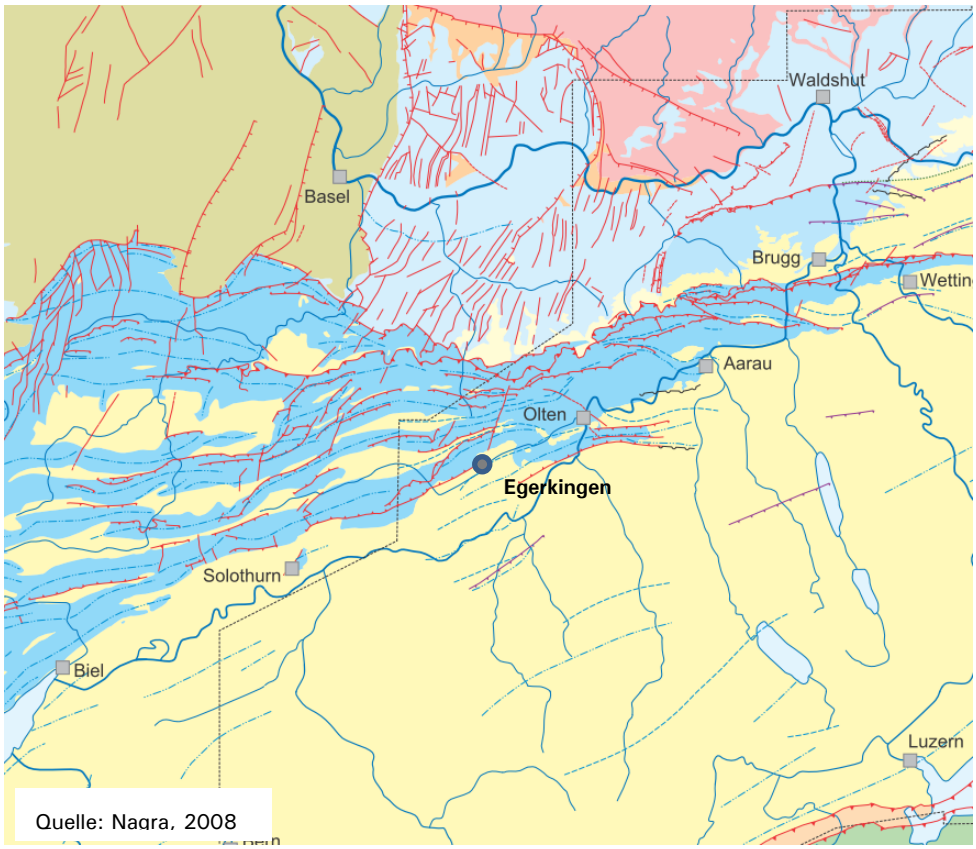
1. Die Wasserführung im Kristallin korreliert werden kann mit:
   - Kataklastischen Zonen (d. h. spröd zerbrochenen Störungen).
   - Geklüfteten Zonen mit offenen Klüften.
   - Spröd deformierten Apliten (d. h. feinkörnigen Graniten) und aplitischen Gneisen.
2. Grössere wasserführende Störungen können als lokale Akkumulationen von kataklastischen Zonen (Störungen) betrachtet werden, die im angrenzenden Gestein von offenen Klüften begleitet werden.
3. Hydrogeologisch kann das Kristallin der Nordschweiz gemäss heutiger Datenlage in einen mehrere hundert Meter mächtigen, oberen, höherdurchlässigen Bereich («Zone Top Kristallin», durchschnittliche Durchlässigkeit $K = \text{ca. } 1 \times 10^{-7}$ m/s) und in einen unteren, geringdurchlässigen Bereich (ca. $K < 1 \times 10\text{-}^{10}$ m/s) unterteilt werden.
4. Subvertikale, grössere wasserführende Störungen durchschlagen beide hydrogeologischen Einheiten.

Subvertikale Störungen sind im Kanton Solothurn insbesondere im Zusammenhang mit permokarbonischen Trogstrukturen sowie mit der raurachischen Senke als südliche Fortsetzung des Oberrheingrabens möglich. Die aktuell zur Verfügung stehende Informationsgrundlage ermöglicht jedoch kein genaues Bild über die Strukturen im Grundgebirge (*Beilage 8*).

2.3 Tektonik

Jura

Der Jura ist ein klassischer Falten- und Überschiebungsgürtel, welcher zwischen dem französischen Chambéry im Südwesten und Dielsdorf im Osten einen Bogen von fast 90° beschreibt. Er entstand im nördlichsten Teil des voralpinen Molasse-Beckens im Miozän bis Pliozän im Zusammenhang mit der Alpenbildung. Das sedimentäre Deckgebirge wurde in den Evaporiten des Muschelkalks vom unterliegenden Sockel abgeschert und durch den alpinen Fernschub nach Norden verschoben. Während im westlichen Faltenjura insbesondere Rampenfalten auftreten, liegt ganz im Osten ein Schuppenbau mit einer prominenten Hauptüberschiebung vor. Im Gebiet Grenchen – Solothurn sind vermehrt auch Abscherfalten ausgebildet (Nagra, 2008).



Figur 4: Überblick über die tektonischen Strukturen im Kanton Solothurn. Rheinische NNE-SSW-streichende Störungen dominieren im Gebiet westlich von Egerkingen, welche den Faltenjura überprägen. (Quelle: Nagra, 2008).

Faltenjura
Einfluss Oberrheingraben

Der Einfluss des Oberrheingrabens äussert sich im westlichen Tafel- und Faltenjura durch ein dichtes NNE-SSW streichendes Störungsmuster. Die erhöhte Störungsdichte im Randbereich des Oberrheingrabens lässt sich vom Dinkelberg über den Tafeljura bis in den Faltenjura verfolgen, wo das ererbte rheinische Strukturmuster die Jurafaltung verkompliziert und zu einer erhöhten tektonischen Zergliederung geführt hat. In der schlecht aufgeschlossenen Subjurassischen Zone dürfte die

tektonische Situation westlich von Egerkingen gleichermassen kompliziert sein (*Figur 4*, *Beilage 6*).

Entwicklung des Grundgebirges komplex

Die Entwicklung des Grundgebirges ist komplex. Die ältesten Einheiten, die prävariszischen Gneise, stammen aus dem Präkambrium und Altpaläozoikum. Während der variszischen Orogenese unterlag dieses Ur-Grundgebirge einer Konvergenz, und es drangen in der Zeit des Devons und Karbons zahlreiche synkinematische Plutonite ein. Der Gebirgskörper domte sich auf und unterlag einer Extension. Es trat ein postkinematischer Plutonismus ein. Im Oberkarbon bildeten sich Tröge aus. In der spätorogenen Phase im Perm fand eine Zerscherung des Gebirges statt, die von einem sauren Vulkanismus begleitet wurde. Darauffolgend fand eine postorogene Subsidenz statt und das heutige Grundgebirge wurde eingeebnet.

Die in dieser Zeit ausgebildeten Störungssysteme stellen Schwächezonen dar, welche das Grundgebirge auch im Kanton Solothurn kreuz und quer durchziehen. Und je nach Spannungszustand in der Erde reaktiviert werden.

2.4 Neotektonik

Neotektonik entscheidend für Tiefengeothermie

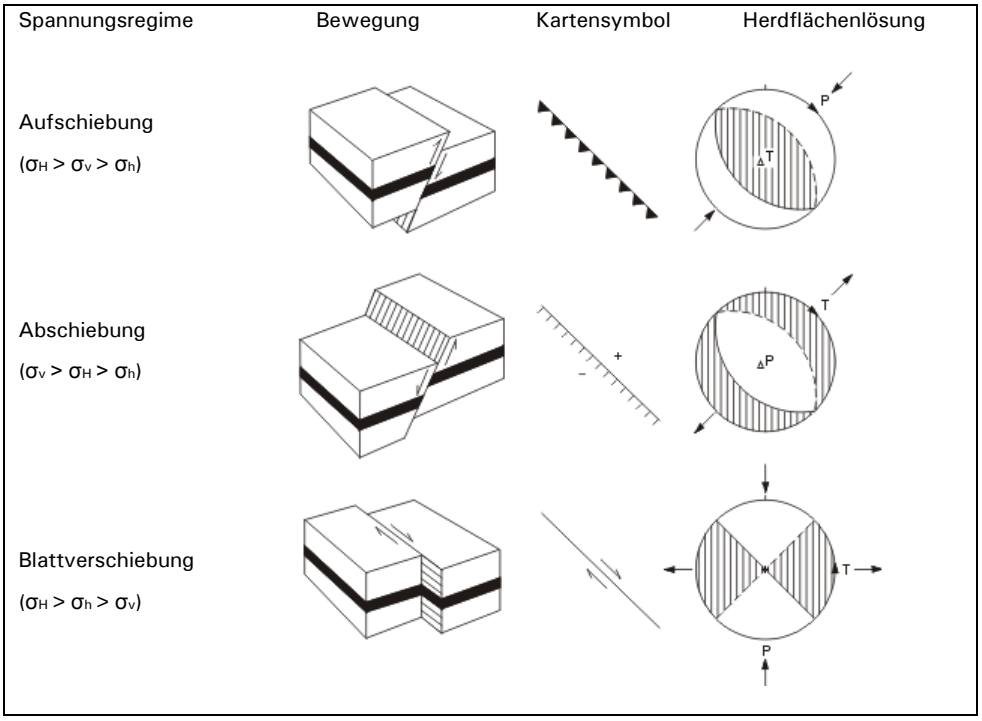
Für die Tiefengeothermie, und speziell auch für petrothermale Anlagen, sind die heute im Untergrund herrschenden Kräfte, das Spannungsfeld, entscheidend.

Um Kenntnisse über diese Kräfte im tiefen Untergrund zu erhalten, können im Bohrloch auftretende Verformungen gemessen werden. Des Weiteren kann bei natürlichen Erdbeben mittels Herdflächenlösung ermittelt werden, welche Bewegung (Abschiebung, Aufschiebung, Blattverschiebung) erfolgt ist.

Spannungen im tiefen Untergrund

Ab-, Auf- und Blattverschiebungen

Der Spannungszustand in der Erde wird durch drei Vektoren beschrieben, die orthogonal zueinander stehen. Jeweils ein Vektor entspricht der grössten, der mittleren bzw. der kleinsten Kraft. Je nachdem wie die drei Spannungsrichtungen im Raum orientiert sind, treten verschiedene Bewegungen auf. Abschiebungen (engl. normal fault), Blattverschiebungen (engl. strike slip fault) und Überschiebungen (engl. reverse fault) sind möglich (*Figur 5*). In der Natur sind Mischformen üblich (vgl. *Figur 7*).



Figur 5: Mögliche Bewegungen in Abhängigkeit des Spannungszustandes. (Quelle: Modifiziert nach Schweizerischer Erdbebendienst SED).

Ab- und Seitenverschiebungen ideal

Für die Geothermie geeignete Strukturen entstehen vor allem bei:

- Abschiebungen oder Blattverschiebungen. Mischformen werden auch als transtensive Störungen bezeichnet.
- Strukturen, die parallel zur horizontalen Hauptspannungsrichtung orientiert sind.

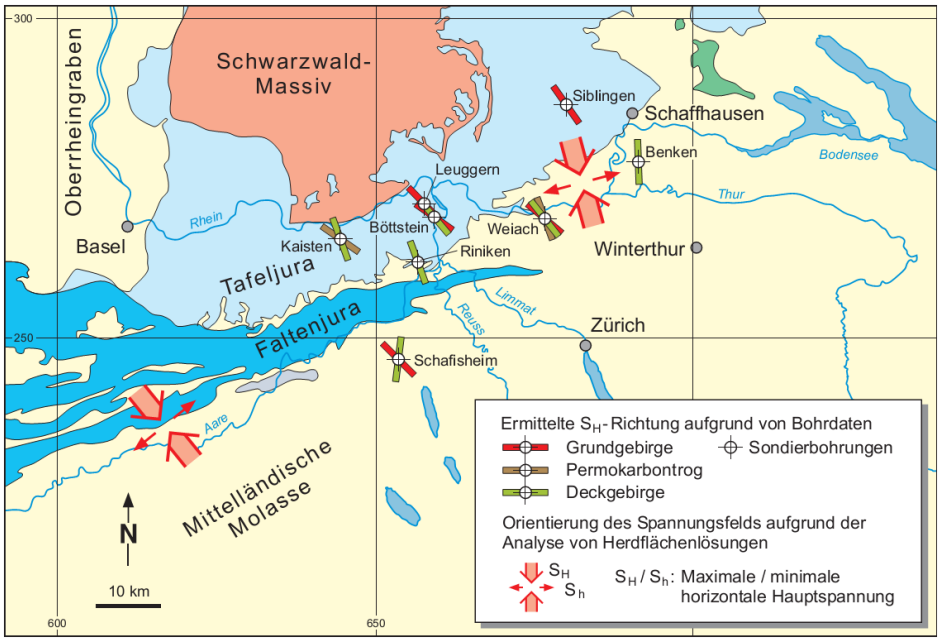
Heutige grösste Horizontal-Spannung

Die horizontale Hauptspannungsrichtung des europäischen Spannungsfelds ist gegenwärtig nach NW gerichtet. Im nördlichen Alpenvorland ist eine Abweichung vom überregionalen Spannungsfeld ausgebildet. Dies vermutlich aufgrund des Alpenkörpers, welcher sich in die zentraleuropäische Platte drückt. In der Schweiz ist die horizontale Hauptspannungsrichtung immer senkrecht zu den Alpen orientiert, was eine Rotation der Hauptspannungsrichtung von West nach Ost um ca. 90° zur Folge hat.

Entkopplung von Sedimenten und Grundgebirge

Aus einer Datenanalyse ergeben sich für die Richtung der aktuell grössten horizontalen Spannung im kristallinen Grundgebirge Azimutwerte zwischen 125° und 145° (siehe *Figur 6*). Innerhalb der sedimentären Deckschichten ist die horizontale Hauptnormalspannung um 10–30° im Uhrzeigersinn rotiert (Azimut $S_H = 160 \pm 15°$). Die höchste Abweichung zwischen Grundgebirge und auflagerndem Deckgebirge wurde bisher in der Bohrung Schafisheim nachgewiesen. Diese weist auf eine Entkopplung der Spannungen in den Trias-Evaporiten hin (Müller et al., 2002) und kann als Anzeichen für den anhaltenden alpinen Fernschub mit grösserer Verkürzung im westlichen gegenüber

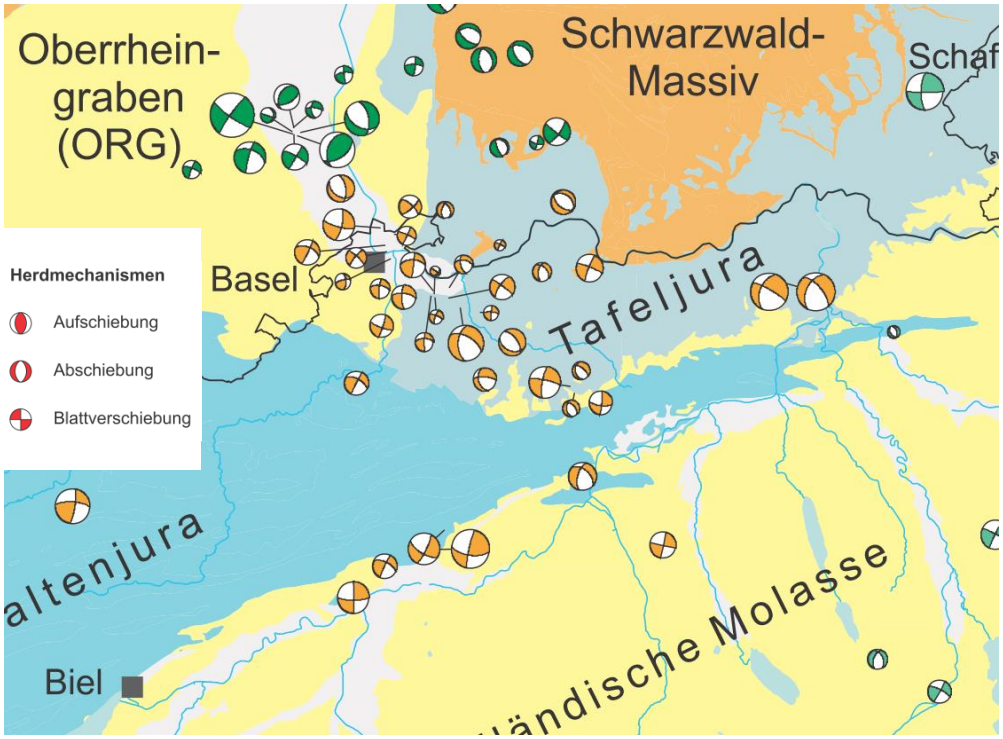
dem östlichen Molassebecken gedeutet werden (Nagra, 2008). Die ermittelten Daten für den Nordschweizer Permokarbontrog weisen auf eine Rotation der horizontalen Maximalspannungskomponente im Uhrzeigersinn hin. Die Winkeländerung gegenüber dem Grundgebirge beträgt dabei etwa 30° (Azimut S_H = 160 ± 15°). In der Sedimentabfolge des Deckgebirges im Tafeljura ist die Rotation mit Werten zwischen 10° und 30° etwas geringer. Im Kanton Solothurn direkt wurden keine Messungen durchgeführt (*Figur 6*).



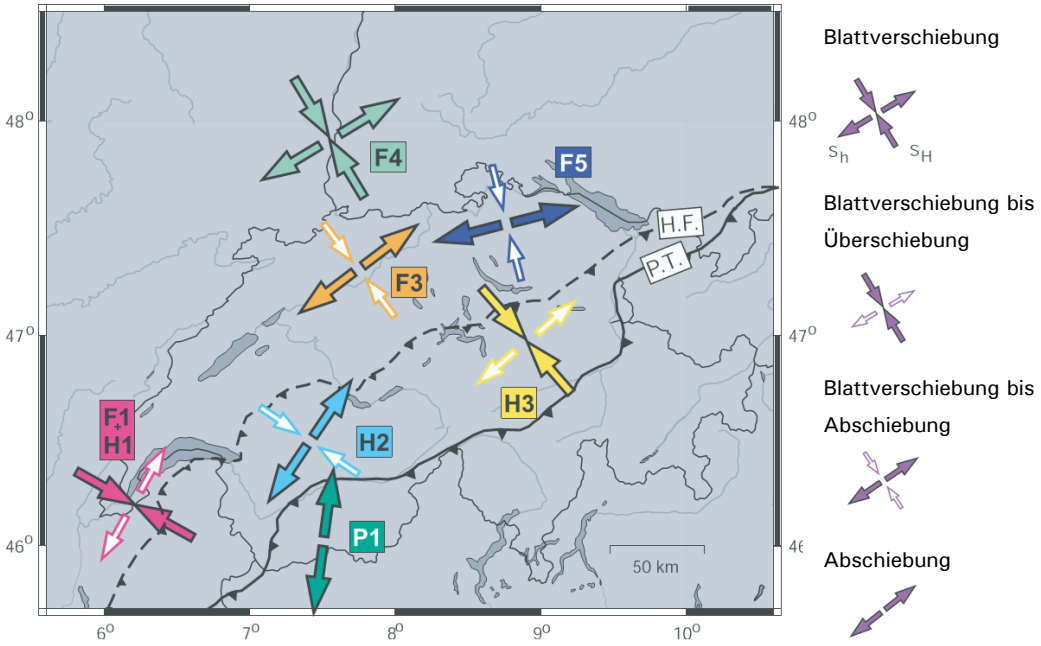
Figur 6: Überblick über die Orientierung des rezenten Spannungsfelds in der Nordschweiz.
(Quelle: Müller et al., 2002).

Herdflächenlösungen für Erdbeben

Die Ermittlung des rezenten Spannungsfelds auf Basis von Herdflächenlösungen und einer Inversionsmethode (Kastrup, et al., 2004) ergibt für den Kanton Solothurn einen Spannungszustand, der im Bereich einer Blattverschiebung bis Abschiebung liegt (*Figur 7, Figur 8*).



Figur 7: Mechanismen der Erdbebenherde im Grossraum des Kantons Solothurn.
Die meisten Herde zeigen eine mehr oder weniger grosse Komponente von Blattverschiebungen, die entweder mit einer abschiebenden (Krustendehnung) oder überschiebenden Komponente (Krusteneinengung) verbunden ist (Quelle: Nagra, 2008).



Figur 8: Spannungszustand in der Schweiz, abgeleitet aus den Mechanismen von Erdbeben (Herdflächenlösungen).
(Quelle: Kastrup et al., 2004).

Natürliche Seismizität

Natürliche Seismizität

Die Lage natürlicher Erdbeben liefert Hinweise darauf, welche Strukturen noch aktiv sind. Gemäss bekannten Erdbebendaten sind das Nordgebiet des Kantons Solothurn (Rheingrabenflexur / westlicher Tafeljura) sowie der Südrand des Jura tektonisch aktiv (*Beilage 3*). In der für petrothermale Anlagen relevanten Tiefenzone bis 7 km traten innerhalb des Kantons Solothurn ebenfalls lokal Erdbeben auf, und zwar insbesondere in der Umgebung von Solothurn (*Beilage 4*).

2.5 Zusammenfassung

Mesozoische Aquifere für Wärme

Die potenziellen Aquifere des Mesozoikums (Oberer Malm und Oberer Muschelkalk) befinden sich in geringer Tiefenlage, sodass sie für eine Stromerzeugung nicht in Frage kommen. Sie könnten aber insbesondere in der Region des Jura-Südfusses interessante Zielhorizonte für Wärmeprojekte darstellen.

Stromprojekte im Kristallin

Für tiefengeothermische Stromanlagen ist im Kanton Solothurn grundsätzlich nur das Grundgebirge geeignet. Gegenwärtig steht hier das Kristallin im Fokus. Neben permokarbonischen Strukturelementen zieht unter dem Faltenjura die NNE-SSW streichende raurachische Senke als südliche Fortsetzung des Oberrheingrabens durch. Dadurch sind neben permokarbonischen auch rheinische Störungen im Grundgebirge anzunehmen. An welchen Stellen und mit welcher Intensität die Störungen auch im Bereich des Kantons Solothurn das Grundgebirge überprägt haben, ist nicht bekannt.

Hydrogeologie im Kristallin unbekannt

Hinsichtlich dessen hydrogeologischer Charakterisierung sind gegenwärtig keine spezifischen Aussagen möglich. Potenziell geeignet sind alle Störungszonen insbesondere mit Dehnungs- und/oder Blattverschiebungskomponenten (vgl. *Kapitel 2.4, Figur 7*). Hier könnten im Idealfall für hydrothermale Anlagen nutzbare Tiefenwasservorkommen vorliegen (*Kapitel 6.1.1*).

Transtensive Strukturen im Kanton Solothurn

Im Kanton Solothurn treten überwiegend transtensive Strukturen, d h. Blattverschiebungen mit einer mehr oder weniger grossen Komponente von Abschiebung, auf. Diese können mögliche Aufstiegsbahnen für heisse Tiefenwässer darstellen und/oder das angrenzende Gestein klüften und damit gut wasserdurchlässig machen. Insbesondere im Norden und im Südwesten des Kantons ist eine Erdbebenaktivität zu beobachten.

3 THERMISCHES UNTERGRUNDMODELL

3.1.1 Temperaturdaten

Datengrundlage des Modells: Temperaturmessungen in Bohrungen

Temperaturmessdaten aus dem Untergrund sind für die Entwicklung eines thermischen Modells von grosser Bedeutung, da sie zur Kalibration des Modells verwendet werden können und dadurch die Prognosegenauigkeit des Modells erhöhen. Im Kanton Solothurn liegt die Tiefbohrung Lostorf 3 mit Temperaturdaten vor (*Beilage 2*). Im näheren Umkreis des Kantons befinden sich 6 weitere Bohrungen mit Temperaturdaten, die ebenfalls für die Erstellung des thermischen Untergrundmodells herangezogen wurden. Insgesamt stehen folgende Tiefbohrungen mit Temperaturmessungen zur Verfügung (*Beilage 9*):

- Lostorf 3
- Oftringen
- Pfaffnau 1
- Ruppoldsried
- Delémont S1
- Reinach 1
- Eptingen

Lokale Anomalien des geothermischen Gradienten

Aus den Messdaten wird ersichtlich, dass sich die Temperaturzunahmen mit der Tiefe (geothermische Gradienten) in den einzelnen Bohrungen stark unterscheiden (*Beilage 9, Beilage 10, Beilage 11*). Betrachtet man beispielsweise die 50°C Isotherme, dann schwankt deren Tiefe zwischen etwa 550 und 1300 m u. T. (vgl. *Tabelle 1*). Für diese grosse Varianz der Temperaturzunahme kann es mehrere Gründe geben. Zwei mögliche Ursachen sind:

- Die Qualität der Temperaturmessungen ist schlecht (Temperatur in der Bohrung hat nicht den Gleichgewichtszustand erreicht, unkorrigierte Messungen, etc.).
- Da die Variation des Temperaturgradienten sehr hoch ist, können diese Unterschiede nicht durch den Wärmetransport der Gesteine (Thermische Leitfähigkeit durch Diffusionsprozesse im Gestein) erklärt werden. Als Erklärung bietet sich daher eine Tiefenwasserzirkulation an.

Zirkulation von Tiefenwässern entlang von Störungen

	Bohrkopf [m ü. M.]	**Bohrungsteufe [m u. T.]**	**Tiefe der 50°C Isotherme [m u. T.]**
Delémont S1	425 m	432 m	-
Eptingen	540 m	706 m	550 m*
Lostorf 3	549 m	584 m	-
Oftringen	433 m	706 m	700 m
Pfaffnau 1	500 m	1843 m	1300 m
Reinach 1	292 m	1793 m	1000 m
Ruppoldsried	480 m	986 m	1000 m

* Abgeschätzt

Tabelle 1: Teufe der Bohrungen ab Bohrkopf mit Temperaturdaten und Tiefe der 50°C Isotherme.

3.1.2 Temperatur-Modell

Temperaturmodell

Die Temperaturzunahme mit der Tiefe ist von den topographischen Bedingungen, sowie von der räumlichen Verteilung der geologischen Einheiten abhängig. Es ist daher nicht ohne weiteres möglich, den verschiedenen geologischen Einheiten mit unterschiedlichen Tiefenlagen typische Temperaturverhältnisse zuzuweisen. Um die Temperatur auf möglichen Zielhorizonten prognostizieren zu können, werden daher numerische Modelle für die Temperaturberechnung verwendet. Die Berechnung der Temperaturverhältnisse für den Untergrund im Kanton Solothurn basiert auf numerischen Modellen, die im Rahmen der Schweizerische Geophysikalische Kommission (SGPK) Publikationen N 39 (Signorelli & Kohl, 2006) und N 40 (Baujard, et al., 2007) erstellt wurden.

1. Schritt: Geologisches Strukturmodell

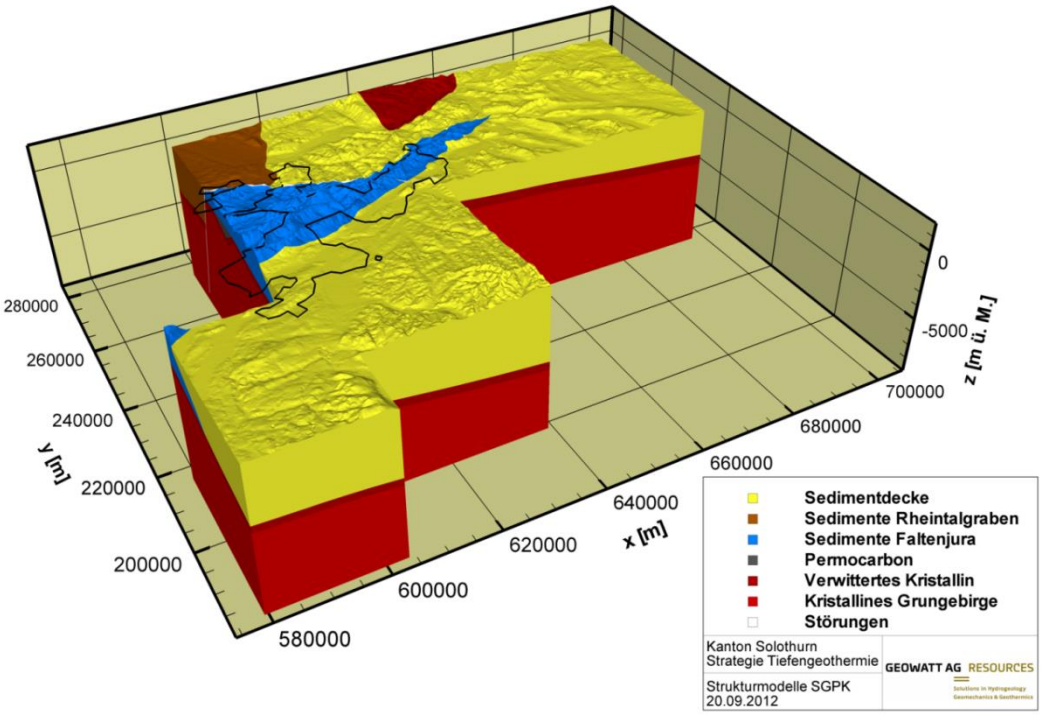
Der erste Schritt bei der Erstellung des Temperaturmodells ist die Entwicklung eines geologischen Strukturmodells. Auf Basis dieses Modells wird ein 3D-Finite-Elemente-Modell entwickelt (*Figur 9*), welches die einzelnen thermisch relevanten Material-Einheiten enthält (*Tabelle 2*). Es ist zu beachten, dass ungefähr 90% des Kantonsgebiets von den SGPK Modellen abgedeckt ist.

2. Schritt: Kalibrierung des Temperaturmodells

In einem nächsten Schritt wird das numerische Modell anhand der gemessenen Temperaturdaten kalibriert (*Figur 10*). Für die Kalibrierung wurden die in der SGPK Publikation N 36 (Schärli & Kohl, 2002) archivierten Daten verwendet. Bei diesen Daten handelt es sich um Einzeltemperaturwerte oder Temperaturlogs aus unterschiedlichen Tiefen. Im Modellgebiet liegen Daten bis zu einer Tiefe von etwa 2500 m Tiefe vor. Da die Temperaturprofile der Bohrungen Oftringen und Eptingen vermutlich von Wasserzirkulation beeinflusst sind, wurden diese Bohrungen nicht zur Kalibration des Modells herangezogen.

	Thermische Wärmeleitfähigkeit [W/m/K]	**Wärmeproduktion [W/m³]**
Tertiäre/mesozoische Sedimente	2.9	0.5
Sedimente Rheingraben	3.0	0.5
Sedimente Faltenjura	2.9	0.5
Permokarbon-Trog	3.0	0.5
Verwittertes Kristallin	3.1	2.8
Kristallines Grundgebirge	3.1	3.2
Störungszonen	2.9	0.5

Tabelle 2: Thermische Gesteinseigenschaften der geologischen Einheiten für das kalibrierte thermische Modell.
Die natürliche Wärmeproduktion stammt aus dem radioaktiven Zerfall von Uran, Thorium und Kalium.



Figur 9: Geologisches 3D-Modell für die numerische FE-Temperaturberechnung.

Randbedingungen

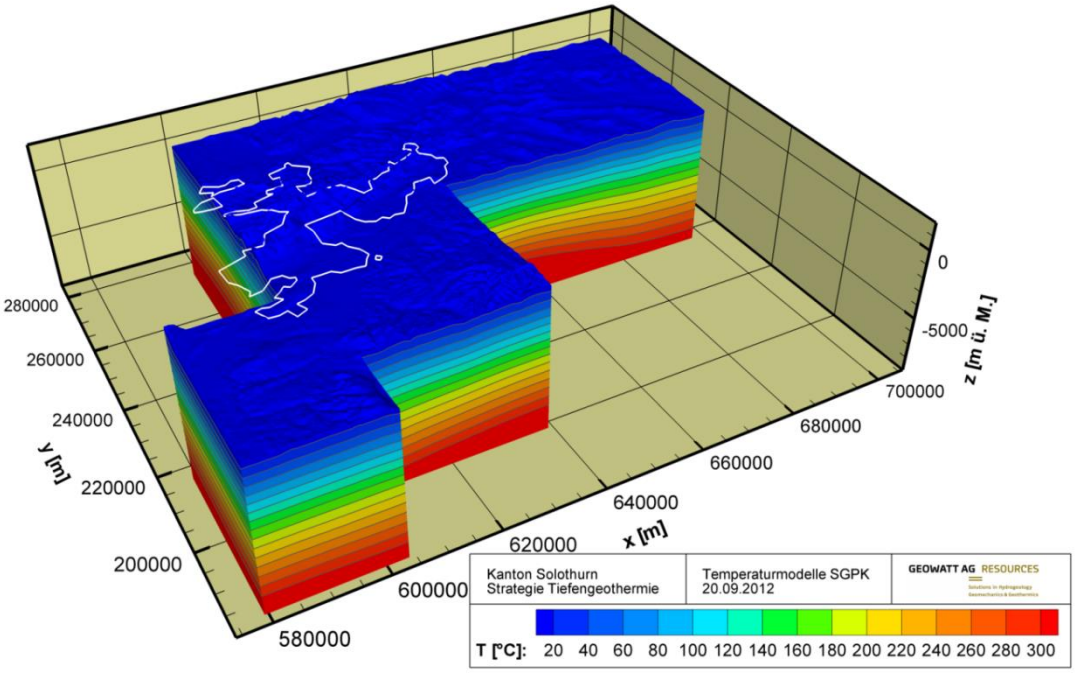
Randbedingungen des Modells

Neben den thermischen Gesteinseigenschaften (Wärmeleitfähigkeit und radiogene Wärmeproduktionsrate) wird das thermische Modell durch die Randbedingungen an den Modellrändern definiert. Für die seitlichen Ränder wird angenommen, dass kein Wärmeaustausch mit den Nachbargebieten stattfindet (No-Flow-Bedingungen). An der Modelloberfläche werden mittlere höhenabhängige Oberflächentemperatu-

ren und an der Modellunterseite wird der basale Wärmefluss als Randbedingung vorgegeben. Als Basiswerte für die thermischen Gesteinsparameter der sieben geologischen Einheiten wurden gemittelte Messwerte für diese geologischen Einheiten verwendet (*Tabelle 2*). Obwohl dieser Ansatz teilweise grob vereinfachend ist und die thermischen Parameter nicht in jeder Bohrung ermittelt wurden (sie können für einzelne geologische Einheiten stark variieren), lässt sich auf Basis dieser Ausgangswerte und der Annahme einer lateralen Homogenität innerhalb der Gesteinseinheiten eine gute Anpassung an die vorhandenen Bohrdaten erzielen.

Temperaturverteilung in Tiefenschnitten darstellbar

Aus dem thermisch kalibrierten Temperaturmodell kann entlang beliebiger Tiefenschnitte die Temperaturverteilung extrahiert werden. Bestimmt wurden die Temperaturverteilungen an den Oberflächen der einzelnen thermisch relevanten Einheiten. Da 10% des Kantonsgebiets nicht von den numerischen Modellen abgedeckt sind, wird die Temperaturverteilung am Westrand des Modells im vorliegenden Bericht als homogen angenommen.



Figur 10: Berechnete 3D-Temperaturverteilung.

Ergebnisse des Temperaturmodells

Ergebnisse

Für die tiefengeothermische Stromproduktion ist im Kanton Solothurn das kristalline Grundgebirge mit Temperaturen von mehr als 120°C relevant. Daher sind die prognostizierten Temperaturen mittels Temperaturisolinien für die Oberfläche des Grundgebirges dargestellt *(Beilage 12*). Hierzu wurden die für das gesamte Modellvolumen berechneten Temperaturen auf die Oberfläche des Grundgebirges interpoliert.

Anhand der Darstellung lässt sich erkennen, dass die Temperatur mit der Tiefe und aufgrund der Neigung des Horizonts von Nord nach Süd zunimmt. Die geringsten Temperaturen von etwa 30°C können im Norden des Kantons gefunden werden, und die höchsten Temperaturen im Süden (z. B. 80°C in Solothurn).

3.2 Zusammenfassung

Temperaturen an der Oberfläche des Grundgebirges

Aus den Prognosetemperaturen für den Untergrund im Bereich des Kantons Solothurn wird deutlich, dass der geothermische Gradient (Temperaturzunahme mit der Tiefe) lokal kleinräumig schwankt. Mögliche Ursachen sind schlechte Temperaturmessungen oder aufsteigende heisse Tiefenwässer entlang offener Störungen. Die Temperaturprognose, die auf 3D Temperaturberechnungen basiert, ergab für die Oberfläche des Grundgebirges Temperaturen von 30–40°C im Norden des Kantons Solothurn und max. 70–90°C am Jura-Südfuss.

4 GEGENWÄRTIGE RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

4.1 Vorbemerkungen

Keine nationale Regelung für die Nutzung des Untergrundes

Betreffend die Erkundung, Erschliessung und Nutzung von Erdwärme besteht keine eidgenössische Gesetzgebung im eigentlichen Sinn, da die Hoheit über den Untergrund, einschliesslich der darin gespeicherten Erdwärme, den einzelnen Kantonen zusteht. Diese können ein Bergregal beanspruchen oder darauf verzichten und den Untergrund dem privaten Grundeigentum überlassen. Aus diesem Grund existieren in der Schweiz diverse unterschiedliche kantonale Handhabungen, welche vom Regalverzicht bis zur klaren Regelung in Form einer Berggesetzgebung reichen.

Eigentumsfrage

Zu beachten ist jedoch die Zivilgesetzgebung (Art. 667 Abs. 1 i.V.m. Art. 664 Abs. 1 ZGB, ferner Art. 6 Abs. 1 ZGB). Geregelt wird hier (vom Bundesgesetzgeber) die Abgrenzung zwischen dem Recht (Eigentum) des privaten Grundeigentümers und jenem (Hoheit) des Kantons am Untergrund. Der Kanton ist folglich bereits von Seiten des Bundesprivatrechts Berechtigter am Untergrund, soweit es um einen Tiefenbereich geht, der ausserhalb der vertikalen Ausdehnung des privaten Eigentums liegt, wie sie in Art. 667 Abs. 1 ZGB definiert ist. Beansprucht der Kanton bereits in höheren Lagen Hoheit, bedarf er eines Regals. Umgekehrt kann er auf den ihm vom Bundesrecht zugestandenen Hoheitsbereich (theoretisch) auch teilweise oder ganz verzichten.

Schliesslich gibt es verschiedene bundesrechtliche Bestimmungen insbesondere polizeilicher Art, die bei der Bewirtschaftung des Untergrundes zum Tragen kommen, und zwar unabhängig davon, von wem und auf welcher rechtlichen Grundlage diese erfolgt (Privater gestützt auf sein Grundeigentum; Privater gestützt auf eine Konzession; Kanton selbst in Ausübung seines Regals) (vgl. *Kapitel 4.2*).

4.2 Nationale Grundlagen

Nationale gesetzliche Vorgaben

Folgende nationale Regelungen haben eine besondere Bedeutung für die Nutzung der Geothermie und sind im Kanton Solothurn bei den rechtlichen Rahmenbedingungen zu berücksichtigen:

- Bundesgesetz über den Schutz der Gewässer (Gewässerschutzgesetz, GSchG) vom 24. Januar 1991 (SR 814.20)
- Gewässerschutzverordnung (GSchV) vom 28. Oktober 1998 (SR 814.201)
- Bundesgesetz über den Umweltschutz (Umweltschutzgesetz, USG) vom 7. Oktober 1983 (SR 814.01)
- Bundesgesetz über die Raumplanung (Raumplanungsgesetz, RPG) vom 22. Juni 1979 (SR 700)

4.3 Kantonale Grundlagen

4.3.1 Einleitung

Oberflächennahe Geothermie rechtlich geregelt

Die Nutzung der oberflächennahen Geothermie, insbesondere der Erdwärmesonden (EWS) ist in der Schweiz etabliert. Die eidgenössischen und kantonalen Erlasse sind darauf ausgelegt. Im Kanton Solothurn müssen beispielsweise Erdwärmesonden durch das zuständige Departement bewilligt werden (vgl. § 86 Gesetz über Wasser, Boden und Abfall; GWBA; BGS 712.15).

Tiefengeothermie nicht explizit geregelt

Die wirtschaftliche Nutzung der Tiefengeothermie für die Strom- und Wärmeversorgung ist hingegen in der Schweiz und speziell auch im Kanton Solothurn noch nicht verbreitet. Die bestehenden Gesetzestexte berücksichtigen daher nur begrenzt explizit die Tiefengeothermie. Innerhalb der gesamten Solothurner Erlass-Sammlung wird Erdwärme bzw. Geothermie nicht erwähnt.

Verschiedenste Bereiche tangiert

Verschiedenste Bereiche werden bei der Tiefengeothermie tangiert. Hierzu gehören z. B. die Raumplanung, das Wasserrecht, der Gewässerschutz und der Umwelt-, Natur und Heimatschutz. Es ist notwendig, das bestehende Recht auf allfällig erforderliche Anpassungen zu überprüfen und allenfalls neue Regelwerke zu erlassen. Insbesondere sind hinsichtlich der Erkundung, Erschliessung und Nutzung von Erdwärme aus Tiefenwasser (hydrothermale Anlagen) oder Festgestein (petrothermale Anlagen) geeignete rechtliche Rahmenbedingungen zu schaffen. Dies ist Aufgabe des Kantons.

Nationale und kantonale Gesetze notwendig

Bei der Tiefengeothermie sind neben den kantonalen auch mehrere nationale Gesetzesvorgaben zu berücksichtigen (vgl. oben). Darüber hinaus orientiert sich die Tiefengeothermie nicht an Kantonsgrenzen. Vor diesem Hintergrund ist es wichtig, bei der Schaffung der rechtlichen Rahmenbedingungen die Entwicklungen auf nationaler Ebene sowie in den anderen Kantonen, insbesondere auch der Nachbarkantone, zu berücksichtigen bzw. zu evaluieren und den fachlichen Austausch zu suchen.

4.3.2 Regalien im Kanton Solothurn

Regalien des Kantons Solothurn

In der Verfassung des Kantons Solothurn (Kantonsverfassung KV; BGS 111.1) sind Regalrechte aufgeführt. Gegenwärtig stehen dem Kanton das Salz-, Jagd-, Fischerei- und das Bergbauregal zu. Bestehende Privatrechte bleiben vorbehalten. Durch ein Regal hat der Kanton das ausschliessliche Recht zur wirtschaftlichen Betätigung und Nutzung. Will er das Recht nicht selber ausüben, kann er es auf Dritte übertragen (Art. 126 KV).

Die aufgeführten Regalien werden durch den Kanton Solothurn in jeweils eigenen Gesetzen und teilweise auch ergänzend in eigenen Verordnungen und interkantonalen Vereinbarungen geregelt.

Erdwärme kein Regal

In der Verfassung des Kantons Solothurn ist Erdwärme bzw. die Nutzung des Untergrunds nicht explizit als Regal aufgeführt. Sie werden auch nicht durch das Bergbauregal erfasst (vgl. § 248 Abs. 1 Gesetz

über die Einführung des Schweizerischen Zivilgesetzbuches; EG ZGB, BGS 211.1). Das ausschliessliche Recht der wirtschaftlichen Nutzung der Erdwärme bzw. der Übertragung auf Dritte steht dem Kanton Solothurn daher gegenwärtig ausschliesslich in der Tiefe jenseits des privaten Eigentums zu (gemäss Art. 667 Abs. 1 ZGB).

4.3.3 Hoheit bezüglich der Nutzung des Untergrunds

Kantonale Hoheit: Nutzung des Untergrunds

Die Hoheit über den Untergrund wird in der Bundesverfassung nicht dem Bund zugesprochen und steht damit grundsätzlich den Kantonen zu (vgl. *Kapitel 4.1*).

Keine beliebige Verfügbarkeit

Auch wenn der Kanton kein Regal beansprucht und ein Tiefenbereich betroffen ist, der (nach Art. 667 Abs. 1 ZGB) in die Zuständigkeit des privaten Grundeigentümers fällt, kann nicht beliebig über Bodenschätze oder Erdwärme verfügt werden. Dies, da auch in diesen Fällen (polizeiliche) Bewilligungen notwendig sind. Die Bewilligungspflicht ist z. B. in den Gesetzen zum Gewässer- und zum Umweltschutz sowie im Planungs- und Baurecht verankert (vgl. *Kapitel 4.1 und 4.2*).

Nutzungsrecht aktuell beim Eigentümer

Grundsätzlich steht dem Grundeigentümer aktuell das Recht zu, die Erdwärme im Untergrund seines Grundstücks nicht nur mittels Erdwärmesonden, sondern auch in grossen Tiefen für die Wärme- und Stromproduktion zu nutzen. Dies, soweit er ein Interesse daran hat (vgl. Art. 667 Abs. 1 ZGB) und die Rechtsordnung dies auch sonst zulässt.

Erarbeitung Gesetz

Gegenwärtig wird im Kanton Solothurn unter Federführung des Amts für Umwelt ein Gesetzesentwurf über die Erkundung und Nutzung des Untergrundes und der Bodenschätze sowie die dazugehörige Verordnung ausgearbeitet (RRB Nr. 2012/1015). Die Botschaft (an den Kantonsrat) zum Gesetz ist für Ende 2013 vorgesehen, die Inkraftsetzung von Gesetz und Verordnung für Ende 2014.

Interkantonale Wasserechte

Bei Vorliegen von Uneinigkeiten zwischen Kantonen hinsichtlich der Rechte an interkantonalen Wasservorkommen kann der Bund entscheiden (vgl. Art. 76 Abs. 5 Satz 2 Bundesverfassung BV; SR 101).

4.3.4 Umwelt-, Natur und Landschaftsschutz

Umweltschutz: Nationale Vorgaben

Die Umweltschutzgesetzgebung gibt der Bund vor (Umweltschutzgesetz/USG; SR 814.01). Der Natur- und Landschaftsschutz wird weitgehend über das eidgenössische Gesetz über den Natur- und Heimatschutz (NHG; SR 451) einschliesslich dazugehörender Verordnung (NHV; SR 451.1) sowie das Raumplanungsgesetz (RPG; SR 700) geregelt. Auf kantonaler Ebene sind das kantonale Planungs- und Baugesetz (PBG; BGS 711.1) sowie die kantonale Verordnung über den Natur und Heimatschutz (BGS; 435.141) zu berücksichtigen.

Schutz und Pflege der Umwelt sind Aufgaben aller. Der Kanton Solothurn und die Gemeinden sorgen für den Schutz des Menschen und seiner natürlichen Umwelt vor schädlichen und lästigen Einwirkungen (vgl. Art. 114 Abs. 1 KV). Sie erfüllen damit einen der nationalen Planungsgrundsätze des Bundes (vgl. Art. 3 RPG). Der Kanton fördert die Anwendung umweltgerechter Technologien (vgl. Art. 114 Abs. 4 KV).

Der Natur- und Heimatschutz wird ebenfalls vom Kanton und den Gemeinden wahrgenommen und dient der Erhaltung der Lebensräume einheimischer Tiere und Pflanzen sowie der charakteristischen Orts- und Landschaftsbilder (vgl. Art. 115 KV).

Kantonale Schutzgebiete

Kantonale Schutzgebiete sind: a) der Jura, der Engelberg, der Born und der Bucheggberg; b) Bäche, Flüsse, Seen und ihre Ufer sowie c) weitere vom Regierungsrat bezeichnete Gebiete (vgl. § 121 PBG). Im Einzelfall werden Schutzverfügungen für den Kanton vom Regierungsrat und für die Gemeinden vom Gemeinderat erlassen (vgl. § 122 Abs. 1 PBG). Schutzverfügungen können namentlich z. B. in Bau- und Veränderungsverboten bestehen (vgl. § 123 Abs. 2 PBG).

4.3.5 Öffentliche Gewässer

Öffentliches Wasser

Im Kanton Solothurn sind Gewässer öffentlich und unterstehen der Hoheit des Kantons, soweit an ihnen nicht Privateigentum nachgewiesen werden kann (vgl. § 6 Abs. 1 und § 7 GWBA).

Öffentliche Gewässer sind namentlich:

- die Flüsse Aare, Emme, Birs sowie die Bäche und Seen,
- die Grundwasservorkommen,
- die grösseren Quellen, insbesondere wenn sie für die öffentliche Wasserversorgung oder für die kommerzielle Nutzung von Bedeutung sind.

Vorbehalten bleiben private Rechte an öffentlichen Gewässern sowie die privaten Quellen, einschliesslich der damit gleichgesetzten privaten Grundwasservorkommen. Als solche gelten Grundwasservorkommen, welche auf ein einzelnes oder wenige Grundstücke beschränkt sind (vgl. § 6 Abs. 3 GWBA).

Das Amt führt über die öffentlichen Gewässer einen Kataster (GWBA, § 8, Abs. 1, BGS 712.15).

Tiefenwasser ist kein öffentliches Wasser

Grund- und Tiefenwasser sind zu differenzieren. Unter Grundwasser wird im Allgemeinen das oberflächennahe nutzbare Wasser verstanden. Tiefenwasser ist aufgrund seiner chemischen Zusammensetzung (hohe Salinität etc.) davon abzugrenzen. Das Tiefenwasser wird bei der Definition der öffentlichen Gewässer durch das GWBA nicht namentlich erwähnt. Die Rechtszuständigkeit daran bedarf vertiefter Abklärung. Die Schweizerische Gesellschaft für Hydrogeologie SGH hat eine Arbeitsgruppe (AG) «Schutz und Nutzung des Felsgrundwassers» gebildet, um die rechtliche Situation und den Schutz von Felsgrundwasser in Anbetracht des zu erwartenden Nutzungsdrucks auf den tiefen Untergrund (Grundwasserschutz in der 3. Dimension) zu prüfen (Protokoll SHG, 2012).

Kantonale Grundlagenbeschaffung

Bezüglich Grundlagenbeschaffung führt das Departement Erhebungen von kantonalem Interesse durch, u. a. über die hydrogeologischen Verhältnisse, den Zustand der ober- und unterirdischen Gewässer sowie andere Belange, z. B. der Gewässernutzung und des Gewässerschutzes (vgl. § 14 GWBA).

4.3.6 Gewässernutzung: Bewilligung und Konzession

Auch die Gewässernutzung wird im Gesetz über Wasser, Boden und Abfall (GWBA) geregelt (vgl. §§ 1 und 48 ff.).

Regelung Gewässernutzung

Die Nutzung öffentlicher Gewässer jenseits des Gemeingebrauchs ist im Kanton Solothurn bewilligungs- oder konzessionspflichtig (vgl. §§ 52 ff. GWBA). Sind für Projekte verschiedene Bewilligungen erforderlich, ist deren Koordination sicherzustellen (vgl. § 4 GWBA).

Bewilligungs- und Konzessionspflicht

Bewilligung

Eine Bewilligung wird notwendig, wenn öffentliches Wasser über den Gemeingebrauch hinausgehend genutzt wird, jedoch keine Sondernutzung vorliegt (vgl. § 53 Abs. 1 GWBA).

Bewilligungspflichtige Nutzung

Konzession

Konzessionspflichtige Sondernutzungen

Sondernutzungen, d. h. intensive und dauerhafte Nutzungen öffentlicher Gewässer, unterliegen im Kanton Solothurn einer Konzessionspflicht (vgl. § 54 GWBA). Zu den Sondernutzungen gehören beispielsweise die Nutzung öffentlicher Grundwasservorkommen sowie die Nutzung von Gewässern zu Wärme- und Kühlzwecken.

Konzessionspflichtige Nutzung

Rechtsanspruch

Auf die Erteilung einer Nutzungsbewilligung oder Konzession besteht kein Rechtsanspruch (vgl. § 56 GWBA). Die zuständige Behörde kann die Bewilligung oder Konzession verweigern oder unter Auflagen und Bedingungen erteilen. Dies insbesondere dann, wenn eine Beeinträchtigung bestehender Rechte oder bereits bewilligter Nutzungen, namentlich von Anlagen im öffentlichen Interesse und deren Erweiterung, zu befürchten ist oder wenn bei mehreren Bewerbungen eine andere vorzuziehen ist, weil diese die öffentlichen Interessen besser wahrt (vgl. § 57 GWBA).

Kein Rechtsanspruch

Konzessionsdauer und Inhalt der Konzession

Eine Konzession ist auf 10 - 80 Jahre zu befristen. Sie kann erneuert werden (vgl. § 61 GWBA). Inhalt und Schranken der Konzession bestimmt die Konzessionsbehörde unter Wahrung der öffentlichen Interessen (vgl. § 59 GWBA). Das zukünftige Recht des Bundes und des Kantons bleiben gegenüber der Konzession vorbehalten, sofern keine wohlerworbenen Rechte entgegenstehen (vgl. § 60 Abs. 1 GWBA).

Konzessionsdauer 10–80 Jahre

Nutzungsgebühren

Der gesteigerte Gemeingebrauch und die Sondernutzung öffentlicher Gewässer sind gebührenpflichtig (vgl. § 72 GWBA).

Nutzungsgebühren für Sondernutzung

4.3.7 Gewässerschutz

Die materiellen Bestimmungen zum Schutz der Gewässer gibt der Bund vor (vgl. GSchG und GSchV). Der Kanton stellt den Vollzug des Bundessrechts sicher, regelt insbesondere die Aufgaben und Befugnisse der Vollzugsbehörden und der Privaten und bezeichnet die zustän-

Gewässerschutz: nationale Vorgaben

digen Organe (vgl. § 79GWBA). Der Schutz der Gewässer umfasst die Erhaltung und, wo nötig, die Sanierung der ober- und unterirdischen Gewässer in quantitativer und qualitativer Hinsicht (vgl. § 78 Abs. 1 GWBA). Die Gesetzgebung ist auf den Schutz der Oberflächengewässer und des oberflächennahen Grundwassers ausgerichtet. Die Abgrenzung von Grundwasser zu Tiefenwasser ist rechtlich offen.

4.3.8 Einleitung von Abwasser in Gewässer

Ökologische Ziele bei Einleitungen in Gewässer

Als ökologisches Ziel für ober- und unterirdische Gewässer ist u. a. definiert, dass deren Temperaturverhältnisse naturnah sein müssen. Für Stoffe, die Gewässer verunreinigen können und die durch menschliche Tätigkeit ins Grundwasser gelangen können, sind Grenzwerte einzuhalten. Falls die Stoffe natürlich vorkommen, müssen die Stoffkonzentrationen im Gewässer nach der Einleitung im Bereich der natürlichen Konzentration oder andernfalls im Bereich nahe bei Null liegen (vgl. Anhang 1 zur GSchV).

Anforderungen an die Wasserqualität

Als Verunreinigung werden nachteilige physikalische, chemische oder biologische Veränderungen des Wassers verstanden (vgl. Art. 4 lit. d GSchG). Werden Temperaturänderungen in Gewässern erzeugt, gilt dies aufgrund deren physikalischer Veränderung als Verunreinigung(GSchG, Art, 4, lit. h).

Singletten-nutzung und Kühlwasser

Bei der Tiefengeothermie ist zum einen die Nutzung von Singletten als auch die mögliche Einleitung von Kühlwasser zu berücksichtigen. Bei Singletten wird das aus dem Untergrund geförderte Tiefenwasser nicht im geschlossenen Kreislauf gehalten und über eine zweite Bohrung zurück in den Untergrund geführt, sondern nach der Nutzung in ein Oberflächengewässer oder das oberflächennahe Grundwasser eingeleitet. Daher ist bei Singletten die chemische Zusammensetzung der geförderten Tiefenwässer als auch deren Temperatur bei der angedachten Einleitung in ein Oberflächengewässer relevant und rechtlich zu beurteilen. Kühlwasser aus tiefengeothermischen Kraftwerken ist bezüglich der Temperaturen kritisch. In Deutschland (vergleichbare Vorschriften bezüglich Einleitung) wird hinsichtlich der Kühlung tiefengeothermischer Stromproduktionsanlagen immer öfter eine Luftkühlung eingesetzt, da Kühlwasser tendenziell eher zu warm für eine Einleitung auch ins oberflächennahe Grundwasser ist.

Anforderungen bei Tiefengeothermie

Abwasser aus einer geothermischen Nutzung stellt weder kommunales Abwasser noch Industrieabwasser dar, und es gelten die dafür aufgestellten allgemeinen und besonderen Anforderungen (vgl. Art. 7 Abs. 1 GSchG, Art. 6 GSchV sowie Anhang 3.3 zur GSchV).

Richtlinien und Normen

Die zuständige Behörde legt die Anforderungen an die Einleitung aufgrund der Eigenschaften des Abwassers, des Stands der Technik und des Gewässerzustands im Einzelfall fest. Nationale und internationale Normen, vom BAFU veröffentlichte Richtlinien oder von der betroffenen Branche in Zusammenarbeit mit den Behörden erarbeitete Normen sind zu berücksichtigen.

Anforderungen bei Einleitung von Kühlwasser aus Kraftwerken

Für die Einleitung von Kühlwasser aus thermischen Kraftwerken (dazu gehören Tiefengeothermiekraftwerke) mit Durchlaufkühlung gilt (vgl. Anhang 3 zur GSchV, Ziff. 21):

- Unter Berücksichtigung einer maximalen zulässigen Wassertemperatur von 25°C darf die Temperatur des Kühlwassers maximal 30°C und die dadurch bedingte Aufwärmung nach Durchmischung höchstens 3°C (in Forellenregionen nur 1,5°C) betragen.
- Eine schnelle Durchmischung muss baulich gewährleistet werden.
- Die Gewässererwärmung darf nur so schnell erfolgen, dass keine nachteiligen Auswirkungen auf das ökologische System entstehen.
- Für die Einleitung in Seen oder die öffentliche Kanalisation gelten zusätzliche Anforderungen.

Für (tiefengeothermische) Kraftwerke mit Kreislaufkühlung wurde festgelegt (vgl. Anhang 3 zur GSchV, Ziff. 22), dass:

- Das Gewässer nicht auf eine Temperatur von mehr als 30°C erwärmt werden darf.
- Die Gesamtkonzentration ungelöster Stoffe nicht mehr als 40 mg/l betragen darf.
- Der gelöste organische Kohlenstoffanteil den Grenzwert von 10 mg/l nicht überschreiten darf.

4.3.9 Entnahme von Grundwasser

Sicherung von Restwassermengen

Die Wasserkühlung eines Kraftwerks kann mit Oberflächen- oder mit Grundwasser (wie z. B. in Unterhaching bei München) erfolgen. Grundwasser könnte prinzipiell auch in das geothermische Reservoir im tiefen Untergrund eingespeist werden. Der Kanton Solothurn muss, neben der Einhaltung der Temperaturgrenzwerte, dafür Sorge tragen, dass einem Grundwasservorkommen langfristig nicht mehr Wasser entnommen wird, als ihm zufliesst (vgl. Art. 43 Abs. 1 GSchG).

Entnahme Tiefengrundwasser nicht erfasst

Die Entnahme von Tiefenwasser und die Sicherstellung einer nachhaltigen Nutzung in tiefen Untergrundbereichen werden weder auf Bundesebene noch kantonal rechtlich geregelt.

4.3.10 Raumplanung

Raumplanung notwendig

Raumwirksame Tätigkeiten, wie das Errichten geothermischer Kraftwerke, bedürfen einer raumplanerischen Festlegung. Der Kanton, die Einwohnergemeinden und die Regionalplanungsorganisationen sind zu einer Raumplanung im Sinne des Planungs- und Baugesetzes verpflichtet (vgl. § 7 PBG). Bund, Kanton(e) und Gemeinden haben ihre Planungen aufeinander abzustimmen (vgl. Art. 2 Abs. 1 RPG). Die schutzwürdigen öffentlichen und privaten Interessen sind durch die Behörden in bestmöglicher Weise zu wahren und gegeneinander abzuwägen (vgl. § 4 Abs. 1 PBG).

Raumplanung auf drei Stufen

Die Raumplanung wird in drei Stufen vollzogen, und zwar in der Orts-, der Regional- und der Kantonsplanung (vgl. § 8 PBG).

Kantons- und Regionalplanung

Kantonaler Richtplan als behördenverbindliches Planungsinstrument

Behördenverbindliches Planungsinstrument zur Koordination raumwirksamer Tätigkeiten ist der **kantonale Richtplan**. Im kantonalen Richtplan legt der Kanton nach den Vorschriften des Bundesrechtes und gestützt auf die Grundlagen der Regionalplanung die künftige Besiedlung und Nutzung des Kantons in den Grundzügen fest (vgl. § 58 Abs. 1 PBG). Der kantonale Richtplan dient der kantonsübergreifenden Koordination der raumwirksamen Tätigkeiten und zeigt, in welcher Reihenfolge und mit welchen Mitteln die verschiedenen Aufgaben erfüllt werden sollen (vgl. § 1 Abs. 1 Verordnung über den Erlass des kantonalen Richtplans, VKR; BGS 711.24).

Standorte für grössere Energieerzeugungsanlagen von regionaler oder überregionaler Bedeutung werden im kantonalen Richtplan festgesetzt.

Kantonale Nutzungspläne

In **kantonalen Nutzungsplänen** kann der Regierungsrat u. a. Zonen für Anlagen von kantonaler und regionaler Bedeutung festlegen (vgl. § 68 PBG). Auf Anlagen von regionaler Bedeutung, wie z. B. Anlagen zur Energieversorgung, kann sich auch die Regionalplanung beziehen (vgl. § 49 PBG).

Aktueller Stand kantonaler Richtplan

Gegenwärtiger Richtplan

Unter der Leitung des Bau- und Justizdepartements hat eine verwaltungsinterne Arbeitsgruppe einen Entwurf zur Revision des aktuell gültigen Richtplans 2000 (Stand 1. Januar 2011) erarbeitet. Diese Arbeiten erfolgten in engem Zusammenwirken mit der kantonalen Raumplanungskommission. Im Dezember 2012 hat der Regierungsrat den Entwurf zur Beratung und Kenntnisnahme zuhanden des Kantonsrates verabschiedet. Gleichzeitig hat er den Planentwurf zur Anhörung der Gemeinden, Regionalplanungsorganisationen, Nachbarkantone und des Bundes freigegeben. Die Anhörung dauerte vom 1. Januar bis am 31. Mai 2013.

Entwurf für Kapitel Geothermie

Im Entwurf ist neu ein Kapitel «Geothermie» enthalten. Bezogen auf die Tiefengeothermie werden darin folgende **Planungsgrundsätze** definiert:

- Die geothermische Energie ist vermehrt einzusetzen. Geothermische Wärmepumpenanlagen sind zu fördern.
- Der Kanton und die Gemeinden können sich an Pilotanlagen der Tiefengeothermie beteiligen.

Der daraus abgeleitete **Planungsauftrag** lautet, dass der Kanton mittels Potenzialstudie die Nutzung der Tiefengeothermie abklärt und mögliche oder bevorzugte Standorte nennt.

Ortsplanung

Nutzungspläne der Einwohnergemeinden: Zonen-, Erschliessungs- und Gestaltungspläne

Die Ortsplanung ist Aufgabe der Einwohnergemeinde und umfasst den Erlass von Nutzungsplänen einschliesslich der zugehörigen Vorschriften. Zu den Nutzungsplänen gehören Zonen-, Erschliessungs- und Gestaltungspläne. Die kantonalen und regionalen Pläne sind bei der Ortsplanung zu berücksichtigen, desgleichen die kantonalen und regionalen Interessen und eine zweckmässige Abstimmung mit der Planung der Nachbargemeinden (vgl. § 9 PBG). Die kommunalen Nutzungspläne sind durch den Regierungsrat zu genehmigen. Dieser entscheidet auch über dagegen erhobene Beschwerden (vgl. § 18 PBG).

Bauliche Massnahmen ausserhalb Bauzone bewilligungspflichtig

Grundsätzlich sind tiefengeothermische Kraftwerke innerhalb einer Bauzone (Industrie- oder Spezialzone) zu errichten. Insbesondere hydrothermale Anlagen sind jedoch standortgebunden. Im Ausnahmefall sind prinzipiell bauliche Massnahmen ausserhalb der Bauzone möglich. Bauvorhaben ausserhalb Bauzone bedürfen der Bewilligung durch das Bau- und Justizdepartement. Dieses entscheidet nach der ordentlichen Baupublikation und nach der Stellungnahme der Baubehörde über die Zonenkonformität, die Ausnahmebewilligung und die damit zusammenhängenden Einsprachen (vgl. § 38bis Abs. 1 PBG).

Festlegung der Energieträger

Die Erschliessungspläne und zugehörigen Reglemente der Gemeinden können, in den allgemeinen Schranken des Verwaltungsrechts (gesetzliche Grundlage, überwiegendes öffentliches Interesse, Verhältnismässigkeit), auch Aussagen über die zu wählenden Energieträger (z. B. Fernheizung) enthalten.

Geothermische Kraftwerke

Besonderheiten geothermischer Kraftwerke

Bauten und Anlagen dürfen nur mit behördlicher Bewilligung errichtet oder geändert werden. Um diese zu erlangen, müssen die Anlagen bzw. Bauten der Nutzungszone entsprechen, in der sie errichtet werden sollen, und das vorgesehene Land muss erschlossen sein. Darüber hinaus müssen die übrigen Voraussetzungen des Bundesrechts und des kantonalen Rechts erfüllt sein (vgl. Art. 22 RPG). Ausnahmen innerhalb der Bauzonen werden durch das kantonale Recht geregelt (vgl. Art. 23 RPG). Bewilligungen für das Bauen ausserhalb von Bauzonen können unter anderem erteilt werden, wenn das Vorhaben standortgebunden ist und keine überwiegenden Interessen entgegenstehen (vgl. Art. 24 RPG).

UVP-Pflicht ab 5 MW_{th}

Gemäss kantonaler Gesetzgebung benötigen Bauten und bauliche Anlagen, für die eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) erforderlich ist, einen Gestaltungsplan (vgl. § 46 Abs. 1 lit. b PBG). Für Geothermie-Anlagen mit einer thermischen Leistung von mehr als 5 MW_{th} ist eine UVP und damit ein Gestaltungsplan notwendig (vgl. Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPV; SR 814.011), Anhang, Ziff. 21.4).

4.3.11 Bau der Anlage

Baubewilligung und Nebenbewilligungen / Verfahrenskoordination

Leitverfahren bei weiteren Bewilligungspflichten

Bauten und bauliche Anlagen bedürfen einer Baubewilligung. Bedarf eine Baute oder bauliche Anlage überdies anderer raum- und umweltrelevanter Bewilligungen oder des Erlasses eines Gestaltungsplanes, so ist in einem Leitverfahren die Stellungnahme aller betroffenen Stellen einzuholen und der Entscheid unter Abwägung aller Interessen zu fällen. Die anderen Bewilligungen bleiben vorbehalten und sind, wenn möglich, im Entscheid des Leitverfahrens oder gleichzeitig mit diesem zu eröffnen (vgl. § 134 PBG). Die Einzelheiten der Verfahrenskoordination sind in der regierungsrätlichen Verordnung über Verfahrenskoordination und Umweltverträglichkeitsprüfung (VVU; BGS 711.15) geregelt. Schliesslich kann einem Erschliessungsplan gleichzeitig die Bedeutung der ordentlichen Baubewilligung zukommen (vgl. § 39 Abs. 4 PBG).

Zuständigkeit

Zuständigkeit Baubewilligung

Die Baubewilligung wird im Allgemeinen durch die kommunale Baubehörde erteilt, es sei denn, im Rahmen eines kantonalen Nutzungsplans wurde das Departement als Baubehörde bestimmt (vgl. § 135 PBG)

4.3.12 Lärm durch den Bau und Betrieb der Anlage

Insbesondere durch den Bohr- sowie ferner durch den Anlagenbetrieb können Lärmemissionen entstehen (vgl. *Kapitel 6.8.5*). Rechtlich geregelt wird der Aspekt «Lärm» durch das USG, die eidgenössische Lärmschutz-Verordnung (LSV; SR 814.41) und die Baulärm-Richtlinie des Bundesamts für Umwelt (BAFU). Die Lärmschutz-Verordnung des Kantons Solothurn (LSV-SO; BGS 812.61) regelt den Vollzug (Zuständigkeiten und Verfahren).

4.3.13 Umweltverträglichkeitsprüfung

UVP für Erfüllung der Umweltschutzvorschriften

Bauten und Anlagen haben den Vorschriften des Umweltschutzrechtes des Bundes und des Kantons zu genügen. Soweit vorgeschrieben, sind Umweltverträglichkeitsprüfungen durchzuführen (vgl. § 146 PBG). Wie bereits erwähnt (vgl. *Kapitel 4.3.10*) ist für Anlagen zur Nutzung der Erdwärme, einschliesslich der Wärme von Grundwasser, bei einer thermischen Leistung von mehr als 5 MW_{th} eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) Pflicht (vgl. UVPV, Anhang, Ziff. 21.4).

4.3.14 Verfahrenskoordination

Kantonale Pflicht zur Verfahrenskoordination

Im Kanton Solothurn gilt für Projekte, die mehrere Bewilligungen benötigen, das Prinzip der Verfahrenskoordination (vgl. *Kapitel 4.3.11* und § 134 PBG und die VVU). Ziel der Verfahrenskoordination ist die gegenseitige Abstimmung verschiedener raum- und umweltrelevanter Bewilligungsverfahren in formeller und materieller Hinsicht sowie die Festlegung der Projektleitung auf kantonaler Stufe. Ebenfalls werden das Verhältnis zwischen kantonalen und kommunalen Bewilligungsver-

fahren geregelt und Grundsätze für die Durchführung der Umweltverträglichkeitsprüfung vorgegeben (vgl. § 1 Abs. 1 und 2 VVU).

Der Ablauf der hauptsächlichen Leitverfahren richtet sich nach den Ablaufschemata im Anhang zur VVU. Diese sind sinngemäss auch auf weitere Verfahren anwendbar.

Projektleitung verantwortlich

Die Projektleitung sorgt dafür, dass alle für ein bestimmtes Vorhaben erforderlichen Bewilligungs- und Konzessionsverfahren möglichst gleichzeitig eingeleitet und durchgeführt werden, sofern eine gesamthafte Beurteilung nötig und möglich ist (vgl. § 9 VVU).

4.3.15 Energieversorgung und Energierichtpläne

Gemeinsame Sicherung der Energieversorgung

Bund und Kantone setzen sich im Rahmen ihrer Zuständigkeiten für eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung ein. Die Grundsätze über die Nutzung einheimischer und erneuerbarer Energien legt der Bund fest (vgl. § 89 Abs. 1 und 2 BV). Innerhalb des Kantons Solothurn können der Kanton und die Gemeinden Massnahmen für die Sicherstellung einer umweltgerechten und wirtschaftlichen Versorgung mit Energie treffen (vgl. Art. 117 Abs. 1 KV).

Erarbeitung Richtplan Energie

Mit dem parlamentarischem Vorstoss (Auftrag) vom 9. November 2011 mit dem Titel «Erarbeitung eines Richtplans Energie» wurde der Regierungsrat beauftragt, dem Kantonsrat Botschaft und Entwurf für eine Gesetzesänderung vorzulegen, wonach die Gemeinden oder Regionen einen behördenverbindlichen Richtplan Energie zu erstellen und diesen regelmässig zu aktualisieren haben. Gemäss regierungsrätlicher Stellungnahme vom 28. Februar 2012 (vgl. RRB Nr. 2012/422) wird der Regierungsrat mit der Überarbeitung des kantonalen Energiekonzepts prüfen, ob bestimmte Gemeinden, die im kantonalen Richtplan zu bezeichnen sind, eine behördenverbindliche Energieplanung vornehmen müssen.

4.3.16 Rechte Dritter

Rechte Dritter geschützt

Die Rechte Dritter werden insbesondere über die Möglichkeit zur Einsprache geschützt. Die Einsprachemöglichkeit besteht sowohl im Baubewilligungs- als auch im Nutzungsplanverfahren (vgl. §§ 16, 69 und 136 PBG).

Ergänzende Gesetzesstellen finden sich u. a. in der Verordnung über Wasser, Boden und Abfall (vgl. § 12 VWBA). Teilweise sind auch Organisationen zur Einsprache respektive Beschwerde berechtigt (vgl. § 16 Abs. 2 PBG sowie Art. 55 USG und Art. 12 NHG).

4.4 Zusammenfassung

Die Verfassung des Kantons Solothurn führt Regalien auf, jedoch ist Erdwärme bzw. die Nutzung des Untergrundes im Augenblick noch nicht namentlich genannt, sodass das ausschliessliche Nutzungsrecht der Erdwärme aktuell noch nicht dem Kanton zusteht.

Eine gesetzliche Regelung für die Erkundung und Nutzung von Wärme aus Tiefenwasser oder tiefem Festgestein besteht in diesem Zusammenhang aktuell ebenfalls noch nicht.

Der Schutz der Natur, der Umwelt und der Landschaft vor allfälligen Auswirkungen der Tiefengeothermie ist mit dem aktuellen Recht gewährleistet. Der Schutz des tiefen Untergrunds und der Tiefenwässer selbst ist, im Gegensatz zum oberflächennahen Wasserkreislauf und den damit in Berührung stehenden Gesteinsbereichen, weder in den Verfassungen bzw. Gesetzen des Kantons noch denen des Bundes (z. B. GSchG, SR 814.20, USG, SR 814.01) aufgeführt respektive geregelt.

Grundwasser und Tiefenwasser sind zu differenzieren. Eine rechtliche Abgrenzung existiert nicht. Eine Arbeitsgruppe der Schweizerischen Gesellschaft für Hydrogeologie SHG befasst sich aktuell mit dem Thema «Schutz und Nutzung des Felsgrundwassers».

Als öffentliche Gewässer gelten im Kanton Solothurn, neben Flüssen, Bächen, Seen und grösseren Quellen, auch Grundwasservorkommen.

Die Gewässerschutzgesetzgebung ist auf das Grundwasser sowie die Oberflächengewässer ausgerichtet.

Für Projekte, für die mehrere Bewilligungen notwendig sind, gilt das Prinzip der Verfahrenskoordination.

Die Auswirkungen der oberirdischen Anlagenteile (Aspekte der Raumplanung, der Rechte Dritter und des Umweltschutzes) sind durch die bestehenden nationalen und kantonalen Gesetzesgrundlagen abgedeckt respektive geregelt. Unterirdische Bauten bzw. Anlagenkomponenten werden jedoch insbesondere auch bei der Raumplanung noch nicht berücksichtigt. Auf Bundesebene wird im Rahmen der zweiten Teilrevision des Raumplanungsgesetzes daran gearbeitet, diese Lücke zu schliessen.

5 GEGENWÄRTIGES FÖRDERPROGRAMM

5.1 Nationale Förderung und Risikodeckung

Stromprojekte gefördert

Die nationale Förderung und Risikodeckung zielt praktisch ausschliesslich auf Tiefengeothermie-Projekte zur Stromproduktion. Wärmeprojekte erfahren vom Bund praktisch keine Förderung, mit Ausnahme der Unterstützung der Aufgabenwahrnehmung von GEOTHERMIE.CH im Rahmen des Programms «EnergieSchweiz» und von Forschungsgeldern, die sich jedoch in sehr bescheidenem Rahmen halten.

5.2 Politische Förderinstrumente

Viele Herausforderungen und Hemmnisse

Projektentwicklern und Investoren stehen einer Vielzahl von Herausforderungen bei der Durchführung von tiefengeothermischen Projekten gegenüber. Die potentiell grössten Hürden für eine zügige und erfolgreiche Branchenentwicklung sind dabei folgende Gesichtspunkte:

- Ungenügende Kenntnisse über den Untergrund.
- Gegenwärtig hohes Fündigkeitsrisiko bei gleichzeitig hohen Kosten zu Projektbeginn.
- Lange Projektentwicklungszeiten.
- Gesetzliche Rahmenbedingungen.

Um die Tiefengeothermie auch in Gebieten ausserhalb von Hochenthalpie-Gebieten (Island, Italien etc.) zur Marktreife zu führen, ist gegenwärtig eine staatliche Unterstützung notwendig. Dabei kann die Politik entweder während der verschiedenen Investitionsphasen oder während der Betriebsphase aktiv werden. Je nach gewähltem Förderinstrument werden verschiedene Wirkungen erzielt. In der Schweiz ist aufgrund des geringen Kenntnisstandes über den Untergrund eine Förderung über alle Phasen, einschliesslich der Erkundung, notwendig (vgl. *Kapitel 6.2*), um die bestehenden Investitionshemmnisse zu überwinden.

Nationale und kantonale Förderung notwendig

Um mittel- bis langfristig eine wirtschaftlich erfolgreiche tiefengeothermische Energieversorgung erreichen zu können, ist in den kommenden Jahren eine effiziente und aufeinander abgestimmte nationale und kantonale Förderung Voraussetzung.

Energiepolitische Förderinstrumente vielfältig

Die möglichen energiepolitischen Förderinstrumente sind vielfältig. Jedoch sind diese nicht in allen Bereichen geeignet. Ideal ist ein staatliches Eingreifen im Bereich Gesellschaft und Politik, während in den Bereichen Ökonomie, Technologie und Projektorganisation nur begrenzt vom Staat eingegriffen werden kann bzw. soll.

5.2.1 Grundlagen schweizerischer Energiepolitik

Grundlagen der Schweizer Energiepolitik

Im Jahr 1990 wurde die Energiepolitik in der schweizerischen Verfassung verankert. Der Energieartikel legt fest, dass sich «Bund und Kantone im Rahmen ihrer Zuständigkeiten für eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energie-

versorgung» einsetzen sollen. Seit 1990 haben alle Kantone eigene Energiegesetze und energiepolitische Vorschriften. Am 1. Januar 1999 wurde mit dem Inkrafttreten des Energiegesetzes (EnG) vom 26. Juni 1998 und der Energieverordnung (EnV) vom 7. Dezember 1998 der Energieartikel umgesetzt.

Jahr 2003: erste Fördermassnahmen

Am 23. März 2003 wurde im Zuge der Revidierung des EnG festgeschrieben, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 um mindestens 5'400 GWh zu erhöhen. Das Parlament erhielt hierfür ein Massnahmenpaket, dessen Hauptpfeiler die kostendeckende Einspeisevergütung für Strom aus erneuerbaren Energien ist. Die Bestimmungen über die kostendeckendende Einspeisevergütung sind, wie auch die Risikoabsicherung geothermischer Anlagen, in der geänderten EnV geregelt und traten am 1. Januar 2009 in Kraft.

Risikodeckung und KEV

Als Fördermassnahmen für Strom produzierende Geothermie-Anlagen stehen dem Bund die in der EnV geregelte kostendeckende Einspeisevergütung (KEV, *Kapitel 5.2.2*) sowie die Risikoabsicherung für geothermische Kraftwerke zur Verfügung (*Kapitel 5.2.3*). Des Weiteren wird im EnG die Erhöhung des mit erneuerbaren Energien erzeugten Stroms gefordert. In diesem Zusammenhang stellt der Bund finanzielle Beiträge für Pilot-und Demonstrationsanlagen zur Verfügung (*Kapitel 5.2.4*).

Zur Förderung der Geothermie stehen durch das Bundesamt für Energie (BFE) im Rahmen des Programms «EnergieSchweiz» Finanzmittel insbesondere für die Information und Kommunikation zur Verfügung.

Aktuell Schweizer Energiepolitik neu ausgerichtet

Gegenwärtig wird die Schweizer Energiepolitik im Rahmen der Energiestrategie 2050 völlig neu ausgerichtet. Dies bedingt eine Totalrevision des EnG. Die Vernehmlassung zum neuen EnG Entwurf endete am 31. Januar 2013.

5.2.2 Kostendeckende Einspeisevergütung

Referenzanlagen für KEV-Vergütung entscheidend

Die KEV-Vergütungssätze der verschiedenen Technologien werden aufgrund von Kostendaten realer Referenzobjekte berechnet, regelmässig überprüft und allenfalls an Änderungen der Anlagenwirtschaftlichkeit angepasst. Per 1. März 2012 trat die letzte diesbezügliche Änderung der KEV in Kraft. Die Tiefengeothermie wurde, da aufgrund fehlender Schweizer Anlagen noch keine Neuberechnung erfolgen konnte, nicht berücksichtigt.

Die Vergütungstarife sind anhand von Referenzanlagen pro Technologie und Leistungsklasse in der EnV festgelegt. Aufgrund der zu erwartenden technologischen Fortschritte und zunehmender Marktreife der Technologien werden die Tarife für neu in die KEV kommende Anlagen periodisch angepasst. Die Vergütungsdauer beträgt je nach Technologie 20 bis 25 Jahre. Die Fördermittel der KEV zur Abgeltung der Differenz zwischen der garantierten Vergütung und dem Marktpreis sind durch einen Gesamtdeckel begrenzt. Dieser ergibt sich durch den im Gesetz festgelegten maximalen Zuschlag von bisher 0.6 Rp./kWh. Ab 2013 beträgt er 0.9 Rp./kWh, sodass sich der zur Verfügung stehende Gesamtfonds von rund 360 Millionen auf ca. 500 Millionen CHF er-

höht. Gegenwärtig bestehen zusätzlich zum Gesamtdeckel Teildeckel für die verschiedenen Technologien, um ein übermässiges Wachstum einzelner Energiearten auf Kosten anderer zu verhindern.

5.2.3 Risikoabsicherung von Stromerzeugungsanlagen

Fonds für Risikoabsicherung: 150 Millionen CHF

Für die Risikoabsicherung von Geothermie-Projekten stehen insgesamt maximal 150 Millionen CHF zur Verfügung, welche aus dem KEV-Fonds finanziert werden (*Kapitel 5.2.2*). Die Risikodeckung wird bereits in einer frühen Projektphase zugesichert und im Falle eines Teil- oder Misserfolgs ausbezahlt. Abgesichert werden im Moment nur höchstens 50 Prozent der anrechenbaren Kosten. Dazu gehören die Bohr- und Testarbeiten.

Mindestanforderungen definiert

Die Mindestanforderungen für den Erhalt der Risikoabsicherung sowie das Verfahren sind detailliert in der EnV festgelegt.

5.2.4 Forschungsbeiträge

Forschungsbeiträge möglich

«Der Bund fördert die Grundlagenforschung, die angewandte Forschung und die forschungsnahe Entwicklung neuer Energietechnologien, insbesondere im Bereich … der Nutzung erneuerbarer Energien.» (EnG, Art. 12).

Defizit bei Forschungsförderung erkannt

Die für die Tiefengeothermie veranschlagten Forschungsmittel des Bundes sind vergleichsweise bescheiden. Die Motion Theiler (2007) versuchte, diesen Umstand zu ändern. Eine entsprechende Budgetierung wurde jedoch im Parlament nicht vorgenommen. Nach Angaben des BFE standen für das Jahr 2009 ca. 2.5 Millionen CHF für Forschung und Entwicklung und für Pilot- und Demonstrationsanlagen zur Verfügung. Die aktuell bereitgestellten Forschungsmittel sind in Anbetracht der Grösse des Potenzials der Geothermie und des erforderlichen Mittelbedarfs zur Abklärung der technischen Nutzbarkeit dieser Energiequelle ungenügend. Der Bund hat dies zwischenzeitlich erkannt (vgl. *Kapitel 5.3.2*).

5.3 Energiestrategie 2050

5.3.1 Grundlagen

Neue Energiequellen wegen Atomsaustieg benötigt

Am 25. Mai 2011 hat der Bundesrat entschieden, seine Energiepolitik neu auszurichten. Gemeinsam mit den zuständigen Departementen sowie in Arbeitsgruppen mit Kantonen, Gemeinden, Wirtschaft, Gewerkschaften, Wissenschaft und Umweltorganisationen hat das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) daraufhin erste Vorschläge zu den Zielen, Instrumenten und Massnahmen der neuen Energiestrategie 2050 erarbeitet. Am 30. November 2011 hat der Bundesrat in einer weiteren Sitzung diese Vorschläge diskutiert und festgelegt, dass der Umbau der Schweizer Energieversorgung mit zielgerichteten Massnahmen in den Bereichen Energieeffizienz, erneuerbare Energien, fossile Kraftwerke, Netze und Forschung sichergestellt werden soll.

Nationaler Auftrag: Energiestrategie 2050

Das UVEK wurde daraufhin beauftragt, die Energiestrategie 2050 dahingehend zu vertiefen und einen Bericht über notwendige Massnahmen, deren Wirkungen und Kosten sowie über die Finanzierungsmöglichkeiten zu erarbeiten.

Etappierung der Energiestrategie 2050

Die Energiestrategie 2050 ist etappiert. Das erste Massnahmenpaket ist bis 2020 angedacht. In der zweiten Etappe von 2020 bis 2035 ist eine Energieabgabe mit befristeter Förderung vorgesehen, um den Übergang vom Förder- hin zu einem Lenkungssystem zu vollziehen. Ab dem Jahr 2035 sind noch keine konkreten Schritte geplant.

Klassierung der Massnahmen

Die Massnahmen des ersten Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050 können in drei Kategorien aufgeteilt werden:

5. Freie Massnahmen, welche weder einer Änderung des Energiegesetzes (EnG) noch der Energieverordnung (EnV) bedürfen.
6. Massnahmen, welche einer Änderung der EnV bedürfen.
7. Massnahmen, welche einer Änderung des EnG bedürfen.

Freie Massnahmen sind zeitnah realisierbar. Massnahmen, welche einer Anpassung der Verordnung bedürfen, könnten ab 2013 greifen, während Massnahmen, für welche das Gesetz geändert werden muss, frühestens ab 2015 wirksam werden (*Figur 11*).

Vernehmlassung Energiestrategie 2050

Im Vernehmlassungsverfahren zur Energiestrategie 2050, d. h. zum ersten Massnahmenpaket und zur Totalrevision des EnG, konnten die politischen Parteien, die Dachverbände der Gemeinden, Städte und Berggebiete sowie der Wirtschaft und die interessierten Kreise von September 2012 bis Januar 2013 Stellung nehmen.

5.3.2 Förderprogramm Tiefengeothermie

Förderprogramm Tiefengeothermie

Der Bund hat das grosse Potenzial der Tiefengeothermie erkannt und bei seiner neuen energiepolitischen Ausrichtung entsprechend berücksichtigt. Das grösste Potenzial sieht der Bund in petrothermalen Anlagen, welche mit ihrem theoretisch unvorstellbar grossen Potenzial ab ca. 2025–2030 die hydrothermalen Anlagen ablösen werden.

Ambitionierte Ziele

Gemäss Energiestrategie des Bundes soll die Tiefengeothermie bis ins Jahr 2050 einen Beitrag von 4'400 GWh Strom pro Jahr leisten. Hierfür ist ein jährliches Wachstum von 10 Prozent notwendig. Dies ist sehr ambitioniert, sodass die Realisierung von Anlagen zügig beginnen und voranschreiten muss. Verschiedenste Massnahmen betreffend die Tiefengeothermie wurden daher entwickelt und setzen in den Bereichen Technologie, Ökonomie sowie gesellschaftlich und politische Aspekte an.

Welche der im Folgenden genannten Massnahmen nach der Vernehmlassung sowie nach den finanzpolitischen Kommissionen und dem Parlament in Kraft treten (vgl. *Figur 11*), ist zum jetzigen Zeitpunkt noch offen:

Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV)

KEV bleibt konstant

Bezüglich der KEV ist angedacht, den Gesamtkostendeckel sowie die Teildeckel der einzelnen Technologien, mit Ausnahme der Photovoltaik, aufzuheben. Die Vergütungssätze sollen zukünftig u. a. schneller angepasst werden und so ausgestaltet sein, dass eine bedarfsgerechte Produktion honoriert wird. Dies, da z. B. eine von Tages- und Jahreszeiten unabhängige Stromproduktion zur Stabilisierung des Netzes und zur Sicherung der Stromversorgung beiträgt.

Sonderbonus für petrothermale Anlagen

Technologiespezifisch wird für die Tiefengeothermie eine Sondervergütung für petrothermale Anlagen als Massnahme vorgeschlagen, um die Mehrkosten dieser Anlagen, welche vermutlich mittel- bis langfristig die Zukunftstechnologie der Tiefengeothermie darstellen, gegenüber hydrothermalen Systemen auszugleichen. Das BFE geht von Mehrkosten von 7.5 Rp./kWh infolge der zusätzlichen Reservoirerschliessung aus.

Finanzielle Vergünstigungen und Anschubfinanzierung

Finanzielle Vergünstigungen und Anschubfinanzierung nicht enthalten

Eine Anschubfinanzierung beispielsweise in Form rückzahlbarer Finanzhilfen durch den Bund ist bis heute nicht geplant, wenn auch dem Bund deren Bedeutung bekannt ist. Möglich wären grundsätzlich auch Barzuschussäquivalente oder Steuerzuschüsse für die Stromproduktion.

Aufstockung und Ausdehnung der Risikogarantie

Aufstockung und Ausdehnung der Risikogarantie

Bei der Risikodeckung sind gegenwärtig nur die Kosten für die Bohr- und Testarbeiten, d .h. für die Erschliessung des geothermischen Reservoirs, anrechenbar. Kostenintensive Feldarbeiten für die Erkundung sind in der Regel unverzichtbar für die erfolgreiche Planung und Erschliessung und sollen daher gemäss erstem Massnahmenpaket zukünftig ebenfalls von der Risikogarantie mit abgedeckt werden. Zusätzlich werden gemäss dem Revisionsentwurf des EnG zukünftig 60 anstelle von 50 % der anrechenbaren Gesamtkosten durch die Risikodeckung abgesichert.

Gegenwärtig stehen für die Risikodeckung insgesamt 150 Millionen CHF zur Verfügung. Dieser Fonds soll aufgestockt werden, um u. a. auch die Mehrkosten durch die Aufstockung und Ausdehnung der Risikogarantie finanzieren zu können.

Erhöhung des Risikogarantie-Fonds

Forschung und Entwicklung

Die Zinserträge aus dem Kapital des geäufneten Fonds zur Deckung der Risikogarantie sollen zukünftig der Forschung- und Entwicklung zu Gute kommen.

Fondszinsen für Forschung und Entwicklung

Sonderbotschaft «Aktionsplan koordinierte Energieforschung»

Ergänzend zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 will der Bundesrat Forschung und Innovation im Energiebereich mit zusätzlichen Mitteln fördern, um die Umsetzung der neuen Energiepolitik zu unterstützen. Fördermittel im Gesamtumfang von 202 Millionen CHF für die Periode 2013–2016 sind im «Aktionsplan Koordinierte Energieforschung Schweiz» vorgesehen. Die Sonderbotschaft erfolgte im Herbst 2012. Die Entscheidung des Parlaments wird bis Mitte 2013 erwartet.

Aktionsplan koordinierte Energieforschung Schweiz

Die Tiefengeothermie bildet einen der Schwerpunkte der zukünftigen Energieforschung. Die Schaffung eines vom Bund geförderten Kompetenzzentrums für Tiefengeothermie gehört zu den höchsten Prioritäten.

Tiefengeothermie Schwerpunkt

Petrothermale Anlagen weisen langfristig ein sehr grosses Potenzial auf und werden daher mit folgenden Forschungsschwerpunkten im «Aktionsplan Koordinierte Energieforschung Schweiz» im Auftrag der Interdepartementalen Arbeitsgruppe (IDA) Energie (EDI – EVD – UVEK) berücksichtigt:

Petrothermale Anlagen speziell berücksichtigt

1. **Reservoir-Exploration:**
   Geologische, geophysikalische und geochemische Methoden zur Reservoir-Erkundung; Bohrtechnologie, Reduktion der Bohrkosten, Reduktion der seismischen Risiken.
2. **Reservoir-Erzeugung:**
   Ingenieur-technische Erhöhung der hydraulischen Durchlässigkeit des Reservoirs um Faktoren >10 bis 1'000, neue Stimulierungsverfahren.
3. **Reservoir-Überwachung:**
   Methoden zur Modellierung des Reservoirs, Instrumentierung und Überwachung des Kraftwerkbetriebs.
4. **Effizientere Energieumwandlung:**
   Zur Erreichung eines höheren elektrischen Wirkungsgrads.

Das Potenzial als Forschungsnische ist gemäss IDA Energie gross und es ist neben der Projektförderung auch ein Kapazitätsaufbau wichtig. Der Bedarf an zusätzlicher Kapazität wird als hoch eingestuft und der Erfahrungsaustausch mit dem Ausland als sehr wichtig erachtet. Die industriellen Forschungsaktivitäten sind gegenwärtig nicht sehr ausgeprägt. Weil im Erfolgsfall das Potenzial der Tiefengeothermie für die

Schweiz gross ist und neben der Wasserkraft die einzige nicht-fossile Technologie mit der Eignung zum Grundlast-Kraftwerk besitzt, sind hier in Zukunft Pilot- und Demonstrationsprojekte (P&D) in Zusammenarbeit von Industrie und öffentlicher Hand besonders wichtig.

Pilot- und Demonstrationsanlagen

Angewandte Forschung zwingend notwendig

Für die Tiefengeothermie wird insbesondere eine angewandte Forschung mit Demonstrationsanlagen und Pilotversuchen angestrebt. Zu diesem Zweck wird erwartet, dass dem BFE durch eine Erhöhung der BFE-Budgets zukünftig mehr Mittel für Pilot- und Demonstrationsprojekte zur Verfügung stehen werden, um den Zielen der Energiestrategie 2050 gerecht werden zu können. Auch wenn Pilot- und Demonstrationsprojekte nicht integraler Bestandteil des «Aktionsplan Koordinierte Energieforschung Schweiz» (Grundlagenforschung) sind, haben sie eine Scharnierfunktion zwischen Forschung und Entwicklung und der Bereitstellung von marktreifen Lösungen.

Geothermisches Informationssystem auf Bundesebene (Swisstopo)

Nationales Management tiefer Untergrunddaten

Gute Kenntnisse über den tiefen Untergrund sind elementare Voraussetzung, um tiefengeothermische Anlagen planen zu können und das Fündigkeitsrisiko zu reduzieren. Bestehende und zukünftige Daten über den tiefen Untergrund sollen daher von Swisstopo in einem Gesamtschweizer Datenmanagementsystem zusammengeführt, bedarfsorientiert aufbereitet und öffentlich zugänglich gemacht werden.

Nationales Interesse

Nationales Interesse

Die Nutzung und der Ausbau erneuerbarer Energien, und hierbei auch der Tiefengeothermie, sollen zukünftig von nationalem Interesse sein. Dies hätte Einfluss auf die Abwägung der verschiedenen Interessen bzw. Nutzungen (Nutzungskonflikte siehe *Kapitel 6.4*)

Kommunikationsoffensive und Stärkung von GEOTHERMIE.CH

Verstärkte Kommunikation und Information

Die Tiefengeothermie ist der Schweizer Bevölkerung, aber auch bei Politikern und Behörden, noch zu wenig bekannt. Die Realisierung von Projekten bedarf jedoch einer breiten Akzeptanz bzw. des notwendigen Know-hows der zuständigen Behörden. Daher soll der Dachverband GEOTHERMIE.CH mit zusätzlichen Mitteln für eine intensive Kommunikationsoffensive ausgestattet werden.

Klare Regelungen und Normen

Klare Regelungen und Normen notwendig

Soll sich die Tiefengeothermie in der Schweiz etablieren, bedarf es klarer Regeln und Normen für den Rechtsschutz und die Investitionssicherheit sowie für die Bewilligung und die Aufsicht von Tiefengeothermie-Projekten. Hier sollte der Bund gemeinsam mit den Kantonen eine freiwillige oder verbindliche Vereinheitlichung der relevanten kantonalen Gesetzes- und Regelwerke sowie der Vorschriften erarbeiten.

Einheitliche und beschleunigte Bewilligungsverfahren

Einheitliche und beschleunigte Bewilligungsverfahren notwendig

Der Bund sieht sich mit den Kantonen in der gemeinsamen Verantwortung, geeignete verfahrenstechnische Rahmenbedingungen für die Entwicklung der Tiefengeothermie zu schaffen.

Kantone sollen Verfahren vereinfachen, konzentrieren und vereinheitlichen. Der Bewilligungsprozess soll beschleunigt werden. Die Eidgenössische Natur- und Heimatschutzkommission soll Fristen für die Begutachtung einhalten. Die Einführung von so genannten «Guichets uniques» (als einheitliche Bewilligungsstellen) auf Bundes- und Kantonsebene soll geprüft werden.

Gebietssauscheidung für Anlagen zur Stromproduktion mit erneuerbaren Energien

Gebietsausscheidung für EE-Anlagen zur Stromproduktion

Auch bei dieser Massnahme müsste die Verantwortung gemeinsam vom Bund und den Kantonen getragen werden.

Bei der Raumplanung sollen geeignete Standorte für die Nutzung von erneuerbaren Energien ausgeschieden und bezeichnet werden. Der Bund übernimmt dabei eine koordinative Rolle.

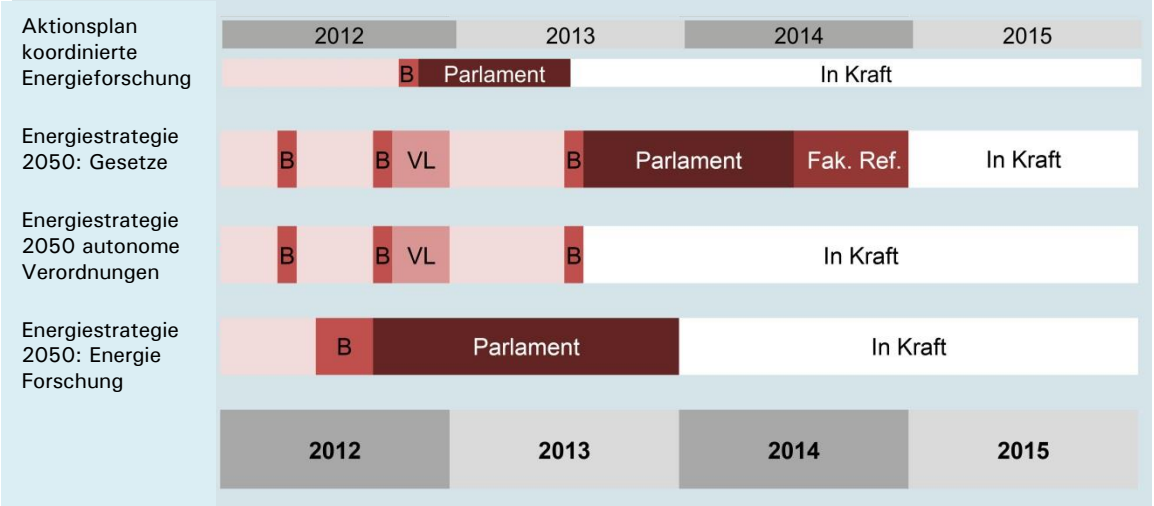
5.3.3 Fahrplan Massnahmen-Umsetzung

Fahrplan Massnahmenumsetzung

Gemäss politischem Fahrplan (*Figur 11*) treten die Tiefengeothermie relevanten Massnahmen zeitnah, 2013 bzw. frühestens 2015 in Kraft:

1. Freiwillige Massnahmen, welche keiner Gesetzes- bzw. Verordnungsänderung bedürfen, sind zeitnah realisierbar: insbesondere Stärkung von GEOTHERMIE.CH, Kommunikationsoffensive, klare Regelungen und Normen, einheitliche und beschleunigte Bewilligungsverfahren. Dem BFE wurden die dafür notwendigen Aufstockungen der finanziellen und personellen Mittel in Aussicht gestellt.
2. Massnahmen, welche in der Energieverordnung (EnV) geregelt sind, sollten Mitte 2013 in Kraft treten: insbesondere Aufstockung der KEV, Ausdehnung der anrechenbaren Kosten bei der Risikodeckung (z. B. auf seismische Erkundungen).
3. Massnahmen, welche einer Änderung des Energiegesetzes (EnG) bedürfen, greifen ab dem Jahr 2015: Aufhebung der KEV-Deckelung, Aufstockung der Risikodeckung.

Der Fahrplan bezüglich der Sonderbotschaft «Aktionsplan koordinierte Energieforschung» des EDI verläuft unabhängig zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050.



Figur 11: Fahrpläne der Energiestrategie 2050 und des Aktionsplans koordinierte Energieforschung.
(Quelle: Modifiziert nach Bundesamt für Energie).

5.3.4 Finanzierung Energiestrategie 2050

Die Etablierung neuer Energiequellen erfordert Investitionen

Um den Umbau des Energiesystems zu finanzieren sind Bund und Kantone, Städte und Gemeinden, Energiewirtschaft, Dienstleistungsunternehmen und Industrie sowie die Bevölkerung gleichermassen gefordert. Die Aufgabe des Bundes ist es, geeignete Rahmenbedingungen in Form von Investitionssicherheit sowie Investitionsanreizen zu schaffen, damit Investitionen in den Umbau des Energiesystems getätigt, der Energieverbrauch gesenkt sowie verstärkt erneuerbare Energien genutzt werden. Des Weiteren gilt es, erneuerbare Energien mit grossem Potenzial auch finanziell zu fördern, um diesen den Sprung zur Marktreife zu verhelfen. Dem effizienten und zielgerichteten Einsatz der Finanzmittel sowie dem Abwägen des Kosten-Nutzen-Verhältnisses kommen hierbei grosse Bedeutungen zu.

5.3.5 Aktionsplan Tiefengeothermie Schweiz

Aktionsplan für effiziente Umsetzung und Zielerreichung

Um die Ziele der Energiestrategie 2050 erreichen und die Tiefengeothermie in der Schweiz zu etablieren, wurde von Vertretern der Branche unter Federführung von GEOTHERMIE.CH der Aktionsplan Tiefengeothermie Schweiz entwickelt. Beteiligt waren die Unternehmen bzw. Projektgesellschaften Axpo Power AG, AGEPP (Alpine Geothermal Power Production), BKW / sol-E Suisse AG, Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ), Geo-Energie Suisse AG sowie die St.Galler Stadtwerke (sgsw).

Evaluation der standortspezifischen Potenziale

Zunächst braucht es verbesserte Kenntnisse über den tiefen Untergrund und eine Optimierung der Technologie mittels Pilot- und Demonstrationsanlagen. Ziel ist, das mittel- und langfristige Potenzial in der Schweiz bis 2020 schlüssig zu evaluieren und die technische und wirtschaftliche Machbarkeit nachzuweisen.

Phase 1 (2013 bis 2018):

Untergrunderkundung

Erkundung von rund 10 typischen geothermischen Untergrundsystemen, welche aufgrund ihrer räumlichen Ausdehnung und erdwissenschaftlichen Eigenschaften ein grosses Potenzial aufweisen. Durchgeführt werden Untersuchungen mit Seismik, 15 Explorationsbohrungen und Pilotversuche. Kosten: rund 500 Millionen CHF.

Phase 2 (2016 bis 2020):

Bau Pilot- und Demonstrationsanlagen

An den 5 besten Standorten mit dem grössten nationalen Potenzial werden geothermische Pilotkraftwerke mit je 5 MW elektrischer Leistung (totale jährliche Stromproduktion ca. 200 GWh_{el}) gebaut und deren Technik optimiert. Kosten: rund 200 Millionen CHF.

Phasen 3 und 4 (2020 bis 2035/50):

Erreichung der Ziele für 2050

Bei nachgewiesener technischer und wirtschaftlicher Eignung werden diese zu geothermischen Grosskraftwerken ausgebaut. Gleichzeitig wird die Exploration auf weitere Standorte in der Schweiz ausgeweitet.

5.3.6 Nationale Parlamentarische Vorstösse

Motionen für die Tiefengeothermie

Auf nationaler Ebene wurden mehrere, die Tiefengeothermie tangierende, Motionen und Postulate eingereicht.

An den Bundesrat überwiesene Motionen

An den Bundesrat wurden insbesondere zwei Motionen überwiesen, welche die Beschleunigung der Verfahren fordern, mit dem Ziel, geeignete rechtliche und verfahrenstechnischen Rahmenbedingungen zu schaffen.

Titel	Curia-Nr.	Urheber	Überwiesen seit	FF
Beschleunigung der Bewilligungsverfahren bei Anlagen für erneuerbare Energien durch ein Koordinationsgesetz.	10.3344	UREK-NR	17.06.2011	UVEK/ ARE
Weniger Bürokratie und schnellere Verfahren für erneuerbare Energieproduktion.	11.3403	FDP-Liberale Fraktion	6.12.2011	UVEK/ BFE

Tabelle 3: An den Bundesrat überwiesene wichtigste Motionen.

Im Rat hängige Motionen

Die beiden vom Ständerat Felix Gutzwiller eingereichten Motionen «Tiefe Geothermie. Offensive» und «Tiefe Geothermie. Schweizweite geologische Erkundung» sind von besonders grosser Bedeutung für die zukünftige Entwicklung der Tiefengeothermie in der Schweiz.

Beide Motionen wurden im Frühjahr 2012 vom Stände- und Nationalrat angenommen.

Motion «Tiefe Geothermie. Offensive» von beiden Räten angenommen

Die **Motion «Tiefe Geothermie. Offensive»** wurde mit der folgenden Änderung aufgenommen. Der Bundesrat wird beauftragt, für Investitionen in Tiefe-Geothermie-Projekte zur Strom- und Wärmegewinnung gute Voraussetzungen zu schaffen. Folgende Massnahmen sollen dazu dienen:

- Schaffung einer Geothermie-Task-Force.
- Lancierung einer Kommunikationsoffensive in Zusammenarbeit mit der Branche und der Forschung zur Erhöhung der gesellschaftlichen und politischen Akzeptanz der Tiefengeothermie.
- Schaffung von rückzahlbaren Anschubfinanzierungen für Pilotprojekte (z. B. steuerliche Anreize, Bürgschaften, zinslose Darlehen).
- Ausbau der Fündigkeitsrisikogarantie.
- Klare rechtliche Regeln für die Exploration und Standortsicherung.
- Einheitliche und beschleunigte Bewilligungsverfahren.
- Politische Unterstützung von Bund, Kantonen und Gemeinden bei der Suche und Wahl von geeigneten Standorten, die in einen Richtplan aufzunehmen sind.
- Aktive Beteiligung der Schweiz an internationalen Forschungs- und Pilotprojekten.

Motion zur schweizweiten Erkundung von beiden Räten angenommen

Die Motion «Tiefe Geothermie. Schweizweite geologische Erkundung» wird mit der folgenden Änderung des Nationalrats angenommen. Der Bundesrat wird beauftragt, ein Programm zur schweizweiten Erkundung des Untergrundes zu organisieren und zu finanzieren. Ziel muss es sein, Aufschluss darüber zu erhalten, ob und wie sich der Untergrund für die Tiefengeothermie zur Strom- und Wärmegewinnung eignet.

Titel	Curia-Nr.	Urheber	Annahme im Zweitrat	FF
Tiefe Geothermie. Offensive.	11.3562	Gutzwiller	7.03.2012	UVEK/ ARE
Tiefe Geothermie. Schweizweite geologische Erkundung.	11.3563	Gutzwiller	7.03.2012	UVEK/ BFE

Tabelle 4: Von beiden Räten behandelte Motionen.

5.4 Förderung im Kanton Solothurn

Kantonale Fördermöglichkeiten

Der Kanton Solothurn und die Gemeinden können Massnahmen zur Sicherstellung einer umweltgerechten und wirtschaftlichen Versorgung mit Energie treffen (KV, BGS 111.1). Die energiepolitischen Ziele werden im Energiegesetz geregelt. Es sollen u. a. erneuerbare Energien gefördert und die Abhängigkeit von einzelnen Energieträgern reduziert werden. Die wichtigsten Grundzüge für den Vollzug des Gesetzes werden im Energiekonzept festgelegt (siehe unten).

Investitionsbeiträge, zinslose Darlehen, Betriebsbeiträge möglich

Um die Ziele der kantonalen Energiepolitik zu erreichen, stehen Förderinstrumente zur Verfügung. Die staatlichen Leistungen können aus Investitionsbeiträgen, zinslosen Darlehen sowie Betriebsbeiträgen bestehen (Verordnung zum Energiegesetz über Staatsbeiträge EnGVB, § 1, Abs. 2, BGS 941.24). Es besteht auf Leistungen kein Rechtsanspruch.

Es können z. B. Projekte zur Nutzung von Abwärme oder Demonstrationsanlagen gefördert werden (EnGVB, § 2, BGS 941.24).

Beiträge

Fördermöglichkeit von Demonstrationsanlagen

Demonstrationsanlagen können in Ausnahmen finanziell vom Kanton unterstützt werden, wenn sie bereits durch das eidgenössische Förderprogramm Energie gefördert werden (EnGVB, § 1, Abs. 3, BGS 941.24). Unter Anrechnung von Beiträgen des Bundes und Dritter dürfen die Zuschüsse 25 Prozent der Gesamtaufwendungen nicht übersteigen. Bei besonderem öffentlichen Interesse kann der Kanton jedoch davon abweichen und die Zuwendungen auf bis 50 Prozent der Gesamtaufwendungen erhöhen.

Förderbeitrag für Wärmepumpen < 0.5 MW_{th}

Wärmepumpen erhalten einen Förderbeitrag, wobei die Obergrenze bei 0.5 MW_{th} liegt. Grössere Gemeinschaftsanlagen oder hybride Anlagen fallen nicht unter die kantonale Förderung. Tiefengeothermie ist nicht explizit berücksichtigt.

Darlehen

Zinslose Darlehen

Darlehen werden nur in Ausnahmefällen und höchstens im Umfang von CHF 500'000 gewährt. Die Dauer beläuft sich auf max. 5 Jahre und die Darlehen sind angemessen zu amortisieren (EnGVB, § 4, BGS 941.24).

Energiekonzept: Förderung Tiefengeothermie

Grundlagenbericht Energiekonzept: Risikogarantie für Tiefengeothermie

Im Grundlagenbericht zum Energiekonzept ist enthalten, dass sich der Kanton Solothurn einmalig, und zwar in Form einer Risikogarantie, an einem Tiefengeothermie-Projekt beteiligen kann. Es ist eine Garantie bis max. 10 Millionen CHF vorgesehen. Zwischenzeitlich hat die regierungsrätliche Begleitkommission entschieden, dass der Kanton nicht ergänzend zu Bundesförderungen noch eigene Mittel zur Absicherung des Risikos bezüglich der Wasserfündigkeit bereitstellt.

Verfahren

Fördergesuche an Energiefachstelle

Die Fördergesuche sind vor Baubeginn bei der Energiefachstelle einzureichen. Auf Gesuche, die erst nach Baubeginn eingereicht werden, kann nicht eingetreten werden. Die Gesuchstellenden müssen der Energiefachstelle alle erforderlichen Auskünfte erteilen, Einsicht in die einschlägigen Akten und Zutritt vor Ort gewähren (EnGVB, § 6, BGS 941.24).

5.5 Zusammenfassung

Zur Förderung der Tiefengeothermie stehen aktuell nationale und kantonale Förderinstrumente zur Verfügung.

Eine nationale Förderung erhalten stromproduzierende Projekte bzw. Anlagen. Zum einen ist dies die KEV (*Kapitel 5.2.2*), welche wirksam wird, sobald die Anlage in Betrieb ist, zum anderen die Risikodeckung (*Kapitel 5.2.3*). Des Weiteren stehen Forschungsgelder zur Verfügung. Wärmeprojekte werden gegenwärtig durch den Bund nicht speziell gefördert.

Im Rahmen der Energiestrategie 2050 soll die Förderung der Tiefengeothermie aufgrund ihres enormen Potenzials massiv ausgebaut werden (*Kapitel 5.3.2*). Dazu gehören insbesondere die Ausdehnung und Aufstockung der Risikogarantie sowie die Erhöhung des dafür notwendigen Fonds. Bei der KEV soll ein Bonus für petrothermale Anlagen eingeführt werden. Für die wichtigen Pilot- und Demonstrationsanlagen werden etwas mehr Fördergelder zur Verfügung gestellt. Ein geothermisches Informationssystem soll auf Bundesebene erstellt werden (Swisstopo). GEOTHERMIE.CH soll gestärkt und eine Kommunikationsoffensive geführt werden. Des Weiteren will sich der Bund für klare Regelungen und Normen, einheitliche und beschleunigte Bewilligungsverfahren sowie für eine Gebietssauscheidung für Anlagen zur Stromproduktion mit erneuerbaren Energien einsetzen.

Der Bund sieht grundsätzlich die Möglichkeit, im Sinne der Motion von Gutzwiller (*Kapitel 5.3.6*), die Erkundung des Untergrunds auf Anfrage der Kantone gemeinsam und gezielt zu unterstützen. Ein Programm zur Umsetzung der Motion ist vom BFE beauftragt.

Im Rahmen des «Aktionsplans koordinierte Energieforschung» wird die Grundlagenforschung und der Kapazitätsaufbau bezüglich der Tiefengeothermie vorangetrieben.

Kantonal können Beiträge geleistet werden für Projekte zur Nutzung von Abwärme oder Demonstrationsanlagen (*Kapitel 5.4*). Im Grundlagenbericht zum Energiekonzept war vorgesehen, dass der Kanton Solothurn einmalig eine Risikogarantie bis max. 10 Millionen spricht.

Die gegenwärtigen kantonalen Förderansätze werden im Schlusskapitel des Berichts analysiert, bewertet und allenfalls Optimierungspotenzial hinsichtlich deren Wirksamkeit auf die Etablierung der Tiefengeothermie im Kanton Solothurn aufgezeigt.

6 TIEFENGEOTHERMIE

6.1 Stand der Technologie

6.1.1 Tiefengeothermische Systeme

Nutzung überall möglich

Die Nutzung der Geothermie als Wärmequelle ist aus jedem Tiefenbereich möglich. Je nach Nutzungszweck und der damit verbundenen erforderlichen Temperaturen werden unterschiedliche Tiefenlagen erschlossen.

Wärmeträger im Untergrund

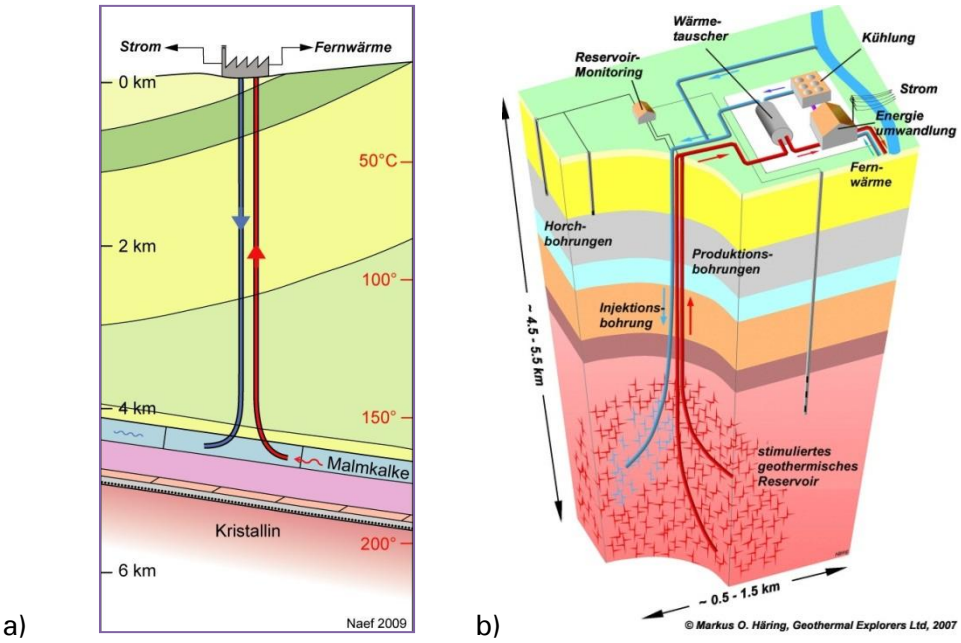
Wasser als Wärmeträger bevorzugt

Wasser als Transportmedium ist vorzuziehen. Die Vorteile liegen darin, dass dieses schnell fliessen kann und darüber hinaus eine sehr hohe Wärmekapazität hat. In 1 kg Wasser ist sehr viel mehr Wärme gespeichert als in 1 kg Gestein der gleichen Temperatur. Kühlt man Wasser um ein Grad Celsius ab, wird daher ungleich viel mehr Wärme frei als bei Gestein.

Arten von Tiefengeothermie-Systemen

Zwei Arten von Tiefengeothermie-Systemen

Prinzipiell werden zwei Arten von Tiefengeothermie-Systemen unterschieden, bei denen die Wärme mithilfe von Wasser aus dem tiefen Untergrund gewonnen wird. Dies sind die hydrothermalen und petrothermalen Systeme (*Figur 12*). Bei beiden zirkuliert das Wasser zwischen den Tiefbohrungen im Kreislauf. Durch eine oder mehrere Förderbohrungen wird das heisse Wasser an die Erdoberfläche gepumpt, die darin gespeicherte Wärme in einem Kraftwerk in Strom umgewandelt oder in einer Heizzentrale an ein Nah- oder Fernwärmenetz übertragen. Über mindestens eine Injektionsbohrung wird das Wasser nach der Abkühlung wieder in die Tiefe zurückgeführt. Dort fliesst es durch das heisse Gestein hindurch langsam in Richtung Förderbohrung zurück und erwärmt sich dabei wieder. Die Zonen, die durch eine Anlage hydraulisch und thermisch beeinflusst werden, stellen das geothermische Reservoir einer Anlage dar. Die Erde fungiert als eine Art überdimensional grosser Durchlauferhitzer mit riesigem Wärmetauscher.



Figur 12: Tiefengeothermie-Systeme im Vergleich.
Hydrothermale Anlagen (a) nutzen in der Tiefe vorhandene natürliche Wasservorkommen, von denen petrothermale Anlagen (b) unabhängig sind (Quellen: a) Naef, 2009, b) Häring, 2007).

Hydrothermale Anlagen

Hydrothermale Anlagen standortgebunden

Hydrothermale Anlagen nutzen Wasser, welches in der Tiefe von Natur aus vorkommen kann, falls offene und vor allem miteinander verbundene Hohlräume vorhanden sind. Diese können Poren, Karst oder Kluft bedingt sein. Klüfte bilden sich in tektonisch beanspruchten Gebieten und sind daher in mehr oder weniger breiten Kontaktzonen zu Störungen vorzufinden. Bei guten geologischen Voraussetzungen können hydrothermale Anlagen lokal und regional sehr ergiebig sein.

Begrenzte Einsatzmöglichkeit

Hydrothermale Systeme sind nur begrenzt zu realisieren. Dies, da zum einen genügend viel Wasser durch den Untergrund zirkulieren muss und zum anderen die Temperaturen ausreichend hoch sein müssen.

Petrothermale Anlagen

Petrothermale Anlagen weitgehend standortflexibel

Petrothermale Anlagen kommen zum Einsatz, wenn keine natürlichen Fliesswege für Wasser vorhanden sind. Sie sind damit weitgehend standortunabhängig und theoretisch in vielen Gesteinstypen zu verwirklichen. Gegenwärtig ist das Kristallin das Haupterkundungsziel.

Für die Erstellung eines petrothermalen Systems wird Wasser über eine Tiefbohrung mit Druck in die tiefen Gesteinsschichten gepresst (hydraulische Stimulation). Dies, um dort Mikrorisse zu öffnen bzw. zu vergrössern und Fliesswege zwischen den beiden Bohrungen zu schaffen. Alternative Bezeichnungen sind Enhanced oder Engineered Geothermal Systems (EGS) sowie auch Hot-Dry-Rock (HDR).

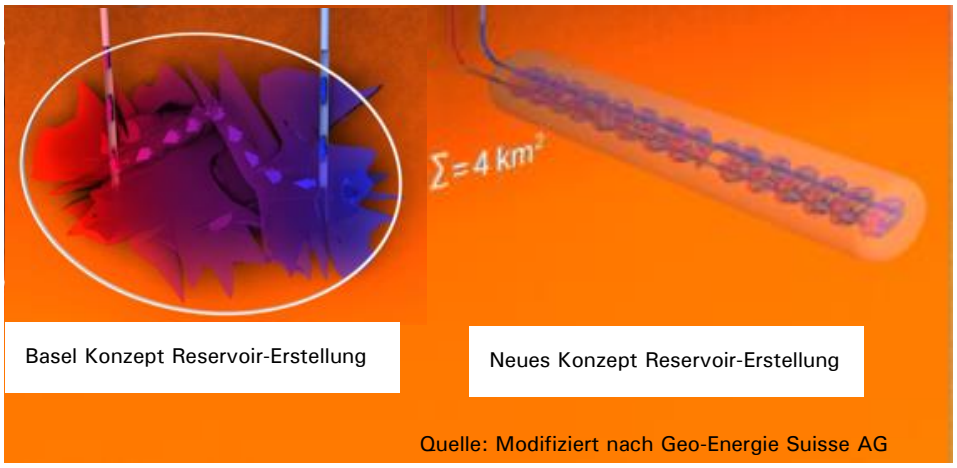
Für eine aussichtsreiche Anwendung der Tiefengeothermie sind genaue Kenntnisse über die regionalen und lokalen geologischen Verhältnisse unerlässlich. Der Aspekt der natürlichen Wasserdurchlässigkeit spielt insbesondere bei hydrothermalen Systemen eine entscheidende Rolle.

Gute Kenntnisse über den Untergrund notwendig

Optimierung der Verfahren

In den letzten Jahren wurde die petrothermale Technologie nicht zuletzt aufgrund der gemachten Erfahrungen in Basel weiterentwickelt. In der Schweiz beschäftigt sich speziell auch die Geo-Energie Suisse AG mit dieser Thematik. Insbesondere das Verfahren zur Erstellung des unterirdischen Wärmetauschers wurde geändert und an die Bedürfnisse angepasst.

Erstellung des tiefengeothermischen Wärmetauschers



Figur 13: Optimierung des Verfahrens zur Erstellung petrothermaler Anlagen. Das Gesamtvolumen der vielzähligen Teilreservoire (Bild rechts) entspricht derjenigen des grossen Einzelreservoirs (Bild links). (Quelle: Modifiziert nach Geo-Energie Suisse AG).

Ein vielversprechender Ansatz ist das aus der Kohlenwasserstoff-Industrie bekannte horizontale Bohrverfahren mit einem Multi-Reservoirsystem (*Figur 13*, Bild rechts). Die Vorteile gegenüber dem herkömmlichen und auch in Basel eingesetzten Verfahren sind vielfältig:

Neues Stimulationsverfahren mit vielen Vorteilen

- Die Geometrie des Reservoirs kann besser gesteuert werden.
- Die Reservoire sind horizontal innerhalb einer Temperaturzone lokalisiert, sodass die gewünschte Fördertemperatur besser kontrolliert werden kann.
- Die maximal mögliche Magnitude der allfällig durch die hydraulische Stimulation induzierten Seismizität kann beeinflusst werden.

Letztgenanntes vor allem, weil durch das Multi-Reservoirsystem pro «Teil-Reservoir» jeweils wesentlich kleinere Flächen stimuliert werden und die Magnitude von der Grösse der in einem Ereignis bewegten Fläche abhängt. Diese Abhängigkeit der Magnitude von der Grösse der bewegten Fläche spiegelt sich auch gut in der Gegenüberstellung von realen Daten der Reservoirgrösse gegenüber dem Magnitudenwert der induzierten Seismizität wider.

Begrenzung der maximalen Magnitude durch Festlegung der Reservoirgrösse

Tiefe Erdwärmesonden

Grundsätzlich können Tiefbohrungen, wie aus der oberflächennahen Geothermie bekannt, als geschlossene Erdwärmesonden ausgebaut werden. Aufgrund des schlechten Kosten-Nutzen-Verhältnisses ist eine solche tiefe Erdwärmesonde nur als «Plan B» Lösung empfehlenswert. In der Tiefbohrung Zürich-Triemli wurde, nachdem kein Heisswasser angetroffen wurde, eine solche tiefe Erdwärmesonde eingebaut. Zum einen ist die Wärmetauscherfläche ausgesprochen klein und zum anderen erfolgt der Wärmezustrom überwiegend über Konduktion. Dies ist ein im Vergleich sehr langsamer, ineffizienter Prozess.

Tiefe Erdwärmesonden als möglicher «Plan B»

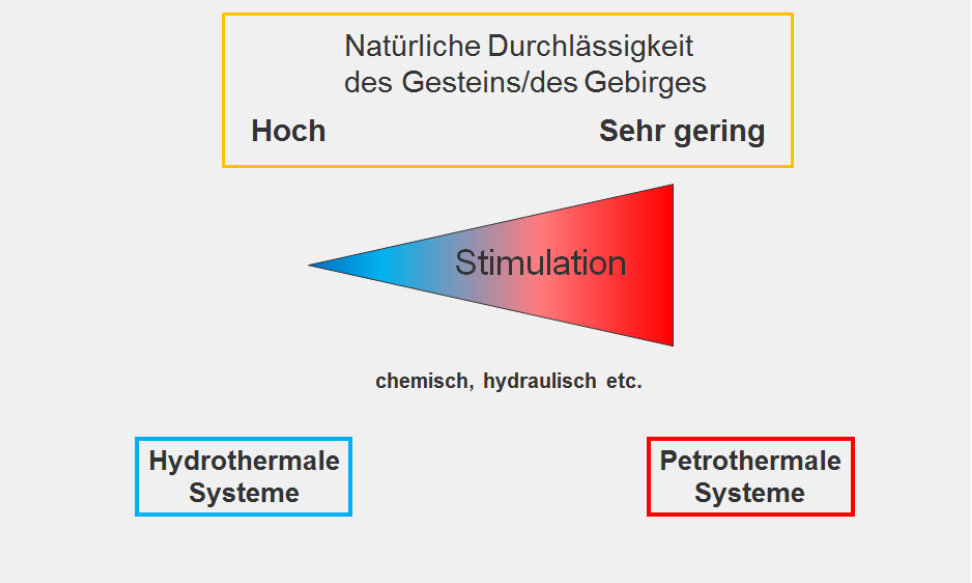
6.1.2 Steigerung der Produktionsrate

Die entscheidenden Parameter für die Wirtschaftlichkeit einer tiefengeothermischen Anlage sind die Förderrate, die Temperatur im Zielhorizont sowie die chemische Zusammensetzung der Tiefenwässer. Während die Höhe der Temperatur über die Tiefe der Bohrung bereits im Vorfeld vergleichsweise zuverlässig bestimmt werden kann, besteht hinsichtlich erzielbarer Förderrate eine grosse Unsicherheit. Entspricht diese nicht den nötigen Minimalvorgaben für die Wirtschaftlichkeit einer Anlage, kann eine Verbesserung der Produktivität erforderlich werden. Hierfür stehen verschiedene Ansätze zur Verfügung.

Wirtschaftlichkeit, neben der Temperatur, durch langfristig erzielbare Förderrate bestimmt

In der Praxis sind hydro- und petrothermale Systeme nicht strikt zu trennen. So kann die natürliche Durchlässigkeit hydrothermaler Anlagen mittels Stimulation verbessert werden. In der Regel werden chemische Stimulationen eingesetzt. Es ist jedoch auch eine Drucksäuerung oder sogar eine hydraulische Stimulation denkbar.

Fliessender Übergang zwischen den Systemen



Figur 14: Fliessender Übergang von hydro- und petrothermalen Systemen. (Quelle: GEOTHERMIE.CH).

Chemische Stimulation

Chemische Stimulation mit Salzsäure bei Karbonatgestein

In karbonatischen Gesteinen bzw. bei mit karbonatischem Material abgedichteten Störungszonen besteht die Möglichkeit, durch chemische Stimulation die Produktivität zu erhöhen. Im Gegensatz zur hydraulischen Stimulation muss eine natürliche Durchlässigkeit vorhanden sein, die es der eingepumpten Säure erlaubt, durch das Gestein zu zirkulieren und zu lösen. Je höher die Temperaturen sind, umso rascher reagiert die eingesetzte Salzsäure mit dem Umgebungsgestein.

Der Schutz des Grundwassers vor der eingesetzten Salzsäure ist durch die vorgeschriebenen Bohrplatzinstallationen sowie den Bohrlochausbau gewährleistet (*Kapitel 6.8.3 und 6.8.5*).

Hydraulische Stimulation

Hydraulische Stimulation zur Bildung bzw. Vergrösserung von Mikro-Rissen

Bei der hydraulischen Stimulation wird Wasser unter hohem Druck so lange in den Untergrund gepresst, bis der Gesteinsverband entlang von Schwächezonen aufbricht. Da hierbei auch eine laterale Verschiebung erfolgt, passen die Fugen nach der Druckentlastung nicht mehr zusammen. Eine dauerhafte Öffnung ist entstanden, welche die Nutzung eines grösseren Gesteinsvolumens als künstlich geschaffener Wärmetauscher erlaubt (petrothermales System). In diesem Zusammenhang stehen die dabei erzeugten Mikroerschütterungen im Zentrum des Interesses. Einerseits geben diese Mikroerschütterungen als Einzige Auskunft über die Grösse, Lage und Geometrie des erzeugten Wärmetauschers, andererseits müssen die Magnituden im nicht fühlbaren Bereich gehalten werden. Studien zeigen, dass die Stärke der Erschütterung vor allem von der Festigkeit des stimulierten Gesteins abhängt. So werden in weichen Sedimentgesteinen keine (fühlbaren) Beben erzeugt. Im harten Grundgebirge dagegen wird eine direkte Ab-

hängigkeit vom Spannungszustand sowie vom Vorhandensein grösserer, prä-existierender Schwächezonen beschrieben.

Drucksäuerung als kombiniertes Verfahren

Um die Ergebnisse der Stimulation weiter zu verbessern, lohnt es sich in manchen Fällen, beide Verfahren in Form einer Drucksäuerung zu kombinieren.

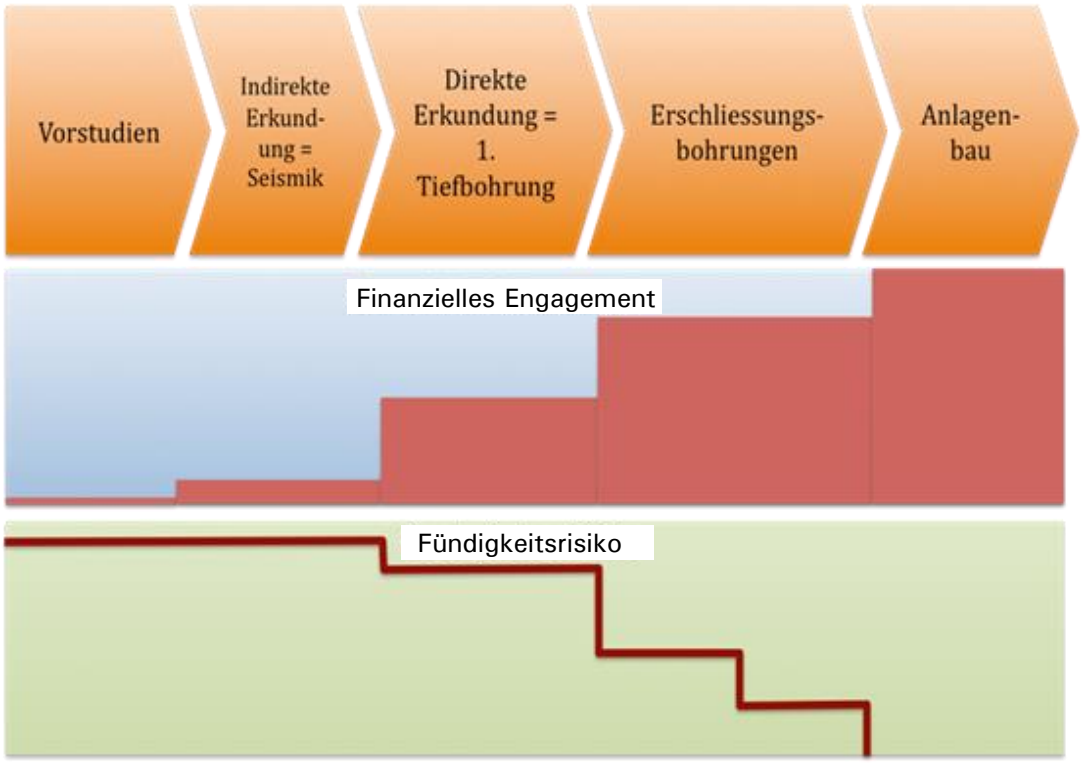
Die Unterschiede zwischen dem Fracking zur Gewinnung von unkonventionellem Gas sowie der hydraulischen Stimulation zur Erzeugung von tiefengeothermischen Reservoiren werden im Glossar (*Anhang 5*) erläutert.

6.2 Typische Verfahrensabläufe in der Tiefengeothermie

Der typische Verfahrensablauf eines tiefengeothermischen Projekts besteht üblicherweise aus mehreren Phasen (*Figur 15*).

Verschiedene Phasen bis zur Projektrealisierung

Ab der ersten Bohrung steigen die finanziellen Kosten enorm an. Aus diesem Grund ist eine besonders sorgfältige Vorgehensweise in den ersten beiden Phasen, in welchen die Standortwahl getroffen wird, von ausserordentlicher Wichtigkeit.



Figur 15: Typischer Verfahrensablauf eines Tiefengeothermie-Projekts. (Quelle: Modifiziert nach ARGE Geothermie Espace).

6.3 Standortwahl

Standortwahl primär von geologischer Eignung abhängig

Die Standortauswahl hängt von zahlreichen Faktoren ab und erfolgt in mehreren Schritten. Grundsätzlich muss das Gebiet geologisch für die gewünschte Nutzung geeignet sein, und es müssen Bewilligungen für die Erkundung und Nutzung der Erdwärme im notwendigen Umfang (d. h. ausreichende dreidimensionale Flächengrösse) verfügbar sein. Des Weiteren muss ein ausreichend grosses Grundstück in einer geeigneten Bauzone zu erwerben sein. Petrothermale Anlagen sind standortflexibler als hydrothermale.

Bei Wärme- oder gekoppelten Strom- und Wärmeprojekten (z. B. Geothermie St.Gallen) mit hydrothermalem System wird versucht, den Standort möglichst nahe beim Wärmeabnehmer zu wählen.

Petrothermale Anlagen vorerst in niedrig-Risiko-Gebieten

Bei Stromproduktionsanlagen mit petrothermalem System werden für erste Pilot- und Demonstrationsanlagen Gebiete mit niedrigem Risiko, d. h. geringe natürliche Erdbebengefährdung und ausserhalb von Ballungszentren, ausgewählt. Des Weiteren werden Standorte mit möglichst geringer Mächtigkeit der sedimentären Einheiten (*Kapitel 2.2.1*) gesucht, um das bohrtechnische Risiko zu minimieren (*Kapitel 8.4.2*). Aufgrund vergleichsweise hoher Tiefenwassertemperaturen bei der Stromerzeugung sowie der Distanz zu Ballungsgebieten stehen als Wärmeabnehmer industrielle Grosskunden im Vordergrund. Alternativ könnte am Standort ein Wärmegrossabnehmer angesiedelt werden, welcher die Wärme auf dem entsprechenden Temperaturniveau benötigt. Bei Stromproduktionsanlagen beeinflussen des Weiteren allfällig vorhandene oder geplante Wärmeerzeugungsanlagen (z. B. Kehrichtverbrennung) die Standortauswahl für ein geothermisches Kraftwerk, da deren Wärme während der Sommermonate dazu genutzt werden könnte, die Stromproduktion zu erhöhen. Ideal ist des Weiteren die Nähe zu bereits existierenden Hochspannungsnetzen.

Die Standortwahl für die für den Bericht erstellten Modellanlagen im Kanton Solothurn wurde anhand dieser Kriterien durchgeführt (*Kapitel 7.1.2*).

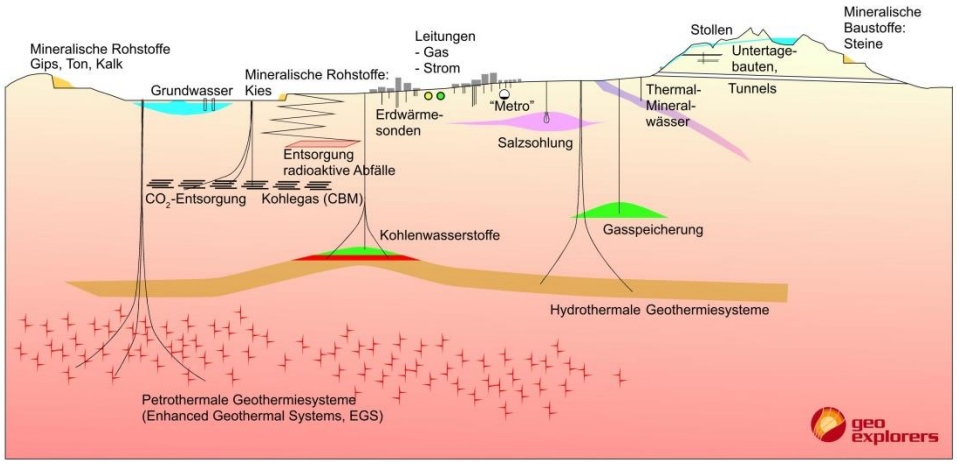
6.4 Nutzungskonflikte

Nutzungskonflikte ober- und unterirdisch berücksichtigen

Bei der Tiefengeothermie sind zusätzlich zu den bei der oberflächennahen Geothermie möglichen Nutzungskonflikten weitere konkurrierende Interessen zu berücksichtigen. Folgende potenzielle Nutzungen bzw. schutzwürdige Interessen sind grundsätzlich zu beachten:

- Natur- und Landschaftsschutz.
- Untertagebauten wie z. .B. Tunnel.
- Thermal-/ Mineralwassergewinnung.
- Tiefenlagerung radioaktiver Abfälle.
- Erdgasspeicherung.
- Erdöl- und Erdgasexploration.

– Salzsolung.
– CO_2-Sequestrierung.



Figur 16: Potenzielle Nutzungskonflikte im Untergrund.
(Nicht massstäblich, Quelle: Häring, Geo Explorers Ltd.)

Insbesondere die hydrothermale Energiegewinnung zielt auf dieselben Formationen mit erhöhten Durchlässigkeiten, welche auch für die CO_2-Sequestrierung, die Erdöl- und Erdgasexploration sowie die Erdgasspeicherung attraktiv sind. Die Thermal- und Mineralwassergewinnung lässt sich mit einer Energiegewinnung kombinieren. Die mögliche Nutzung des Untergrunds für eine radioaktive Tiefenlagerung muss berücksichtigt werden. Ein für den Kanton Solothurn relevanter potenzieller Standort ist das Gebiet «Jura Südfuss». In der Region, die unmittelbar nordöstlich an Olten angrenzt, sind Bohrungen gegenwärtig nur bis max. 200–400 m Tiefe freigegeben. Die entsprechenden Karten der Nagra werden zusammen mit den Kantonen erarbeitet und bei Verbesserung der Datenlage periodisch nachgeführt.

6.5 Kantonale Datenbewirtschaftung

Bewirtschaftung tiefer Untergrunddaten notwendig

Die bei der Erkundung der Tiefengeothermie aufgezeichneten Daten, wie z. B. diejenigen aus zwei- und dreidimensionalen Seismikkampagnen oder geophysikalischen Bohrlochmessungen, unterscheiden sich markant von denjenigen, welche bei der oberflächennahen Geothermie erfasst und verwaltet werden müssen. Unterscheidungsmerkmale sind insbesondere die sehr grosse Datenmenge, deren Komplexität und damit weniger leichte Bewirtschaftung sowie das teilweise überregionale und kantonsübergreifende Datenerfassungsgebiet. Eine Zusammenarbeit mit swisstopo ist empfehlenswert.

Die oftmals durch private Unternehmen gewonnenen Daten müssen gegenwärtig weder dem Kanton noch anderen Gesellschaften zugänglich gemacht werden.

Partizipation an GeoMol CH

Der Kanton Solothurn beteiligt sich am Projekt GeoMol CH (RRB Nr. 2012/1822 vom 11. September 2012 und Vertrag vom 12. Dezember 2012). In diesem Projekt werden in einem 3D-Höhenmodell, auf der Basis der vorhandenen Daten, insgesamt 12 Horizonte zwischen dem Kontakt Quartär-Fels und der Oberfläche des Grundgebirges dargestellt. Gestützt darauf werden künftig Fragen insbesondere bezüglich Tiefengeothermie, Grundwassernutzung, Ressourcenmanagement, Erdbeben, Infrastrukturplanung etc. zuverlässiger beantwortet.

Das Grundgebirge, Zielgebiet von tiefengeothermischen Stromproduktionsanlagen im Kanton Solothurn, wird jedoch speziell im Projekt GeoMol CH nicht explizit berücksichtigt.

Durch die vom AFU erbrachten Eigenleistungen in Form von Datenlieferungen wurde vertraglich festgelegt, dass der Umfang der von swisstopo zu erbringenden Leistungen sich um diesen Betrag in vom Kanton Solothurn gewünschter und machbarer Form erhöhen können, sofern es die Datengrundlagen zulassen.

6.6 Erkundung der tiefengeothermischen Ressource

Untergrunderkundung notwendig

Bevor ein geothermisches Tiefenreservoir erschlossen und anschliessend genutzt werden kann, müssen Informationen über die im Untergrund vorhandene Ressource gewonnen werden.

Direkte und indirekte Informationen

Zur Erkundung geothermischer Ressourcen werden sowohl direkte als auch indirekte Methoden herangezogen. Bohrungen, als einzige direkte Erkundungsmöglichkeit, liefern genaue Informationen über die geologischen Verhältnisse in der Tiefe. Da diese mit hohen finanziellen Kosten verbunden sind, werden zunächst indirekte, geophysikalische Erkundungsmethoden angewandt. Diese messen physikalische Parameter wie Dichte, elektrische Leitfähigkeit, Ausbreitungsgeschwindigkeit elastischer Wellen etc. des Untergrundes. Daraus können indirekt Schlussfolgerungen über beispielsweise die Gesteinsart, deren Wassergehalt sowie die Lagerungsverhältnisse gezogen werden.

Optimale Ergebnisse bei kombinierter direkter und indirekter Erkundung

Eine Verbesserung der Prognosegenauigkeit wird durch eine Kombination verschiedener indirekter Erkundungsverfahren sowie einer Kalibrierung mit vorhandenen Bohrungen erreicht. Je detailliertere geologische Informationen bereits im Vorfeld vorhanden sind, umso genauer sind die gewonnenen geophysikalischen Daten zu interpretieren.

Zu den indirekten Methoden zählen darüber hinaus geologische Feldaufnahmen, welche durch Extrapolation in die Tiefe wichtige Beiträge liefern können.

Durch die Kombination direkt gewonnener, eindimensionaler Informationen aus Bohrungen mit den zwei- bzw. dreidimensionalen Ergebnissen indirekter Methoden kann ein dreidimensionales Modell des Untergrundes erstellt werden.

6.6.1 Indirekte Methoden

Die bedeutendste indirekte Erkundungsmethode ist die Reflexionsseismik. Weitere mögliche Verfahren sind unter anderem die Gravimetrie oder die Magnetotellurik.

Seismik

Seismik gut für 2D- oder 3D-Darstellung des Untergrunds

Bei der seismischen Erkundung werden elastische Wellen mithilfe von schwachen Sprengungen in Bohrlöchern oder von Vibratoren an der Oberfläche erzeugt. Diese Wellen werden im Untergrund reflektiert bzw. refraktiert und können an der Erdoberfläche von Geophonen gemessen, mittels EDV aufgezeichnet, verarbeitet und ausgewertet werden. Die beschränkte Verfügbarkeit der Spezialisten ist zu berücksichtigen.

Es sind zwei- (2D) oder dreidimensionale (3D) seismische Messungen möglich. Einzelne 2D-Seismik-Linien eignen sich, um ein erstes grobes Bild über den Untergrund zu erhalten. Für die konkrete Planung eines Projekts empfiehlt sich hingegen insbesondere für sedimentäre Gesteinsschichten eher eine 3D-Kampagne, da die räumliche Lage von Flächen und Strukturen erkennbar wird, was die Qualität des Untergrundmodells erhöht. Inwiefern jedoch Seismik grundsätzlich für die Erkundung des Grundgebirges und speziell für die Charakterisierung von innerkristallinen Strukturen geeignet ist, muss noch geprüft werden. Gegenwärtig wird z. B. im kristallinen Grundgebirge Sachsens, Deutschland, vom LIAG ein vom BMU gefördertes Projekt durchgeführt.

Seismik erfordert in der Durchführung eine relativ aufwändige Logistik, da z. B. bei der Vibrationsseismik zahlreiche Vibratoren, Bohrfahrzeuge und Messwagen entlang von Linien (2D) oder in der Fläche (3D) eingesetzt werden sowie mit Kabeln miteinander verbundene Geophone platziert werden müssen.

Kosten je Grösse bis mehrere Millionen CHF

Die Kosten seismischer Kampagnen liegen, je nach Länge der Linien bzw. Flächengrösse sowie der lokalen Verhältnisse (Topographie, Stadt oder Land etc.) in der Grössenordnung von mehreren hunderttausend bis mehreren Millionen CHF. Eine einzelne 2D-Seismiklinie ist sehr viel günstiger als eine 3D-Seismik, liefert aber nur einen Schnitt durch den Untergrund und kein räumliches Bild. Soll in einer Region ein aussagekräftiges, räumliches Untergrundmodell erstellt werden, ist die 3D-Seismik insgesamt günstiger als die dafür notwendigen mehreren 2D-Seismiklinien. Dies gilt insbesondere für Regionen wie dem Kanton Solothurn, in denen viele Störungen und laterale Schichtversätze vorhanden sind bzw. vermutet werden.

Inwieweit sich die Seismik nicht nur für die Untersuchung von Sedimentschichten, sondern auch für die Erkundung des Grundgebirges eignet, ist Gegenstand aktueller Forschung.

Gravimetrie

Bei der Gravimetrie wird das lokale Schwerefeld der Erde gemessen. Das unterschiedliche Mass der Schwerebeschleunigung an verschiedenen Orten liefert Informationen über Dichteunterschiede im Untergrund. Damit können Informationen über grössere Regionen gewonnen werden. In urbanen Gebieten sind gravimetrische Messungen infolge massiver Störeffekte durch z. B. Gebäude oder Infrastrukturen erschwert.

Gravimetrie als Ergänzung

Die Kosten für eine gravimetrische Erkundung des Untergrunds sind im Bereich von mehreren zehntausend CHF anzusetzen.

Kosten ca. mehrere zehntausend CHF

Magnetotellurik

Die Magnetotellurik detektiert Bereiche des Erdinneren mit niedrigerem elektrischem Widerstand im Vergleich zum Umgebungsgestein. Dies ist ein Hinweis auf geothermale Wasservorkommen.

Magnetotellurik als Ergänzung

Zur Messung werden vier Elektroden und drei Magnetometer im Untergrund vergraben. Diese zeichnen über einen definierten Zeitraum die natürlichen elektrischen und magnetischen Felder auf. Durch eine Auswertung der Daten kann unter Zuhilfenahme weiterer Erkenntnisse gegebenenfalls auf Fluide im Untergrund zurückgeschlossen werden.

Im Einzugsbereich von Städten wird die Methode durch Störungseffekte beeinflusst.

Die Kosten magnetotellurischer Untersuchungen entsprechen etwa denen der Gravimetrie und liegen ebenfalls bei mehreren zehntausend CHF.

Kosten rund mehrere zehntausend CHF

6.6.2 Direkte Methode

Tiefbohrung

Tiefbohrungen ermöglichen einen direkten Einblick in die Geologie des Untergrunds. Durch geeignete geophysikalische Bohrlochmessungen («logging») und Testverfahren können die Eigenschaften der verschiedenen Gesteinseinheiten sowie die Gebirgsverhältnisse um die Bohrung näher bestimmt werden. Dazu zählen im Besonderen die Durchlässigkeitseigenschaften der Gesteinsschichten, welche hinsichtlich geothermischer Nutzung von zentraler Bedeutung sind.

Tiefbohrungen einzige direkte Informationsquelle

Die Verfügbarkeit von für Tiefbohrungen (4–5 km) geeigneten Bohrgeräten ist zu berücksichtigen. Nur wenige Bohrgeräte existieren in Mitteleuropa und können in der Schweiz zum Einsatz kommen. Aufgrund des angespannten Marktes werden die Preise gegenwärtig durch den Anbieter bestimmt. Allenfalls könnten durch die koordinierte Durchführung von zwei und mehr Bohrungen auch für verschiedene Projekte Kosteneinsparungen erzielt werden.

Die Kosten einer Bohrung mit einer Tiefe von 3–5 km liegen in der Schweiz in der Grössenordnung von 20 Millionen CHF. Deutliche Schwankungen aufgrund lokaler Gegebenheiten sind möglich. Bei

Kosten Grössenordnung von 20 Millionen CHF

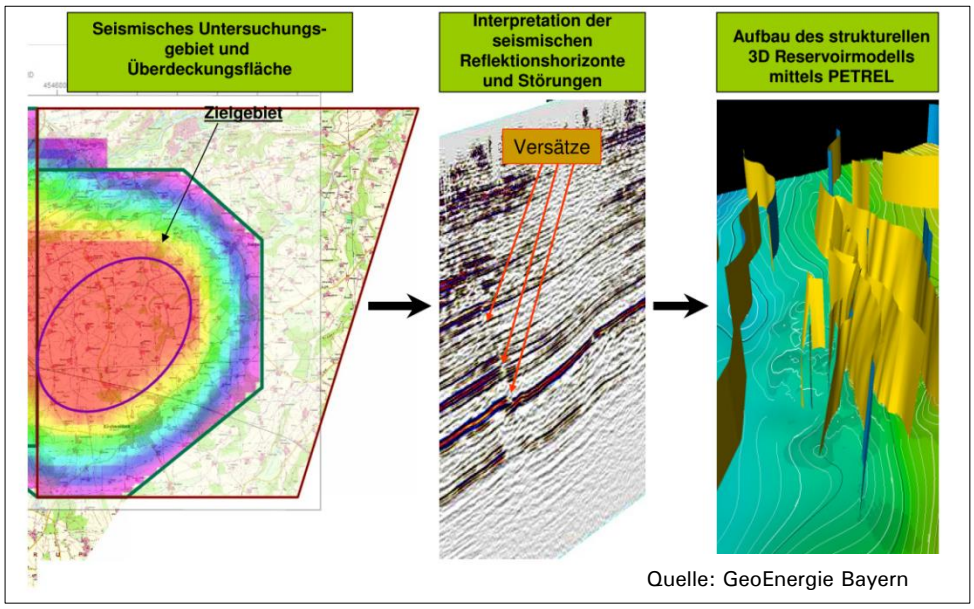
Durchführung mehrerer Bohrungen tritt in der Regel aufgrund verbesserter Untergrundkenntnisse ein Kostensenkungseffekt ein.

Durch die Kombination direkt gewonnener, eindimensionaler Informationen aus Bohrungen mit den zwei- bzw. dreidimensionalen Ergebnissen indirekter Methoden kann ein dreidimensionales Modell des Untergrundes erstellt werden.

6.7 Reservoir-Simulation und -Management

3D-Seismik für bessere Untergrundmodelle

Mit der Verfügbarkeit von 3D-Seismik steigt die Qualität des Untergrundmodells enorm, welches auf Basis der zur Verfügung stehenden Informationen aufgebaut wird.



Figur 17: Aufbau eines strukturellen 3D-Reservoirmodells auf Grundlage von 3D-Seismik.

Modellierung des Reservoir-Langzeitverhaltens

Des Weiteren kann der Projektentwickler bereits im Vorfeld der Projektrealisierung das Langzeitverhalten des geothermischen Reservoirs modellieren. Eine solch hochwertige Simulation ist die Grundlage für ein verbessertes Reservoir-Verständnis und erhöht die Planungssicherheit. Die Methoden sind in der Kohlenwasserstoffindustrie etabliert und kommen zunehmend auch in der Geothermie zum Einsatz.

Untergrundmodell und Simulationen essentiell

Da sich nur mittels Simulationen das nachhaltige Reservoir-Management und die effiziente Bewirtschaftung bestmöglich umsetzen lassen, sind diese für Investoren und Betreiber essentiell.

6.8 Erschliessung der tiefengeothermischen Ressource

6.8.1 Planung einer Tiefbohrung

Sorgfältige Planung der Tiefbohrung Grundvoraussetzung

Die Durchführung einer Tiefbohrung, einschliesslich Testarbeiten, vorgängiger Erkundung, Reservoir-Modellierung und Simulation des Betriebs ist sehr kostenintensiv. Eine Tiefbohrung ist daher äusserst sorgfältig zu planen. Neben dem angestrebten Ziel sind immer auch weitere Optionen bei der Planung mit zu berücksichtigen, falls das ursprüngliche Ziel nicht erreicht wird. Hierzu gehören der Einsatz von Stimulationsverfahren oder von Side-tracks, bei welchen von der Hauptbohrung aus ein abweichender Bohrpfad in ein neues Zielgebiet gewählt wird.

Abwägung Bohrlochdurchmesser vs. Betriebskosten

Je grösser der Bohrlochdurchmesser ist umso teurer wird die Bohrung. Gleichzeitig nehmen jedoch die Reibungsverluste und damit die Energiekosten für die in der Tiefe befindlichen Förderpumpen ab. Die Festlegung des Durchmessers im Landepunkt ist daher der erste Schritt und von grosser Bedeutung.

6.8.2 Raumbedarf Bohrplatz bzw. Kraftwerk

Kraftwerksanlagen geregelt

Die bestehende nationale und kantonale Gesetzgebung (insbesondere RPG, SR 700 und PBG, BGS 711.1) erfasst auch die obertägigen Bauten und Anlagen eines Geothermieprojektes (*Kapitel 4.3.11 und 4.3.12*).

Raumbedarf für Bohrung und spätere Anlagen unterschiedlich

Hinsichtlich des Raumbedarfs ist zwischen der Erschliessungsphase (Bohrung, *Figur 18*) und dem eigentlichen Betrieb der Anlage (*Figur 19*) zu differenzieren. Die Anlagen für die Bohrung werden nach Abschluss der Arbeiten bis auf den kleindimensionierten Bohrlochkopf vollständig rückgebaut (*Figur 20*). Die Grösse des Bohrplatzes hängt von der verwendeten Bohranlage ab. In St.Gallen beträgt die Bohrplatzgrösse etwa 100 × 100 m (= 10'000 m^2). Für petrothermale Anlagen werden Grundstücke mit einer Grösse von 10'000 bis 20'000 m^2 angenommen.

Grösse des Kraftwerks entspricht etwa Dreifachturnhalle

Das für den Betrieb notwendige Kraftwerksgebäude hat ungefähr die Grösse einer Dreifachturnhalle und kann architektonisch ansprechend gestaltet werden (*Figur 19*). Eine Kühlanlage ist notwendig. Diese sind heutzutage vergleichsweise klein (*Figur 21*). Eine Luftkühlung benötigt mehr Grundfläche als eine Wasserkühlung, kann jedoch bei beengten Platzverhältnissen schwebend über das Kraftwerksgebäude installiert werden (*Figur 22*).

Das Gesamtareal des Beispiels Unterhaching, Südbayern, hat eine Grösse von ca. 50 × 80 m bzw. 4'000 m^2 (*Figur 19*).

Figur 18: Teilweise fertig gestellter Bohrplatz in St.Gallen (gelbe Markierung). Blick Richtung Nord (Quelle: Sankt Galler Stadtwerke, 2011).

Figur 19: Geothermie-Kraftwerk Unterhaching, Südbayern.

Figur 20: Brunnenkopf des Geothermie-Kraftwerks Unterhaching, Südbayern. Die Gesamthöhe beträgt ca. 3 m.

Figur 21: Kühlanlage des Geothermie-Kraftwerks Unterhaching, Südbayern. Blick auf die Westfassade. Im Vordergrund ein Grundwasserbrunnen für die Kühlwassergewinnung.

Figur 22: Raumsparend installierte Luftkühlung beim Geothermie-Kraftwerk Sauerlach, die derzeit grösste Anlage in Deutschland. Ansicht der Gebäuderückseite (Quelle: SCG Architekten, München).

6.8.3 Bohrplatzinstallation

Grösse des Bohrplatzes abhängig vom Bohrgerät

Die Fläche des Bohrplatzes ist abhängig vom Typ und von der Grösse der Tiefbohranlage. Sie beinhaltet einen inneren Bereich (Kernbereich) für das Bohrgerät inkl. Gestängelager, Pumpen, Generatoren und die Tankanlage sowie einen äusseren Bereich für Verkehr und Parkplatz, als Stellplatz für die Container sowie für diverse Lager. Der Bohrvorgang arbeitet mit einem geschlossenen Spülsystem. Für den Wasserbedarf reicht der Zugang zu einem Hydranten.

Der gesamte Bohrplatz wird asphaltiert und weist eine Ringentwässerung mit Ölabscheider zur Kanalisation auf. Der Standort des Bohrturms wird betoniert und benötigt einen ca. 2,5 m tiefen, betonierten Bohrkeller.

Kriterien für Wahl der Bohranlage

Die Bohrplatzgrösse ist abhängig vom Bohrgerät, wobei die Bohrgeräteauswahl u.a. vom Gewicht des schwersten einzubauenden Stranges oder der Ausbauart abhängt. Unter dem Gesichtspunkt der Wirtschaftlichkeit bzw. der notwendigen Sicherheit ist eine Anlage mit einer grossen Hakenlast nicht unbedingt besser als eine mit einer kleineren Hakenlast. Die Bohranlage sollte so preiswert wie möglich, gleichzeitig aber auch so sicher wie notwendig sein. Insbesondere in städtischen Gebieten werden Bohranlagen verstärkt auf eine Infrastruktur mit engeren Platzverhältnissen ausgelegt.

Der An- bzw. Abtransport der notwendigen Maschinen und des Materials erfolgt mittels ca. 70 LKW-Zügen. Die Anlieferungen erfolgen in der Regel am Tag.

Verschiedene Antriebe

Von der Art des Kraftübertragungssystems her können folgende Typen von Bohranlagen zum Einsatz kommen:

- Dieselelektrisch.
- Vollelektrisch.
- Dieselhydraulisch.
- Elektrohydraulisch.

Kriterium Lärmschutz

Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit und der Emissionen (Lärm bzw. Abgase) sind elektrisch betriebene Anlagen zu bevorzugen, allerdings unter der Voraussetzung, dass die Distanz zwischen Netz (mindestens 20 kV Spannung) und Bohranlage nicht zu gross ist. Für eine Bohranlage im Hakenlastbereich von 280–450 Tonnen ist mit einer gesamt installierten Leistung von 2'500-3'400 kW zu rechnen.

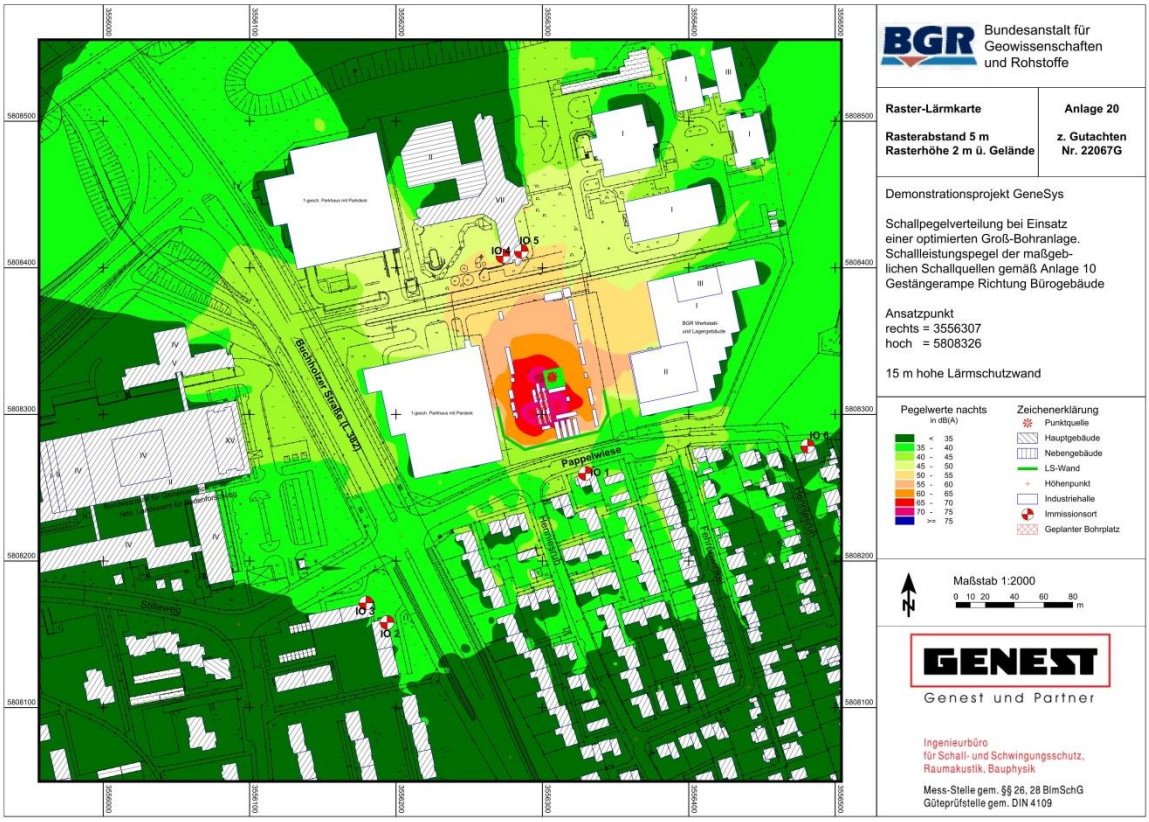
6.8.4 Baulärm-Schutzmassnahmen

Bohrbetrieb 24/7

Für die Ausführung der Bohrarbeiten ist üblicherweise ein kontinuierlicher Bohrbetrieb, d. h. 24 Stunden pro Tag und 7 Tage die Woche, vorgesehen. Es wird mit einer Bohrdauer von meist ca. 4–6 Monaten pro Bohrung gerechnet, inklusive Aufbau der Anlage und Unterbrechungen für Logging und Kurzzeittests.

Einbeziehung und Aufklärung der unmittelbaren Nachbarschaft

Ungeachtet der immissions- und emissionsrechtlichen Bestimmungen sind nicht zuletzt aufgrund der zunehmenden Sensibilisierung der Bevölkerung ein grosser Bedarf an frühzeitiger Einbeziehung und Aufklärung der unmittelbaren Nachbarschaft sowie die Umsetzung von Schallschutz-Massnahmen notwendig. Im Fall der Geothermie-Bohrung GeneSys Hannover hat die Installation einer 15 m hohen Lärmschutzwand die Auswirkungen des Baulärms auf die angrenzenden Wohngebiete auf das gewünschte Mass reduzieren können (*Figur 23*).



Figur 23: Rasterlärmkarte für eine schalltechnisch optimierte Grossbohranlage mit 15 m hoher Lärmschutzwand. (Quelle: Jatho et al., 2011).

Schallschutzmassnahmen ergreifen

6.8.5 Tiefbohrtechnik

In der Bohrtechnik werden Bohrverfahren mit ober- und untertägigem Antrieb unterschieden. Zur ersten Gruppe mit obertägigem Antrieb gehören das Rotary-Verfahren, mit Antrieb des Bohrstranges über den Drehtisch, sowie eine davon abgeleitete Variante, das Bohren mit Topdrive. Bei diesem erfolgt der Antrieb über einen im Mast fahrbaren Kraftdrehkopf. Zur zweiten Gruppe mit untertägigem Antrieb zählt das Bohren mit Bohrmotor oder Bohrturbine. Der Antrieb des Bohrkopfes erfolgt hierbei durch die Bohrspülung.

Verschiedene Antriebe

Die Bohrarbeiten für Geothermieprojekte werden meist im klassischen Rotary-Verfahren bzw. mit Topdrive durchgeführt. Richtungskorrekturen sowie geplante Ablenkungen der Bohrung werden mittels Bohrmotor oder Bohrturbine vorgenommen.

Klassisches Rotary-Verfahren noch Standard

Bohrspülung

Die Bohrspülung, welche auf die spezifischen Anforderungen einer Bohrung ausgelegt wird, erfüllt generell mehrere Aufgaben, wie z. B. die Übertragung der hydraulischen Energie auf die Bohrlochsohle, das Austragen des Bohrkleins aus dem Bohrloch, die Abstützung nicht standfester Formationen oder die Verhinderung eines Gasaustritts.

Richtige Auswahl Bohrspülung wichtig

In den meisten Fällen werden wasserbasierte Spülungen eingesetzt. Durch die Zugabe von Feststoffen wie Bentonit, Kreide oder Polymeren werden die Eigenschaften der Spülung den Erfordernissen (Viskosität, Thixotropie etc.) angepasst. Für das Durchteufen von Formationen mit hohen Formations- bzw. Porendrücken kann die Spülungsdichte mit Beschwerungsstoffen, wie z. B. Schwerspat, erhöht werden. Um die Produktivität von potenziellen Aquiferen nicht zu gefährden, werden diese mit einer trägerschonenden Spülung durchteuft (z. B KCl-Kreide-Spülung).

Herausforderungen

Richtbohrarbeiten oft grösste Herausforderung

Bei vergleichsweise stark abgelenkten Bohrungen, wie es bei Tiefengeothermie-Bohrungen oft der Fall ist, sind es vor allem Schwierigkeiten bei den Richtbohrarbeiten, die zu zeitlichen Verzögerungen und Erhöhungen der Bohrkosten führen.

Einfache Bohrpfade bevorzugen

Geologisch-bohrtechnische Herausforderungen lassen sich insbesondere durch einen möglichst einfachen Bohrpfad in Verbindung mit automatisierten Richtbohrverfahren (RSS) reduzieren. RSS sind in der Kohlenwasserstoffindustrie bereits Standard. Zusätzlich mindern masshaltige und gleichmässige Bohrlochverläufe potenzielle Probleme beim Einbau der Verrohrung (Casing) und der Zementation.

Thermische Belastung der Rohre beachten

Bei Fördertests mit hohen Fördertemperaturen ist als Folge der thermischen Belastung ein Kollaps der Verrohrung (Casing) möglich. Diesem Risiko kann mittels technischer Massnahmen begegnet werden, z. B. einer höheren Casing-Güte, einem Casing-Einbau unter Zug sowie einer guten Zementation.

Sicherung gegen Gasausbrüche Standard

Die Sicherung gegen Gasausbrüche und das gefahrlose Auszirkulieren von Gaskicks wird mittels eines auf dem Ankerrohr montierten «Blowout Preventer Stack» (BOP, dt.: Bohrlochsicherungsgarnitur oder Ringraumabdichtgarnitur) und weiteren Armaturen und Einrichtungen gewährleistet. Der BOP wird von einer Druckspeicher- und Steueranlage («Choke Manifold») sowie über ein BOP-Panel ferngesteuert bedient.

Einhaltung Baulärm

Eine der Herausforderungen ist die Einhaltung der Baulärm-Richtlinien. Die Bohranlagen werden kontinuierlich auch hinsichtlich der Minimierung von Lärmemissionen weiterentwickelt.

6.8.6 Bohrlochausbau

Bohrung grösster Kostenteil eines Stromprojektes

Geothermie-Bohrungen sind gegenwärtig noch mit höheren Kosten verbunden als diejenigen für die Erdgas- und Erdölförderung. Gründe hierfür sind die zu geringe Anzahl explorierter Gebiete, die fehlende Standardisierung der Technologie sowie die grossen Bohrlochdurchmesser, die zur Gewährleistung einer ausreichend hohen Produktivität notwendig sind. Im Zielhorizont ist hierfür ein Rohr-Durchmesser von 20 cm ausreichend.

6.8.7 Kostensenkungspotenziale von Tiefbohrungen

Auf die Tiefbohrungen entfällt der Hauptkostenanteil einer tiefengeothermischen Anlage. Deren Kostensenkungspotenzial steht daher im Fokus des Interesses. Mehrere Ansätze werden parallel verfolgt (vgl. auch Häring, 2007):

Bohrkosten können und müssen gesenkt werden

Genauere Kenntnisse des Untergrundes

Erfahrungen sowohl aus der bestehenden Geothermiebranche wie auch aus der Kohlenwasserstoffindustrie zeigen eine deutliche Abhängigkeit zwischen der Anzahl von Bohrungen in einem Gebiet und deren Kosten. Die Gründe hierfür sind, dass durch Kenntnis der im Untergrund angetroffenen Verhältnisse Folgebohrungen optimal geplant und durchgeführt werden können. Neben der Entwicklung optimaler Bohrkonzepte reduzieren sich dadurch auch die Stillstandzeiten der Bohranlage auf ein Minimum.

Je mehr Bohrungen pro Gebiet umso günstiger

Bohrlochverlauf

Der Bohrlochverlauf ist so einfach wie möglich zu planen, um die Richtarbeiten und damit einhergehenden technischen Probleme zu minimieren.

Kostensenkung durch einfachen Bohrpfad

Automatisierung des Bohrvorganges

Die Kosten einer Tiefbohrung werden annähernd durch die Anzahl an Bohrtagen bestimmt. Sie verteilen sich dabei etwa je zur Hälfte auf die Aufwendungen für die Bohranlage sowie für das Personal. Die Vollautomatisierung des Bohrprozesses führt nicht nur zu einer Verkürzung der Bohrdauer, sondern darüber hinaus zu einer Einsparung bei den Personalkosten.

Kostensenkung durch Automatisierung

Effizientere Bohrmethoden

Unter den Aspekt der Kostensenkung fallen im Besonderen die Meissel. Deren Lebensdauer hat grossen Einfluss auf die Bohrdauer, da ein Meisselaustausch mit zunehmender Tiefe bis zu 24 Stunden benötigt. Die Entwicklung von Meisseln mit einer Lebensdauer von deutlich mehr als 100 Stunden hätte demnach einen stark kostensenkenden Effekt auf die Gesamtkosten einer Geothermie-Anlage. Ferner spielen unter anderem die für die Bohrung eingesetzte Software oder die Spülung eine Rolle.

Kostenersparnis durch effizientere Bohrmethoden

Verrohrung

Eine deutliche Kosteneinsparung wäre dadurch zu erreichen, dass mit einem konstanten Bohrlochdurchmesser («Monodurchmesser Bohrloch» oder engl.: «monodiameter well») gebohrt werden könnte. Hierfür müssten Rohre eingesetzt werden, welche sich nach dem Einsetzen aufweiten lassen. Diese Technologie befindet sich gegenwärtig noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium, daher werden derzeit vorwiegend konisch zulaufende Verrohrungsverfahren eingesetzt. Zusätzlich werden Meissel entwickelt, welche nach Durchfahren des bereits verrohrten Abschnitts ebenfalls verbreiterbar sind. Weitere Kos-

Zukünftige potenzielle Kostenersparnis durch «Monodiameter»

tensenkungsmöglichkeiten bestehen in einer Verbesserung der Zemente hinsichtlich deren Gewicht sowie der Verrohrung hinsichtlich deren Druckfestigkeit, Elastizität, Hitzebeständigkeit und Korrosionsbeständigkeit.

Entwicklung von Standards

Kostensenkung durch Standards

Sehr bedeutend für die Kostensenkung ist auch die Entwicklung von Standards («best practises») für die Durchführung von tiefengeothermischen Bohrungen (Finger & Blankenship, 2010).

Neue Bohrverfahren

Kostenreduktion durch noch zu entwickelnde Bohrtechnologien

Um Bohrungen schneller und kostengünstiger durchführen zu können, wird an neuen Bohrtechniken wie das «Spallation Drilling» oder das Schmelzbohrverfahren geforscht. Wie schnell solche Verfahren zu einer industriellen Reife entwickelt werden können ist ungewiss.

6.9 Kraftwerkstechnologien

Auswahl Kraftwerk vor allem von Temperatur Wärmequelle abhängig

Die Auswahl des Kraftwerktyps richtet sich nach dem Temperaturniveau der Wärmeressource. Bei sehr hohen Temperaturen des Fluids, beispielsweise in vulkanischen Gebieten, kann dieses in Trocken- oder Nassdampf-Kraftwerken direkt genutzt werden. Je grösser der Anteil an Nassdampf, umso grössere Korrosionserscheinungen treten an den Turbinen auf.

Binär-Kraftwerke in der Schweiz notwendig

Bei den in der Schweiz herrschenden Untergrundbedingungen sind die Fluidtemperaturen in den aktuell betrachteten Reservoirtiefen zu gering, um das Tiefenwasser direkt nutzen zu können. Daher wird im Kraftwerk ein zweites Kreislaufsystem notwendig (Binär-Kraftwerke). Dieses erlaubt, das geförderte, meist stark mineralhaltige Wasser in einem geschlossenen Kreislauf wieder vollständig in den Untergrund zu reinjizieren. Kennzeichen der im binären-Kreislauf eingesetzten Arbeitsmittel ist, dass sie im Vergleich zu Wasser eine deutlich tiefere Siedetemperatur aufweisen. Thermodynamisch sind zum heutigen Zeitpunkt binäre Anlagen ab einer Reservoirtemperatur von 80°C anwendbar, weisen dann jedoch einen sehr schlechten Wirkungsgrad auf. Ökonomisch sinnvoll und deshalb vorzuziehen sind Temperaturen ab rund 120°C, wobei sich der Wirkungsgrad mit steigenden Temperaturen erhöht. Ab ca. 180°C dominieren direkte Dampfprozesse. Momentan liegt der durchschnittliche Wirkungsgrad binärer Kraftwerke bei etwa 10–13 Prozent (PSI, 2005).

Leistungsspektrum in der Schweiz

Das Leistungsspektrum einer geothermischen Anlage zur Stromproduktion mit zwei bis drei Tiefbohrungen liegt nach heutigen Kenntnissen bei etwa 3–6 MW_{el}. Rund 4 MW_{el} reichen aus, um den Strombedarf einer Kleinstadt mit ungefähr 10'000 Einwohnern zu decken. Zum Vergleich: Die Stadt Solothurn hat 16'200 Einwohner.

Tiefenwasser-Förderung: hohe Anforderungen

Die Förderung von sehr heissem und hoch mineralisiertem Wasser aus dem tiefen Untergrund stellt hohe Anforderungen an den Ausbau einer geothermischen Tiefbohrung. Dabei wird von einer temporären Abkühlung des Untergrunds ausgegangen, welche die Lebensdauer einer

Geothermiebohrung in Abhängigkeit der entnommenen Wärmemenge beschränkt. Diesbezügliche Langzeit-Beobachtungen petrothermaler Anlagen existieren weltweit aufgrund der jungen Anlagenalter noch nicht. Bei hydrothermalen Systemen wurde eine solche Abkühlung des Umgebungsgesteins bisher noch nicht beobachtet. Die Erfahrungen zeigen jedoch, dass eine von der Entnahmemenge abhängige Druckabsenkung im Reservoir eintritt. Dieser kann durch Injektion entsprechender Wassermengen entgegengewirkt werden.

6.9.1 Binärkraftwerke

Binärkraftwerke

Binärkraftwerke kommen zum Einsatz, wenn folgende Randbedingungen zutreffen:

- Die Temperatur im geothermischen Reservoir nicht ausreicht, um aus dem geförderten Fluid Dampf zu erzeugen.
- Das Thermalfluid so hohe Mengen an nicht kondensierbaren Gasen enthält, dass Auslegung und Betrieb der Turbine komplexe technische Lösungen erfordern, die aufwendiger als die Nutzung eines Sekundärfluides sind.
- Das Thermalfluid sehr aggressiv ist, d.h. starke Mineralisation oder hoher Gehalt an Schwefelwasserstoff vorliegen.
- Nach einer Gegendruckturbine, die zunächst direkt den Dampf nutzt, noch ein ausreichend hohes Enthalpiegefälle vorhanden ist, um eine weitere Nutzung anzuschliessen.

Der Wärmeübergang erfolgt in Binär-Kraftwerken im Verdampfer. Dort wird die Wärme aus den Tiefenwässern über Wärmetauscherflächen an das Arbeitsmittel übertragen, welches dadurch verdampft und über die Turbine geleitet werden kann. Als Arbeitsmittel wird nicht ein Wasser-Dampf-System, sondern ein bereits bei deutlich geringeren Temperaturen und Drücken siedendes Medium verwendet (s. u.).

ORC-Anlagen etabliert, Kalina-Anlagen neu

In den letzten 30 Jahren hat sich der Organic Rankine Cycle (ORC) etabliert. In jüngster Zeit wird jedoch ein neu entwickeltes Verfahren, der Kalina-Prozess, verwirklicht. Diese beiden Prozesstypen unterscheiden sich in einer Vielzahl an Parametern. Diese betreffen das eingesetzte Arbeitsmittel im Sekundärkreislauf, den Systemaufbau, die benötigte Fläche, die Stromumwandlungseffizienz, die Kraftwerksverfügbarkeit (Betriebsstunden) sowie die Investitionskosten.

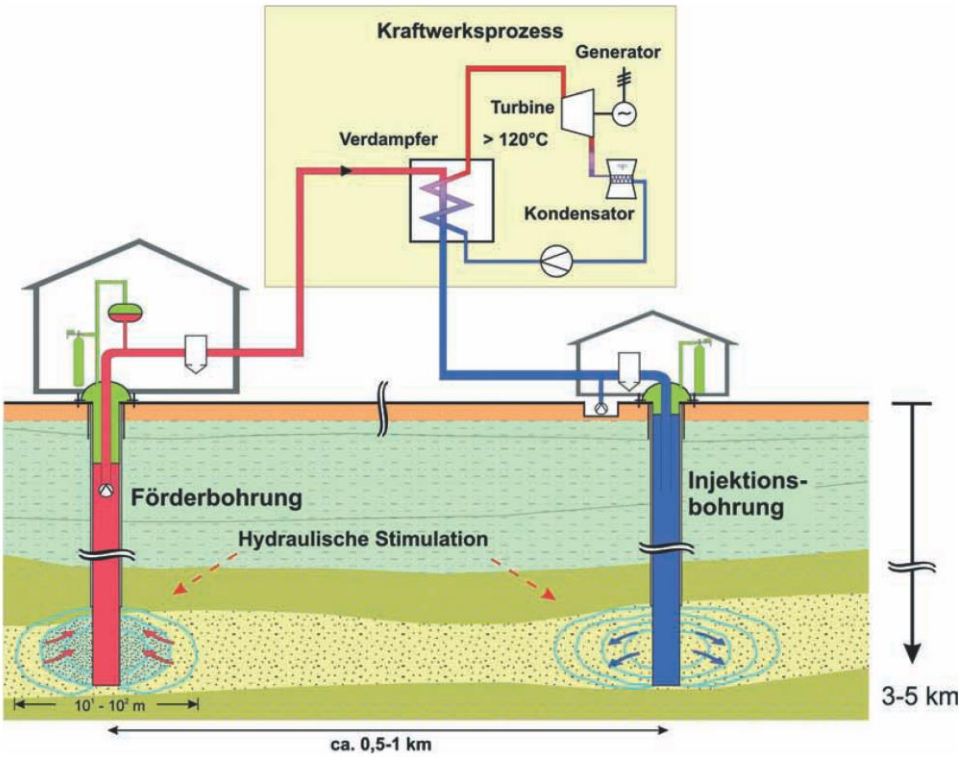
6.9.2 Organic Rankine Cycle (ORC)

Organische Reinstoffe als Arbeitsmittel

Bei ORC-Prozessen werden organische Reinstoffe als Arbeitsmittel des Sekundärkreislaufs eingesetzt. Dazu gehören beispielsweise halogenisierte Kohlenwasserstoffe (Freon, Frigen), Propan, Isobutan oder Pentan. Der im Verdampfer erzeugte Dampf wird über die Turbine geleitet, welche einen Generator zur Stromerzeugung antreibt. Bevor der Dampf zurück in den Verdampfer geleitet wird, erfolgt im Kondensator (Kühlturm) eine Rückkühlung (*Figur 24*).

ORC-Anlagen oft und vielseitig eingesetzt

Die ORC-Technologie wird nicht nur in der Geothermie, sondern bei vielen Prozessen zur Stromgewinnung eingesetzt, unter anderem bei der Nutzung von Abwärme, Biomasse und Holz. Die Technologie ist ausgereift und betriebssicher.



Figur 24: Prinzipskizze einer petrothermalen Anlage zur Stromproduktion. Kraftwerk mit ORC-Technik (Graphik: Huenges et al. 2004/2005).

6.9.3 Kalina Prozess

Zweistoffgemisch mit günstigerer Wärmeübertragung

Beim Kalina-Prozess wird als Arbeitsmittel des Sekundärkreislaufs kein Reinstoff, sondern ein Zweistoffgemisch aus beispielsweise Ammoniak und Wasser verwendet. Der besondere Vorteil des Kalina-Prozesses liegt in den günstigeren Wärmeübertragungsverhältnissen bei Verdampfung und Kondensation (Gajewski et al., 1989). Beide Zustandsänderungen erfolgen im Gegensatz zum Rankine-Prozess nicht isotherm. Vielmehr wird jeweils die Eigenschaft der Gemische genutzt, durch Konzentrationsvariationen Temperaturänderungen zu bewirken. Dies geschieht durch Veränderung der Konzentrationen der Einzelphasen Wasser und Ammoniak bei konstanter Gesamtkonzentration und konstantem Druck. Dabei verdampft das Gemisch unter stetig ansteigenden Temperaturen bzw. kondensiert unter stetig sinkenden Temperaturen. Im Wesentlichen führen zwei Effekte zur Verbesserung des Prozesses gegenüber dem ORC-Kreislauf:

1. Durch die nicht isotherme Verdampfung bzw. Kondensation werden die Temperaturdifferenzen und damit die Verluste bei der Wärmeübertragung geringer.

2. Die mittlere Temperatur der Wärmeübertragung (obere Prozesstemperatur) wird angehoben und die mittlere Temperatur der Kondensation (untere Prozesstemperatur) abgesenkt.

Beides bewirkt eine Verbesserung des Carnot-Wirkungsgrades, also des bestmöglich zu erzielenden Prozesswirkungsgrades.

Bessere Anlagenauslegung an Wärmequellen-Temperatur

Durch die Wahl der Gemischzusammensetzung kann der Prozess spezifisch für die zur Verfügung stehenden Temperaturen der Wärmequelle (Tiefenreservoir) angepasst werden. Für die Anwendung bei einem Geothermie-Projekt ergibt sich die Möglichkeit, gerade im Fall stromoptimierter Varianten, die Wärme aus dem Reservoir besser auszunutzen und die Verpresstemperatur tiefer abzusenken. Dadurch können in einer Kalina-Anlage bei gleichen Randbedingungen theoretisch höhere Wirkungsgrade als beim ORC-Prozess erreicht werden.

Innovative Technologie

Die einzelnen Komponenten der Kalina-Technologie sind bereits gut erprobt. Aufgrund der geringen Anlagenanzahl ist diese Technologie jedoch noch nicht «ausgereift». Seit 2012 ist eine «New-Kalina»-Anlage auf dem Markt, deren Wirkungsgrade bei niedrigeren Thermalwassertemperaturen noch besser sind als bei der vorangegangenen Generation. Realisiert ist eine solche Anlage bisher noch nicht (Stand Dezember 2012). Sie könnte in der Zukunft für die Schweiz eine gute Option sein, sodass das Betriebsverhalten erster Anlagen verfolgt werden sollte.

6.9.4 System-Vergleich: ORC vs. Kalina-Prozess

Aspekte/Kraftwerk	ORC	Kalina
Systemaufbau	+	– (sehr komplex)
Platzbedarf	+	–
Schallleistung Kraftwerk / Kühlung	≈ (ca. 90/70 db(A))	≈ (ca. 90/70 db(A))
Wärmeträger	≈ (max. Druck ca. 9 bar)	≈ (max. Druck ca. 35 bar)
Umweltaspekte	–	– (toxisch)
Leckage	≈	≈
Wirkungsgrad	– (Mittel ca. 11–12 Prozent)	+ (höher)
Kraftwerksverfügbarkeit (Betriebsstunden)	+	–
Investitionen	+	–
GESAMTURTEIL	4-mal im Vorteil	1-mal im Vorteil

Tabelle 5: ORC vs. Kalina Kraftwerk.
Bewertung: + = positiv; – = negativ; ≈ = neutral. Begründung in Klammer (modifiziert und erweitert nach Szablinski, 2007).

Aktuell ORC-Anlagen noch im Vorteil

Gegenwärtig ist die etablierte ORC-Technik noch im Vorteil (*Tabelle* 5). Aufgrund der beschriebenen Vorteile des Kalina-Prozesses in Bezug auf den Wirkungsgrad sowie die optimale Anpassung an die spezifi-

schen thermischen Randbedingungen eines geothermischen Kraftwerks wird das Kalina-Verfahren in der Zukunft verstärkt angewandt werden. Durch einen Anstieg an Anlagenrealisierungen wird die Technik in naher Zukunft mit grosser Wahrscheinlichkeit verbessert und werden die damit verbundenen Nachteile vermutlich minimiert.

6.9.5 Zukünftige Technologien

Steigerung der Effizienz bekannter Systeme angestrebt

Die Forschung und Entwicklung für zukünftige Technologien zur geothermischen Stromgewinnung konzentriert sich hauptsächlich auf die Steigerung der Effizienz bekannter Systeme. Dies betrifft beispielsweise die Bohrtechnik sowie die Kraftwerkssysteme zur Konversion von Wärme in Strom. Des Weiteren wird daran geforscht, für die Energieumwandlung immer geringere Temperaturen bezüglich Wärmequelle zu benötigen. Ziel der Kraftwerksoptimierung ist jedoch nicht allein die Wirkungsgradverbesserung bei der Energiewandlung, sondern die Erhöhung der Netzanschlussleistung. Die Fähigkeit eines Kraftwerks, das Arbeitsmittel/Fluid maximal abzukühlen, ist von zentraler Bedeutung. Durch den Einsatz von Frischwasserkühlung kann die Kraftwerksleistung gegenüber der direkten Luftkühlung beispielsweise um ca. 70 Prozent erhöht werden, weil dadurch die Differenz der Temperaturen vor und nach der Turbine deutlich grösser wird (Huenges & Winter, 2004).

Optimierungspotenziale

Ferner gibt es noch offene Fragen im Bereich der auftretenden Korrosionserscheinungen sowie der Wasser- oder Dampf-Verluste im System.

6.10 Rückkühlung

Rückkühlung notwendig, Wärme so weit wie möglich nutzen

Geothermische Anlagen, welche primär der Stromerzeugung dienen, können nur einen Teil der gewonnenen Erdwärme in Strom umwandeln. Im Sinne einer rationellen Energienutzung sowie aus Umweltaspekten ist es sinnvoll, die anfallende «Restwärme» so weit wie möglich zu nutzen. Bei einzelnen nahegelegenen Grossabnehmern aus z. B. Industrie und Gewerbe entfällt der Bau grösserer Wärmeverteilsysteme und es ist ein ganzjähriger Wärmebedarf vorhanden. Aufgrund der vergleichsweise hohen Temperaturen ist eine Kaskadennutzung am besten für eine effiziente Nutzung geeignet (Figur 27).

Kühlung mittels Wasser oder Luft

Die Rückkühlung kann mittels Wasser oder Luft erfolgen. Die Grobeinteilung der Systeme unterscheidet zwischen:

- **Wasserkühlung:**

  Wasserkühlung effizienter

  Eine Wasserkühlung erhöht den Gesamtwirkungsgrad einer Anlage erheblich. Sie kann erfolgen mittels:

  - Durchlaufkühlung mit Ablaufkühlung (Kühlanlage) bzw. ohne Ablaufkühlung.
  - Kreislaufkühlung mit Kühlanlage.

Eine Kühlung mit Wasser benötigt entsprechende Wassermengen, welche entweder einem Oberflächengewässer oder dem Grundwasser mittels untiefer Bohrungen entnommen werden müssten. Bei der Rückgabe des Kühlwassers in öffentliches Wasser sind die maximal zulässigen Temperaturveränderungen von natürlichen Gewässern einzuhalten (*Kapitel 4.3.8*).

Grössere Wassermengen benötigt, Anforderungen GSchG

– **Luftkühlung:**

Luftkühlung erfolgt mittels Betrieb von Ventilatoren (z. B. in Landau, Deutschland).

Luftkühlung überall einsetzbar

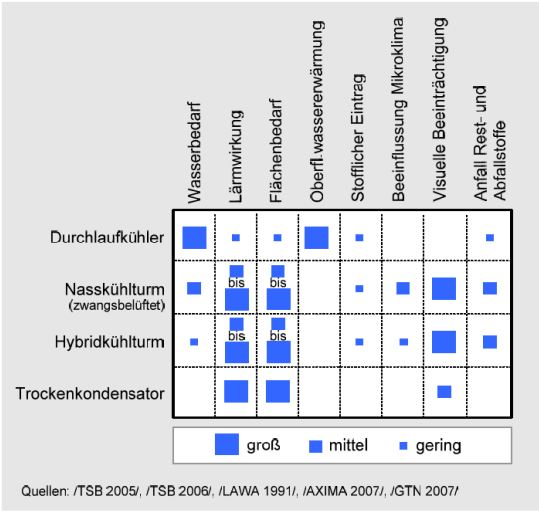
Sind andere Wärmeerzeugungsanlagen am Standort angesiedelt und besteht dort im Sommer ein Wärmeüberangebot, kann durch Nutzung dieser Wärme der Wirkungsgrad bei der Stromproduktion erhöht werden.

Kühlanlagen neuester Generation (*Figur 21*) bestehen nicht mehr aus einzelnen, hohen Türmen, sondern aus niedrigen, teilweise mehreren nebeneinander stehenden Kühleinheiten, welche sich harmonischer in die Umgebung eingliedern lassen als Kühltürme konventioneller Bauart.

Neueste Generation von Kühltürmen

Die lokale Umweltbeeinflussung unterscheidet sich zwischen den einzelnen Kühlsystemen (*Figur 25*).

Vergleich der Umwelteinwirkung verschiedener Kühlsysteme



Figur 25: Gegenüberstellung lokaler Umweltbeeinflussung durch allfällige Kühlsysteme.
(Quelle: Frick et al., 2007).

6.11 Lebensdauer geothermischer Anlagen

Geothermische Anlagen werden üblicherweise auf eine Lebensdauer von 20–50 Jahren ausgelegt.

Auslegung für 20–50 Jahre

Die Lebensdauer einer geothermischen Anlage wird im Wesentlichen durch den sogenannten «thermischen Durchbruch» begrenzt, dies ist der Zeitpunkt, an dem die von der Injektionsbohrung ausgehende Abkühlungsfront die Förderbohrung erreicht. Ein thermischer Durchbruch

Lebensdauer von thermischem Durchbruch abhängig

bedeutet nicht das sofortige Ende des Betriebes, die Leistung der Anlage verringert sich jedoch.

Thermischer Durchbruch von vielen Faktoren beeinflusst

Der Zeitpunkt des thermischen Durchbruchs ist stark von den lokalen Gegebenheiten, insbesondere der Geologie, dem Strukturinventar, dem Fluidfluss im Untergrund, dem Abstand zwischen Förder- und Injektionsbohrung, dem im Untergrund durch das geothermische System angesprochenen Volumen sowie der Förderrate abhängig.

Herauszögerung bzw. Vermeidung des thermischen Durchbruchs

Zur Hinauszögerung oder bestenfalls Vermeidung des thermischen Durchbruchs werden die Bohrlandepunkte von Förder- und Injektionsbohrung ausreichend weit voneinander geplant (meist etwa 1 bis 2.5 km horizontale Entfernung). Des Weiteren wird im Vorfeld einer Bohrung in der Regel ein thermo-hydraulisches numerisches Modell erstellt, welches in der Lage ist, die thermischen und hydraulischen Entwicklungen im Untergrund über den Nutzungszeitraum einer geothermischen Dublette oder Triplette zu simulieren. Aus diesem Modell können erste Abschätzungen zur Lebensdauer eine Anlage gewonnen werden bzw. können Betriebsparameter so angepasst werden, dass eine optimale Nachhaltigkeit der Anlage gewährleistet ist.

Anlagen-Lebensdauer auch von Anlagenkomponenten abhängig

Die Lebensdauer einer Geothermieanlage wird weiterhin durch die Lebensdauer des Materials (insbesondere Verrohrungen) begrenzt, welches hohen Belastungen ausgesetzt ist. Hier spielen vor allem Korrosion und Mineralablagerungen eine Rolle. Mineralausfällungen können ausserdem die Fliesswege im Untergrund verändern. Der Betrieb der Anlage kann durch die Anpassung der Betriebsparameter (Druckhaltung, Beigabe von Inhibitoren (d. h. von Hemmstoffen) und durch die bedarfsgerechte Auswechslung von Komponenten aufrechterhalten werden.

6.12 Entwicklungsstand der Tiefengeothermie in der Schweiz

6.12.1 Unternehmen und Organisationen

2 Schweizer Explorationsgesellschaften gegründet

Zur Erkundung des Untergrundes und der wirtschaftlichen Nutzbarmachung der Tiefengeothermie zur Stromproduktion wurden im Jahr 2010 in der Schweiz zwei Explorationsgesellschaften gegründet: die Abteilung Geothermie der Axpo Power AG sowie die Geo-Energie Suisse AG. Weitere Unternehmen und Organisationen sind schweizweit tätig (*Tabelle 6*).

Neue Geothermie-Professuren

Seitens der Forschung wird gegenwärtig die Geothermie-Professur an der Universität Neuchâtel neu besetzt. An der ETH Zürich wird der Forschungsbereich massiv ausgebaut, indem zwei Professuren speziell für die Tiefengeothermie neu geschaffen wurden. Die eine Stelle hat Prozess Technologien und die andere tiefengeothermische Energie und geologische Reservoire zum Schwerpunkt. Der Zubau an Kapazitäten an der ETH sowie anderen Forschungseinrichtungen im Bereich Tiefengeothermie entspricht der neuen energiepolitischen Ausrichtung des Bundes (vgl. *Kapitel 5.3.2*).

Firma	Abteilung / Zentrum	Tätigkeiten
Axpo Power AG	Abteilung Geothermie	Exploration und Projektentwicklung in der Schweiz und Deutschland
ETH Zürich	Competence Center Environment and Sustainability (CCES)	1. Geotherm: EGS-Forschung 2. Geoenergy Process Technology 3. Deep Geothermal Energy and Geological Reservoirs
Laboratoire Suisse de Géothermie – CREGE		Forschung
Geo-Energie Suisse AG	Kompetenzzentrum für Tiefengeothermie diverser Schweizer EVU's	Exploration, Projektentwicklung in der Schweiz
GEOTHERMIE.CH		Förderung der Geothermie im Auftrag von «EnergieSchweiz»

Tabelle 6: Wichtigste Unternehmen und Organisationen des Sektors «Tiefengeothermie».
(Quelle: GEOTHERMIE.CH).

6.12.2 Aktueller Entwicklungsstand geothermischer Projekte

Wärmeprojekte bereits realisiert, mehrere Projekte in Planung

In der Schweiz sind bereits verschiedene Geothermie-Projekte für die Wärmenutzung abgeschlossen und es werden gegenwärtig (Stand Juli 2013) zahlreiche weitere tiefengeothermische Projekte in unterschiedlichsten Entwicklungsstadien vorangetrieben, viele davon in der Westschweiz (*Anhang 3*). Aufgrund ihres Pilotcharakters liegen insbesondere «Strom-Projekte» im zeitlichen Verzug. Beim hydrothermalen Wärmeprojekt in Schlattingen, TG, wurde im Frühjahr 2013 erfolgreich die zweite Bohrung abgeschlossen. Zukünftig kann gemäss Fördertests der Wärmebedarf der Gewächshäuser von rund 19.5 GWh pro Jahr weitestgehend mit Tiefengeothermie abgedeckt und ein Verbrauch von Öl und Gas vermieden werden. Beim Strom- und Wärmeprojekt der Stadt St.Gallen ist die erste Bohrung abgeschlossen, und es werden bis Ende 2013 diverse Produktionstests im Bohrloch durchgeführt. Über die Weiterführung des Projekts wird voraussichtlich 2014 entschieden.

6.13 Zusammenfassung

Die Wärme möglichst effizient aus grosser Tiefe zu gewinnen und an die Erdoberfläche zu bringen, ist der Schlüssel zur Tiefengeothermie.

Bei der Tiefengeothermie wird zwischen hydro- und petrothermalen Systemen unterschieden.

Hydrothermale Anlagen nutzen Wasser, welches in der Tiefe von Natur aus vorkommen kann, falls offene Hohlräume vorhanden sind. Hydrothermale Anlagen sind bereits etabliert und auch in der Schweiz verwirklicht (*Anhang 3*). Nicht nur die Anlage in Riehen, auch verschiedene Thermalbäder/Spas stellen hydrothermale Anlagensysteme dar.

Petrothermale Anlagen sind unabhängig von Tiefenwasser und offenen Hohlräumen im Untergrund. Hier wird Wasser über eine Bohrung mit Druck in die tiefen Gesteinsschichten gepresst. Dies, um dort Mikrorisse zu öffnen bzw. zu vergrössern und Fliesswege zwischen den beiden Bohrungen zu schaffen (*Kapitel 6.1.1*). Mittel- bis langfristig liegt der Fokus in weiten Teilen der Welt auf dieser Technologie.

Mit chemischer und hydraulischer Stimulation können natürliche Fliessraten erhöht oder neue Wärmetauscher im Untergrund erstellt werden (*Kapitel 6.1.2*).

Der Untersuchung des Untergrunds mittels indirekter und direkter Erkundungsmethoden kommt eine besondere Bedeutung zu. Durch diese verbessert sich die Qualität der Prognose bezüglich der technisch und wirtschaftlich geeigneten Standorte enorm (*Kapitel 6.6*).

Tiefbohrungen stellen den grössten Kostenfaktor eines tiefengeothermischen Stromprojektes dar (*Kapitel 6.8.1*). Eine sehr gute Planung einschliesslich der Modellierung des Untergrundes und der Simulation der Betriebsprozesse sind essentiell. Das Kostensenkungspotenzial von Tiefbohrungen ist gross. Hierzu gehören z. B. die Wahl möglichst einfacher Bohrpfade und geeigneter Bohrgeräte sowie die sehr gute Planung (*Kapitel 6.8.7*).

Die Integration geothermischer Bauten und Anlagen in die Raumplanung (*Kapitel 4.3.10*) sowie der Natur- und Landschaftsschutz (*Kapitel 4.3.4*) sind unter Berücksichtigung geltender gesetzlicher Regelungen umzusetzen. Geothermiekraftwerke sind im Vergleich zum Flächenverbrauch anderer erneuerbarer Energien eher klein und sind architektonisch ansprechend zu gestalten. Sie sind gut in den Siedlungsraum zu integrieren. Nutzungskonflikte sollten erkannt und mittels Prioritätenliste gelöst werden (*Kapitel 6.4*).

Bei der Standortwahl steht primär die geologische Eignung des Untergrundes im Vordergrund. Es sind jedoch auch weitere Faktoren wie das Wärmeabnehmerpotenzial sowie vorhandene Infrastrukturen entscheidend. Die ersten Pilot- und Demonstrationsanlagen sollten ausserhalb von Ballungszentren errichtet werden.

Bei Stromprojekten ist die anfallende Restwärme soweit wie möglich zu nutzen (*Kapitel 6.9 und 7*). Die notwendige Rückkühlung im Kraft-

werk erfolgt mittels Luft oder, wegen des deutlich besseren Wirkungsgrades, mittels Wasser, welches aus Oberflächengewässern oder untiefen Grundwasservorkommen entnommen werden könnte. Ob bei der Wasserkühlung ein Kühlturm notwendig ist, hängt davon ab, ob durch die Kühlwasser-Einleitung bestimmte Temperaturgrenzwerte in den betroffenen Flüssen bzw. Seen überschritten werden oder nicht (*Kapitel 4.3.8*). Kühltürme heutiger Generation sind wesentlich niedriger als diejenigen konventioneller Bauart und bestehen aus einer Reihe von Einzeltürmen welche sich harmonischer in die Landschaft einfügen.

Die bei der Erkundung des tiefen Untergrundes gewonnenen Daten sind komplex. Nur eine kantonsübergreifende Zusammenführung ergibt ein aussagekräftiges Untergrundmodell für die Bewirtschaftung des Untergrunds einschliesslich der darin enthaltenen Ressourcen. Swisstopo hat das notwendige Know-how und die Infrastrukturen. Der Kanton Solothurn beteiligt sich am von swisstopo durchgeführten Projekt GeoMol CH.

7 WIRTSCHAFTLICHKEIT

7.1 Abschätzung der Wirtschaftlichkeit von Modellanlagen im Kanton Solothurn

7.1.1 Faktoren der Wirtschaftlichkeit

Temperatur und langfristig erzielbare Förderrate

Die entscheidenden Parameter für die Wirtschaftlichkeit einer tiefengeothermischen Anlage sind seitens des Reservoirs die Förderrate, die Temperatur im Zielhorizont sowie die chemische Zusammensetzung der Tiefenwässer. Des Weiteren können bei geringen Untergrundkenntnissen unerwartete technische Probleme bei der Bohrung auftreten, die hohe Mehrkosten verursachen können.

Wärmenutzung und Kraftwerkstechnik

Neben den geologisch-hydrogeologischen Faktoren ist auch der Grad der Wärmenutzung durch Wärmeabnehmer und die Anwesenheit von existierenden Fernwärmenetzen (*Kapitel 6.3*) sowie die Kraftwerkstechnik einschliesslich Rückkühlung (*Kapitel 6.9 und 6.10*) entscheidend für die Wirtschaftlichkeit.

7.1.2 Standort und Randbedingungen der Beispielanlagen

Wahl von zwei Standorten

Ziel der Standortsuche für die zwei Modellanlagen war die Auswahl von zwei Regionen, welche die Möglichkeiten der Tiefengeothermienutzung im Kanton Solothurn gut repräsentieren können. Für diese Modellanlagen werden Wirtschaftlichkeitsrechnungen unter Berücksichtigung aktueller Fördermöglichkeiten durchgeführt und analysiert.

Verschiedene Auswahlkriterien

Für die Standortsuche sind verschiedenste Kriterien relevant (*Kapitel 6.3*). Für die beiden Modelanlagen wurden folgende Aspekte bei der Auswahl berücksichtigt:

- **Geologische und hydrogeologische Verhältnisse:**

  Wasserführende Strukturen wie z. B. Störungen und Grabenstrukturen sind von besonderer Bedeutung und wurden bei der Auswahl entsprechend hoch bewertet.

- **Mächtigkeit der sedimentären Einheiten:**

  Innerhalb der sedimentären Einheiten besteht ein erhöhtes Risiko, dass bohrtechnische Schwierigkeiten auftreten. Regionen, in denen Kristallin in geringen Tiefenlagen vorliegt, werden daher bevorzugt.

- **Temperaturverteilung in der Tiefe:**

  Positive Wärmeanomalien können als Hinweis auf tiefe Fluidzirkulationen gedeutet werden. Gebiete mit solchen Wärmeanomalien sind daher von Bedeutung für die Beurteilung des Standorts, da sich dadurch allenfalls die Bohrtiefe reduziert.

- **Spannungsfeld:**

  Wasserzirkulationen sind in Gebieten mit Krustendehnung (Abschiebungs-Regime) oder bei Vorliegen von Blattverschiebungen wahrscheinlicher, als wenn ein Gebiet unter Kompression steht («Aufschiebungs-Regime»).

- **Rezente seismische Aktivität:**

  Die natürliche Seismizität liefert Hinweise darauf, welche Strukturen noch aktiv sind. Dort können offene Störungen mit Tiefenwasseraufstiegen sowie stärker geklüftete Bereiche vorliegen. Hier könnten im Idealfall hydrothermale Bedingungen angetroffen werden, für deren wirtschaftliche Nutzung eine nur geringe hydraulische Stimulation notwendig ist.

  Seismisch ruhige und weniger strukturierte Gebiete abseits der Störungen sind hinsichtlich der hydraulischen Stimulation besser geeignet, um die seismischen Risiken bei der Stimulation und beim Betrieb zu reduzieren.

- **Siedlungsdichte:**

  Aufgrund der notwendigen hydraulischen Stimulation und der natürlichen Erdbebengefährdung werden für erste petrothermale Anlagen Standorte ausserhalb von Ballungszentren bevorzugt.

- **Wärmeabnehmerstruktur:**

  Bei einer kombinierten Strom- und Wärmegewinnung sind Gebiete attraktiv, in denen Wärmeabsatzmöglichkeiten bestehen. Vorhandene Wärmenetze sind von Vorteil wie auch die Möglichkeit, Betriebe mit geeignetem Wärmebedarf ansiedeln zu können (Gewächshäuser, Fischzucht, Holztrocknung, etc.)

- **Kataster:**

  Naturschutzgebiete und weitere Gebiete, in denen keine Bohrungen abgeteuft werden dürfen, wurden bei der Auswahl berücksichtigt.

Ergebnis der Standortevaluation

Ergebnis der Standortevaluation

Als Ergebnis des Auswahlprozesses wurden die beiden Regionen Jura-Südfuss (Standort 1) und Schwarzbubenland (Standort 2) festgelegt.

Beide Standorte sind infrastrukturell sehr gut erschlossen, und es ist ein grosses Wärmeabnehmerpotenzial vorhanden, auch hinsichtlich industrieller und gewerblicher Grosskunden (*Beilage 13*). Des Weiteren liegt die Standortregion Jura-Südfuss, nicht unmittelbar in einem Gebiet mit erhöhter Erdbebenaktivität (*Beilage 3 und Beilage 4*). Dennoch kann vermutet werden, dass das Kristallin strukturiert ist und daher natürliche Tiefenwässer vorliegen können, welche sich positiv auf die Förderrate und die Lebensdauer der Anlage auswirken würden. Gleichzeitig ist von Vorteil, dass an beiden Standorten das Kristallin in geringer Tiefe vorliegt (*Beilage 5*). Dies gilt insbesondere für den Standort Schwarzbubenland. Naturschutzgebiete liegen nicht vor.

Bei der Berechnung der Leistung und der Wirtschaftlichkeit einer Modellanlage für die beiden Standorte müssen verschiedene Randbedingungen bekannt sein bzw. definiert werden. Die beiden wichtigsten Grössen in Bezug auf die geothermische Gesamtleistung des Geothermieanlage sind die Fördertemperatur und die Förderrate. Für Erstgenanntes wurde eine Temperatur von 150°C festgelegt und für die Förderraten wurden 3 Varianten definiert (*Tabelle 7*). Die Förderraten sind abhängig von der Durchlässigkeit der genutzten Gesteinszone. Da eine Prognose der zu erzielenden Durchlässigkeit aufgrund fehlender Datenbasis nur sehr begrenzt möglich ist, orientieren sich die verwendeten Werte an den Werten bestehender EGS-Systeme.

Parameter	Wert	Einheit
Fördertemperatur	150	°C
Förderrate		
pessimistischer Wert	20	l/s
mittlerer Wert	40	l/s
optimistischer Wert	60	l/s

Tabelle 7: Basisparameter für die Geothermie-Nutzungsvarianten.

Um die Fördertemperatur von 150°C zu erreichen müssen die Bohrungen, abhängig vom Temperaturgradienten, entsprechend tief abgeteuft werden. Aus der Temperaturprognose für den Untergrund (vgl. *Kapitel 3*) wurden für die beiden ausgewählten Standorte Jura-Südfuss (Stratigraphisches Prognoseprofil: *Beilage 14*) und Schwarzbubenland (Stratigraphisches Prognoseprofil: *Beilage 15*) die notwendigen Bohrtiefen abgeleitet (*Tabelle 8*).

Standort Anlage	Bohrtiefe (150°C)
Jura-Südfuss	4'000 m u. T.
Schwarzbubenland	3'640 m u. T.

Tabelle 8: Basisparameter für die Geothermie-Nutzungsvarianten.

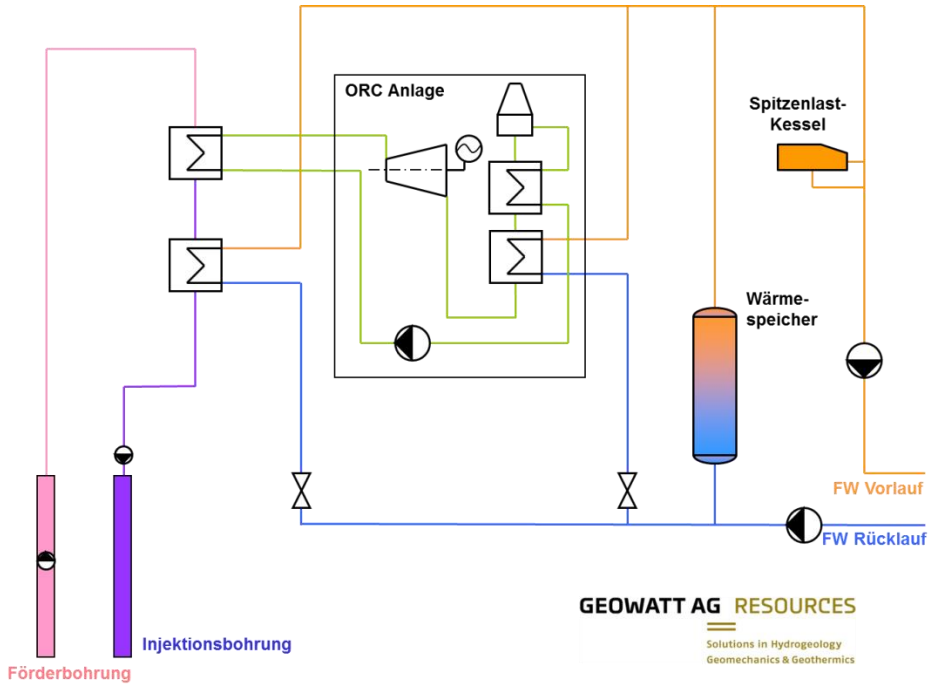
7.1.3 Aufbau der Modellanlage

Kombinierte Strom- und Wärme-Anlage

Bei der vorgegebenen Fördertemperatur von 150°C sind verschiedene Nutzungsmöglichkeiten denkbar. Dazu gehört die reine Wärmenutzung, die Stromproduktion und die kombinierte Wärme- und Stromgewinnung. Als Modellanlage für die Geothermienutzung wurde ein Hybridsystem ausgewählt, das eine kombinierte Wärme- und Stromgewinnung erlaubt. Basis dieses Hybridsystems ist eine Dublettenanlage für den eigentlichen Geothermiekreislauf. Diese Dublettenanlage besteht aus 2 Bohrungen, der Förder- und der Injektionsbohrung, sowie weiteren Anlagenteilen. Zu diesen Anlagenteilen gehören unter anderem Wärmetauscher (WT), Pumpen, Turbinen und ein Kühlturm (*Figur 26*).

Funktionsprinzip der Anlagen

Das grobe Funktionsprinzip kann anhand von zwei Funktionsschritten erläutert werden. In einem ersten Schritt erwärmt das heisse Tiefenwasser über einen Wärmetauscher das Arbeitsmittel im Kraftwerk, welches zur Stromerzeugung über die Turbine geführt wird. Im zweiten Schritt wird über einen nachgeschalteten Wärmetauscher die verbleibende Wärme des Tiefenwassers an den Heizkreislauf übergeben. Gemeinsam mit «Abwärme» aus dem Stromerzeugungsprozess wird damit das Fernwärmenetz versorgt. In diesem System ist keine Wärmepumpe erforderlich.

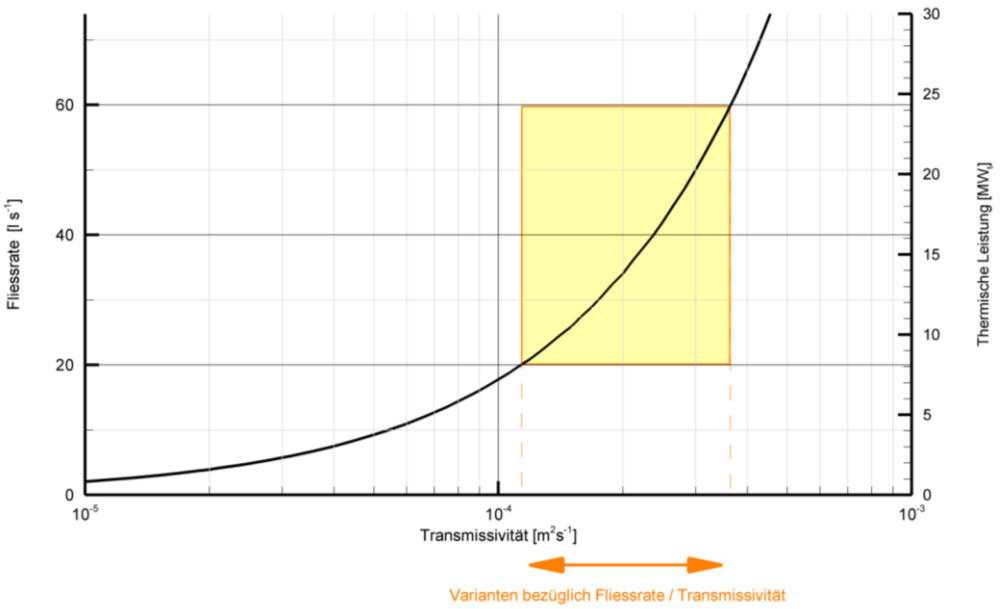


Figur 26: Prinzipschema der Modellanlagen.

7.1.4 Förderrate und Entzugsleistungen

Thermische Leistung der Anlagen

Der Geothermie-Kreis der Modellanlage, die im vorangehenden Kapitel skizziert wurde, besteht im Wesentlichen aus einem Dubletten-System. Die thermische Leistung für ein solches Dubletten-System hängt vor allem von der Transmissivität bzw. der Durchlässigkeit und der Mächtigkeit des Aquifers sowie der Fluid-Temperatur ab (*Figur 27*).



Figur 27: Abhängigkeit der thermischen Leistung und der Fliessrate einer Dublette von der Transmissivität der genutzten Gesteinszone.

Berechnung der Abstände der Bohrlandepunkte in der Tiefe

Die maximale Fliessrate und der optimale Abstand zwischen den Bohrungen einer Dublette kann unter der Annahme von weiteren Parametern berechnet werden (Gringarten, 1978) (Parameter siehe *Tabelle 9).*

Parameter	Wert	Einheit
Bohrlochradius im Fassungsbereich	0.1	m
Max. Druckabsenkung	200	m
Wärmekapazität des Aquifers	2.2×10^6	J/ m^3 K
Wärmekapazität des Fluids	4.2×10^6	J/ m^3 K
Nutzungsdauer	30	Jahre
Fördertemperatur	150	°C
Reinjektionstemperatur	55	°C

Tabelle 9: Parameter-Werte der Modellanlagen.
Parameter für die Berechnung der optimalen Fliessrate, des Bohrlochabstandes und der thermischen Leistung eines Dublettensystems.

Berechnung der thermischen Leistung

Die thermische Leistung einer Dublette ist gegeben durch:

$$P = \rho_w c_w \cdot Q \cdot (T_{prod} - T_{reinj})$$

mit:

P	=	Thermische Leistung [W]
ρ_w	=	Dichte des Fluids [kg/m^3]
c_w	=	Wärmekapazität des Fluids [J/ m^3 K]
Q	=	Förderrate [m^3/s]
T_{prod}	=	Temperatur des geförderten Fluids [K]
T_{reinj}	=	Temperatur des reinjizierten Fluids [K]

Den Berechnungen liegt die Annahme zugrunde, dass die Fördertemperatur 150°C und die Reinjektionstemperatur 55°C betragen. Eine Kaskadennutzung mit weiteren Wärmenutzern, welche zu niedrigeren Injektionstemperaturen führen würde, ist nicht vorgesehen.

Die Fliessrate und die thermische Leistung sind direkt von der Durchlässigkeit bzw. der Transmissivität der genutzten Gesteinszone und der Fördertemperatur abhängig (*Figur 27*). Zusätzlich wird der entsprechende Zusammenhang auch für die thermische Leistung gezeigt. Aus der Abbildung wird u.a. ersichtlich, dass die erforderlichen Transmissivitäten für die Varianten der Förderrate (20 l/s; 40 l/s; 60 l/s) zwischen 10^{-4} m^{2}s^{-1} und 5×10^{-4} m^{2}s^{-1} liegen.

7.1.5 Wärme- und Stromproduktion der Modellanlagen

Viele Einflussfaktoren

Die Wärme- und Strommenge, die mit einer Geothermieanlage produziert werden kann, hängt von vielen Faktoren ab. Für den Geothermiekreislauf wurde der Zusammenhang zwischen der thermischen Leistung der Dublette und den wesentlichen Einflussfaktoren wie beispielsweise Fördertemperatur, Injektionstemperatur und Transmissivität im vorangehenden Abschnitt dargestellt. Beim Betrieb eines Hybridsystems mit kombinierter Wärme- und Stromproduktion sind eine Reihe von weiteren Faktoren massgeblich. Die Parameter wurden für beide Standorte definiert (*Tabelle 10*).

	Parameter	Wert	Einheit
Zeitlich	Jährliche Betriebszeit Strom	8000	Stunden
	Jährliche Betriebszeit Wärme	3000	Stunden
	Nutzungsdauer	30	Jahre
Thermisch	Fördertemperatur	150	°C
	Reinjektionstemperatur	55	°C
	FW-Vorlauftemperatur	80	°C
	Spezifische Wärmekapazität des Fluids	4.7	J / (m^3 K)
Hydraulisch	Maximale Druckabsenkung im Bohrloch	200	m
	Bohrlochradius im Fassungsbereich	0.1	m

Tabelle 10: Konstante Betriebsparameter für die Berechnung der thermischen und elektrischen Leistung der Modellanlage für den Standort Jura-Südfuss bzw. Schwarzbubenland.

3 Modellvarianten gerechnet

Basierend auf den Betriebsparametern (*Tabelle 10*) wurde die thermische und elektrische Leistung und die jährlich produzierten Energiemengen für drei Varianten der Förderrate berechnet. Die Ergebnisse dieser Berechnungen bilden die Grundlage für die weiteren Wirtschaftlichkeitsberechnungen und werden in der folgenden Tabelle gezeigt.

Parameter	Wert			Einheit
Förderrate	60	40	20	l/s
Transmissivität	4.02×10^{-4}	2.62×10^{-4}	1.25×10^{-4}	m^2s^{-1}
Thermische Leistung Fernwärme	7'025	4'680	2'346	kW
Elektrische Leistung	2'361	1'572	788	kW_e
Jährliche Wärmeprod. Fernwärme	21.1	14.0	7.0	GWh / a
Jährliche elektrische Energie	18.9	12.6	6.3	GWh_e/a

Tabelle 11: Thermische und elektrische Leistung und jährlich produzierter Strom und Wärme für den Betrieb der Modellanlage an den Standorten Jura-Südfuss und Schwarzbubenland.

7.1.6 Kosten für Bohrung und Ausbau

Kosten für Bohrung und Ausbau

Die Kosten für die Bohrungen setzen sich aus mehreren Komponenten zusammen. Neben den Kosten für das Abteufen der Bohrungen entstehen weitere Kosten durch die Vorbereitung des Bohrplatzes, die Durchführung von Bohrloch- und Durchlässigkeitsmessungen (Logging und Fördertests) sowie die Verschiebung der Bohranlage von der Injektionsbohrung zur Förderbohrung (vgl. *Kapitel 6.8*). Da die Kosten für die Elektroerschliessung und die Infrastruktur am Bohrplatz auch von den Förderraten abhängen (Pumpenleistung, Abwassermengen beim Fördertest etc.) werden diese Kosten im Zusammenhang mit den Wirtschaftlichkeitsrechnungen für die beiden Standorte und die 3 Varianten der Förderraten berücksichtigt.

Die Kosten für die zweite Bohrung liegen üblicherweise unter denen der ersten Bohrung, da auf Erfahrungen bei der ersten Bohrung zurückgegriffen werden kann (*Tabelle 12*). Bei der Kostenabschätzung wurde angenommen, dass die Kosten der zweiten Bohrung 20% unter denen der ersten Bohrung liegen.

Parameter	**Wert**		**Einheit**
	Jura-Südfuss	**Schwarzbubenland**	
Erste Bohrung	12'800'000	10'900'000	CHF
Zweite Bohrung	10'200'000	8'800'000	CHF
Zusatzarbeiten Logging, Fördertests, Bewegung des Bohrturms	4'500'000	3'900'000	CHF
Total	**27'500'000**	**23'600'000**	**CHF**

Tabelle 12: Zusammensetzung der Bohrkosten für die beiden Standorte Jura-Südfuss und Schwarzbubenland.

7.1.7 Investitions- und Stromgestehungskosten für die Modellanlagen

Bohrungen teuerster Teil des Projekts

Bei der kombinierten Strom- und Wärmegewinnung entstehen die grössten Kosten durch die Erstellung der Bohrungen und durch die Erstellung des Fernwärmenetzes. Die Bohrkosten sind dabei in erster Linie von der Bohrtiefe bzw. der angestrebten Fördertemperatur abhängig. Die Kosten für das Fernwärmenetz werden vor allem durch die jährliche Wärmemenge und die Wärmeabsatzdichte (Wärmeabsatz pro Laufmeter Fernwärmeleitung) bestimmt.

Weitere Kosten

Bei den Investitionskosten sind weitere Kosten in den Bereichen Infrastruktur Bohrung (Elektroerschliessung, Infrastruktur Bohrplatz), Geokreislauf (Förder- und Injektionspumpe, Wärmetauscher, Rohrleitungen, Filter), Kraftwerk (Turbine, Generator, Gebäude, Kühlturm) und Infrastruktur Fernwärmenetz (Verrohrung, Übergabestationen, Elektroverteilung) zu berücksichtigen. Diese Kosten sind vor allem abhängig von der Fördertemperatur, der Förderrate und der Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes. Die Kosten für das seismische Messnetz zur Überwachung der Bohr- und Reservoirerzeugungsarbeiten sind nicht berücksichtigt.

Die berechneten Investitionskosten für die Modellanlagen werden für die beiden Standorte Jura-Südfuss und Schwarzbubenland separat aufgeführt. Die Betriebsparameter, die als Grundlage für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit herangezogen werden, sind als konstant angenommen (*Tabelle 13*).

Parameter	Wert	Einheit
Stromkosten für Pumpenbetrieb	0.15	CHF/kWh$_e$
Wärmeverkaufserlös	0.15	CHF/kWh
Zinssatz	4%	
Finanzierungsdauer	25	Jahre

Tabelle 13: Konstante Betriebsparameter für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen.

Berechnung

Durch die Festlegung des Wärmeverkaufspreises (*Tabelle 13*) und der Annahme, dass die gesamte produzierte Fernwärme verkauft werden kann, ist es möglich, aus den produzierten Energiemengen für Wärme und Strom, die Stromgestehungskosten zu berechnen. Hierzu werden mittels der Finanzierungsannahmen zunächst (Finanzierungsdauer, Zinssatz) die jährlichen Investitionskosten bestimmt. Zu diesen jährlichen Investitionskosten werden die Betriebskosten (Pumpen, Verwaltung, Nebenkosten, etc.) addiert und mit den Einnahmen aus dem Wärmeverkauf verrechnet. Die Stromgestehungskosten berechnen sich aus dem Verhältnis der verbleibenden jährlichen Kosten zur jährlich produzierten Strommenge.

Investitions- und Stromgestehungskosten: Strom und Wärme

Von Bohrungen abgesehen, gleiche Beträge

Die notwendigen Investitionen für die Modellanlagen an den Standorten Jura-Südfuss und Schwarzbubenland sowie die darauf basierenden Stromgestehungskosten wurden für die drei Varianten bezüglich der Förderrate berechnet (*Tabelle 14*). Abgesehen von der Bohrung ergeben sich für die Investitionen bei beiden Anlagestandorten gleiche Beträge, da die notwendigen Investitionen in erster Linie von Fördertemperatur und Förderrate abhängen und nicht von der Tiefe der Bohrung. Als Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsberechnung ergeben sich im günstigsten Fall, d.h. für eine Förderrate von 60 l/s Stromgestehungskosten von 24 bzw. 26 Rp./kWh (*Tabelle 14*). Für eine Förderrate von 40 l/s ergeben sich Stromgestehungskosten von 33 bzw. 36 Rp./kWh. Im ungünstigsten Fall (Förderrate = 20 l/s) betragen die Stromgestehungskosten 59 bzw. 66 Rp./kWh.

Annahme: Wärmeabsatz über ein neu zu bauendes Fernwärmenetz

Die Stromgestehungskosten wurden für die Annahme berechnet, dass die produzierte Wärme ausschliesslich über ein Fernwärmenetz abgesetzt wird und dass dieses Fernwärmenetz komplett neu aufgebaut werden muss.

Die Kosten für das Fernwärmenetz sind abhängig von der Gesamtwärmemenge, die durch das Netz verteilt werden kann, vom spezifischen Preis pro Laufmeter Wärmenetz und von der Wärmedichte. Die Wärmedichte beschreibt hierbei die mittlere Wärmeabgabe pro Laufmeter. Bei der Gesamtwärmemenge ist zu berücksichtigen, dass sich diese aus der Grundlast und der Spitzenlast zusammensetzt. Für die durchgeführten Berechnungen wurden folgende Annahmen getroffen:

– Die Gesamtwärmemenge, die durch das Netz abgegeben wird, ist dreimal so hoch wie die Grundlast.

– Die spezifischen Kosten pro Laufmeter Fernwärmenetz betragen 1.25 Millionen CHF pro km.

– Für die Wärmedichte wurde ein konservativer Wert von 3 GWh pro Jahr und Kilometer (Netzlänge) angenommen.

Gelingt es, Betriebe mit einem geeigneten Wärmebedarf direkt vor Ort anzusiedeln, können die Kosten für das Wärmenetz in etwa halbiert und damit auch die Stromgestehungskosten erheblich gesenkt werden.

	Parameter	**Wert**			**Einheit**
	Förderrate	60	40	20	l/s
Investitionen					
Infrastruktur (Bohrung)	Elektroerschliessung	190'000	170'000	150'000	CHF
	Infrastruktur Bohrplatz	1'860'000	1'660'000	1'470'000	CHF
	Bohrungen (Dublette) Standort 1 (Jura-Südfuss) Standort 2 (Schwarzbubenland)	 27'500'000 23'600'000	 27'500'000 23'600'000	 27'500'000 23'600'000	 CHF CHF
Geokreis	Pumpen	1'790'000	1'290'000	800'000	CHF
	WT / Rohrleitung / Filter	620'000	560'000	480'000	CHF
Kraftwerk	Turbine / Generator	6'020'000	4'340'000	2'670'000	CHF
	Gebäude	2'840'000	2'620'000	2'410'000	CHF
	Kühlturm	1'040'000	960'000	880'000	CHF
Infrastruktur (Netz)	Wärmeteil / Verrohrung	740'000	690'000	650'000	CHF
	Elektroverteilung	650'000	620'000	590'000	CHF
	Fernwärmenetz Neubau	26'300'000	17'500'000	8'800'000	CHF
Sonstiges	Honorar / Nebenkosten	12 %	12 %	12 %	CHF
	Unvorhergesehenes	15 %	15 %	15 %	CHF
Total	Standort 1 (Jura-Südfuss) Standort 2 (Schwarzbubenland)	89.6 Mio. 84.5 Mio.	64.6 Mio. 69.5 Mio.	49.6 Mio. 54.7 Mio.	CHF CHF
Stromgestehungskosten bei Berücksichtigung Wärmesektor					
Kosten pro kWh Strom Standort 1 (Jura-Südfuss) Standort 2 (Schwarzbubenland)		 0.26 0.24	 0.36 0.33	 0.66 0.59	 CHF CHF

Tabelle 14: Investitions- und Stromgestehungskosten für beide Standorte bei Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit des Wärmesektors.

Reine Stromgestehungskosten

Reine Stromgestehungskosten

In der oben ausgeführten Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurden die beiden Sektoren «Strom» und «Wärme» berücksichtigt.

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für reine Stromproduktion ergibt nur geringfügig höhere Stromgestehungskosten als im obigen Modellfall (mit Wärmeproduktion). Die Kosten für die Stromproduktion liegen im optimistischen Szenario mit einer Förderrate von 60 l/s bei knapp 30 Rp./kWh. Die Stromgestehungskosten steigen jedoch im ungünstigen Szenario auf bis fast 70 Rp./kWh, wenn die erzielbare Förderrate nur im Bereich von 20 l/s liegt.

Stromgestehungskosten				
Förderrate	60	40	20	l/s
Kosten pro kWh Strom				
Standort 1 (Jura-Südfuss)	0.28	0.38	0.68	CHF
Standort 2 (Schwarzbubenland)	0.26	0.35	0.61	CHF

Tabelle 15: Investitions- und Stromgestehungskosten (ohne Wärmesektor).

Die vergleichsweise geringen Unterschiede sind darin begründet, dass bei obiger Betrachtung das gesamte Fernwärmenetz neu gebaut werden muss und somit die Gewinne aus dem Wärmesektor bis zur Amortisation der Investitionen vergleichsweise gering ausfallen.

7.1.8 Einnahmen Stromverkauf

Einnahmen Stromverkauf

Tiefengeothermisch produzierter Strom wird aktuell mit 40 Rp./kWh über einen Zeitraum von 20 Jahren vergütet. Werden die angedachten Massnahmen der Energiestrategie 2050 umgesetzt, erhöht sich für petrothermale Anlagen die KEV durch einen Technologiebonus auf 47.5 Rp./kWh. Nach Ablauf der Vergütungsdauer wird der Strom zum Marktpreis verkauft werden müssen. Studien prognostizieren, dass der Marktpreis für Strom zukünftig eher steigen wird.

Insgesamt würde die KEV die Stromgestehungskosten bei den Szenarien 60 und 40 l/s abdecken. Das pessimistische Szenario wäre aus Gründen der mangelnden Untergrundeignung des Standorts (zu geringe Schüttung) nicht wirtschaftlich.

Die Vernehmlassungsvorlage zur Energiestrategie 2050 sieht vor, für Anlagen, deren Wirtschaftlichkeit stark von derjenigen der Referenzanlage abweicht, die Vergütung anzupassen. Diese Ausnahmeregelung könnte den beiden Modellanlagen im Falle einer zu geringen Schüttung (pessimistisches Modell mit 20 l/s) zugutekommen. Die Botschaft zur Energiestrategie 2050 erfolgt voraussichtlich im September 2013. Ob und wie die Fördermassnahmen allenfalls noch modifiziert werden, ist aktuell (Stand 15. August 2013) nicht absehbar.

7.2 Deckung des Wärme- und Strombedarfs im Kanton Solothurn

7.2.1 Wärmeabnehmerpotenziale

Einleitung

Grundtypen von Wärmeabnehmern

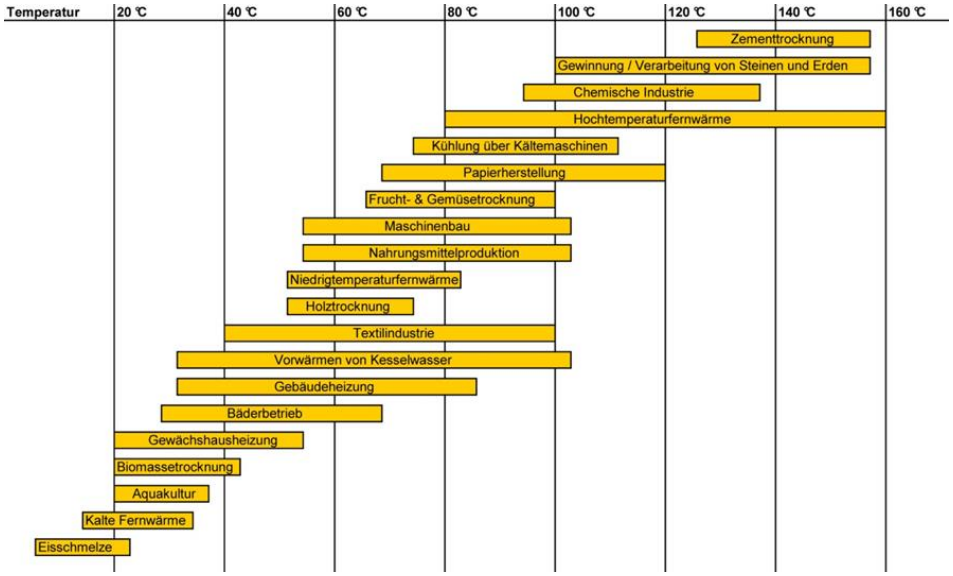
Drei Grundtypen von potenziellen Wärmeabnehmern werden bei der Tiefengeothermie unterschieden:

- Dicht bebaute Siedlungsgebiete (Gebäudeheizung und Warmwasserbereitung).
- Prozesswärme in gewerblichen oder industriellen Prozessen.
- Solenutzung in einem Thermalbad.

Kenntnisse über Wärmeabnehmerpotenziale entscheidend

Bei der Nutzung der Tiefengeothermie kann zwischen reiner Wärmeproduktion, Stromerzeugung und einer kombinierten Wärme- und Stromproduktion unterschieden werden. Die reine Stromproduktion hat den Vorteil, dass der Standort des Kraftwerks weitgehend unabhängig vom Verbraucher ist. Im Gegensatz dazu setzt die Wärmeproduktion ein nahe gelegenes Abnehmerpotenzial voraus, da der Transport von Wärme im Vergleich zum Strom sehr teuer ist. Selbst wenn das vorrangige Ziel der Tiefengeothermienutzung die Stromproduktion ist, macht es Sinn, mögliche Wärmeabsatzpotenziale genau abzuklären. Dies, da der Gesamtwirkungsgrad bei einer kombinierten Strom- und Wärmenutzung höher ist, die Strom- bzw. Wärmegestehungskosten gesenkt werden können und sich die ökologische Bilanz verbessert.

Im besten Fall erfolgt eine Kaskadennutzung. Dabei wird die Wärme für verschiedene Zwecke (*Figur 28*) mit unterschiedlichen Temperaturanforderungen nacheinander genutzt und damit der Gesamtwirkungsgrad der Anlage nochmals gesteigert. Zum Nettoanlagenwirkungsgrad der Stromerzeugung (Bruttoerzeugung – sämtlicher Eigenverbrauch) addieren sich die Nutzungsgrade der Wärmenutzungen. Diese Definition richtet sich nach der VDI-Richtlinie 4608.



Figur 28: Wärmenutzung auf verschiedenen Temperaturniveaus.
(Quelle: GeoThermal Engineering GmbH, modifiziert nach Lund 2009).

Spezifische Bedarfsprofile wichtig

Im Gegensatz zur Stromproduktion, die unabhängig von einem konkreten Bedarfsprofil geplant werden kann, müssen bei der Planung der Wärmeproduktion das Wärmeabnahmepotenzial und die unterschiedlichen Anforderungen der Wärmeabnehmer berücksichtigt werden. Diese Anforderungen können je nach Abnehmerstruktur relativ komplex werden, da die einzelnen Abnehmer zu unterschiedlichen Zeiten unterschiedliche Wärmemengen auf unterschiedlichen Temperaturniveaus benötigen. Idealerweise ergänzen sich die Verbraucher und nutzen die Wärme kaskadenartig vom höchsten bis zum tiefsten Temperaturniveau oder antizyklisch hinsichtlich des Zeitpunktes.

7.2.2 Wärmeabnehmerpotenziale im Kanton Solothurn

Um die potenziellen Wärmeabnehmerstrukturen qualitativ und quantitativ zu charakterisieren, wurden Informationen über Grossfeuerungsanlagen und Fernwärmenetze im Kanton Solothurn recherchiert und zusammengestellt. Dazu wurden die Bauzonen für eine mögliche Fernwärmeversorgung mitberücksichtigt (*Beilage 13*).

Standortermittlung Wärmegrossverbraucher

Für die Zusammenstellung der Grossfeuerungsanlagen und Fernwärmenetze im Kanton Solothurn wurden folgende Datenquellen verwendet:

- Fernwärmenetze (Quelle: Verband «Fernwärme Schweiz»). Installierte Leistung: 80 MW.
- Holzanlage, grösser als 70 kW (Quelle: Kanton Solothurn). Installierte Leistung: 33 MW.
- Erdgasanlagen, grösser als 500 kW (Quelle: Kanton Solothurn). Installierte Leistung: 105 MW.
- Heizölanlagen, grösser als 500 kW (Quelle: Kanton Solothurn) Installierte Leistung: 100 MW.

Die vorhandenen Blockheizkraftwerke (BHKWs) wurden aufgrund der relativ geringen Leistung nicht berücksichtigt (Total 10 MW).

Installierte Thermische Gesamt-Leistung 320 MW_{th}

Die installierte Gesamtwärmeleistung der zusammengestellten Anlagen beträgt 320 MW. Die Anlagen produzieren jährlich eine Wärmemenge von etwa 1'900 GWh. Diese Wärmemenge entspricht mehr als einem Drittel des gesamten Wärmebedarfs des Kantons Solothurn. Aufgrund des hohen Anteils an der Gesamtwärmeproduktion kann die Verteilung der zusammengestellten Anlagen und Fernwärmenetze als repräsentativ für die Verteilung der Wärmeabnehmer im Kanton angesehen werden.

Grösstes Hauptabnehmerpotenzial am Jura-Südfuss

Der grösste Teil der Wärmegrossbezüger ist am Jura Südfuss lokalisiert (*Beilage 13*), und zwar in den Einzugsgebieten von Olten, Oensingen, Solothurn und Grenchen. Die Regionen Balsthal, Breitenbach und Dornach weisen ebenfalls noch Wärmegrossverbraucher auf.

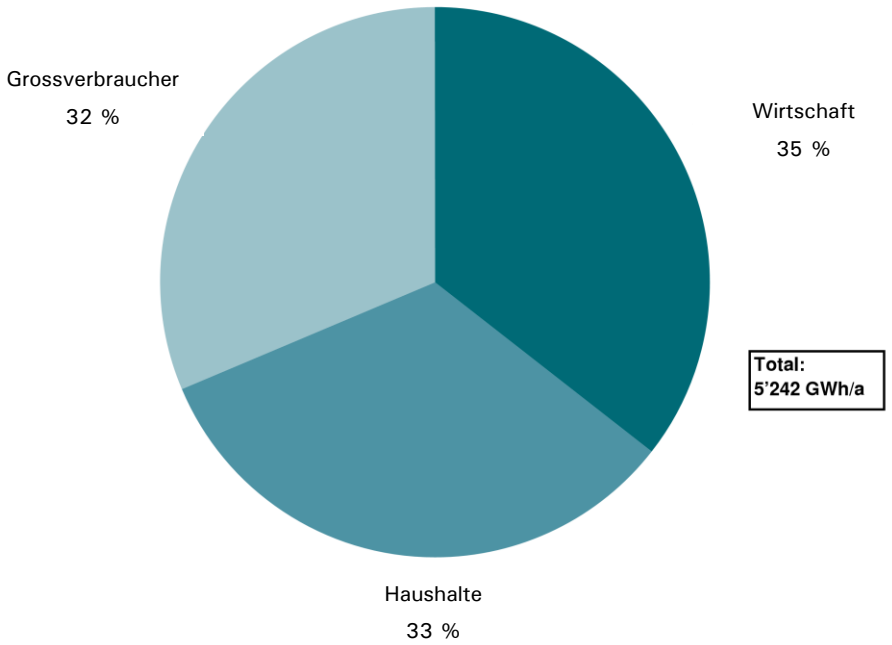
Tiefengeothermie ist auch ideal für die Versorgung von ganzen Quartieren. Und dies auch bei älterer Bausubstanz und höherem Wärmebedarf bzw. höheren Vorlauftemperaturen. Die gesamten Bauzonen sind daher ebenfalls als potenzielle Wärmeabnehmer zu klassieren. Idealerweise ist bereits ein Wärmenetz installiert, welches ausgebaut werden kann (z. B. Stadt Solothurn, Raum Olten und Dornach).

7.2.3 Wärmebedarf im Kanton Solothurn

Wärmebedarf 2009 im Kanton Solothurn: 5'242 GWh

Der Wärmebedarf des Kantons Solothurn betrug im Jahr 2009 5'242 GWh. Davon fallen 1'867 GWh (35 %) in den Bereich Wirtschaft ohne Grossverbraucher, 1'723 GWh (33 %) in den Bereich Haushalte und 1'653 GWh (32 %) in den Bereich Grossverbraucher (*Figur 29*).

Wirtschaft und Grossverbraucher benötigen etwa 2/3 der Wärme



Figur 29: Wärmebedarf im Kanton Solothurn nach Sektoren. (Econcept, 2011).

7.2.4 Strombedarf im Kanton Solothurn

Strombedarf 2009 im Kanton Solothurn: 2‘685 GWh

Im Kanton Solothurn wurden im Jahr 2009 insgesamt 9‘943 GWh Energie verbraucht. Davon entfallen 5'242 GWh auf den Wärmesektor (*Kapitel 7.2.3*). 27 % des Gesamtenergieverbrauchs entfielen im Jahr 2009 auf den Stromsektor, d. h. es wurden 2‘685 GWh Strom benötigt (Econcept, 2011).

7.2.5 Strom- und Wärmebedarfsdeckung im Kanton Solothurn durch Modellanlagen

Eine einzelne Modellanlage könnte, abhängig vom Szenario bezüglich Förderrate, bei oben aufgeführten Annahmen 0.4, 0.3 bzw. 0.1 % des Wärmebedarfs aller Sektoren im Kanton Solothurn abdecken (*Tabelle 16*). Bezogen auf Haushalte könnten 1‘200, 800 bzw. 400 mit Wärme versorgt werden.

Hinsichtlich Stromversorgung könnte eine der oben dargestellten Modellanlagen 0.7, 0.5 bzw. 0.2 % des Gesamtverbrauchs im Kanton Solothurn abgedeckt werden (*Tabelle 16*). Auf Haushalte umgerechnet entspricht dies einer Versorgung von 3‘200, 2‘000 bzw. 1‘000 Haushalten mit Strom.

Szenario	**Förderrate**			**Einheit**
	60	40	20	l/s
Wärme				
Thermische Leistung	7.0	4.7	2.3	MW_{th}
Wärmeproduktion/Jahr	21.0	14.0	7.0	GWh/Jahr
Wärmeverbrauch Kanton	5'242	5'242	5'242	GWh/Jahr
Wärmeverbrauch Haushalte (33 %)	1'730	1'730	1'730	GWh/Jahr
Wärmeverbrauch/Haushalt*	0.017	0.017	0.017	GWh/Jahr
Modellanlage Deckung Wärmebedarf Kanton Solothurn				
%-Anteil (Gesamtbedarf)	**0.4**	**0.3**	**0.1**	**%**
Haushalte, versorgt*	**1'200**	**800**	**400**	**Haushalte**
Strom				
Elektrische Leistung	2.3	1.6	0.8	MW_{el}
Stromproduktion/Jahr	19.0	12.5	6.0	GWh/Jahr
Stromverbrauch Kanton	2'590	2'590	2'590	GWh/Jahr
Stromverbrauch Haushalte (23 %)	596	596	596	GWh/Jahr
Stromverbrauch/Haushalt*	0.006	0.006	0.006	GWh/Jahr
Modellanlage Deckung Strombedarf Kanton Solothurn				
%-Anteil (Gesamtbedarf)	**0.7**	**0.5**	**0.2**	**%**
Haushalte, versorgt*	**3'200**	**2'000**	**1'000**	**Haushalte**

* 104'217 Haushalte (gemäss Eidgenössische Volkszählung 2000)

** gemäss Econcept, 2011

Tabelle 16: Wärme- und Strombedarfsdeckung im Kanton Solothurn durch eine der Modellanlagen.
Die Werte bezüglich der Modellanlagen wurden im Vergleich zu *Kapitel 7.1.5* gerundet, da es sich um grobe Abschätzungen handelt. Angaben zum Strom- und Wärmeverbrauch gemäss (Econcept, 2011) für das Jahr 2009.

7.3 Vergleich Leistung, Stromproduktion verschiedener Energietechnologien

Vergleich Leistung und Stromproduktion

Für ein Tiefengeothermiekraftwerk wird zum heutigen Zeitpunkt mit 3–5 MW_{el} gerechnet. Damit können 24'000–40'000 MWh Strom pro Jahr erzeugt werden. In der Zukunft werden Grosskraftwerke von 20 MW_{el} und mehr angestrebt und sind bereits heute durch die KEV berücksichtigt. Die aktuell grösste Schweizer Windkraftanlage mit einer Leistung von ebenfalls 3 MW_{el} produziert pro Jahr rund 4'500 MWh Strom.

Um das Atomkraftwerk Gösgen mit 1'000 MW_{el} zu ersetzen, müssten, bei einer Kraftwerksgrösse von 5 MW_{el}, 200 Tiefengeothermieanlagen gebaut werden. Könnten in der Zukunft Grosskraftwerke von 20 MW_{el} gebaut werden, würde sich die Anzahl an Tiefengeothermieanlagen auf 50 senken.

Energieträger	Elektr. Leistung	Betriebsstunden, geschätzt	Erzeugte Strommenge pro Jahr
Tiefengeothermie	3 MW	8'000 h	24'000 MWh
Tiefengeothermie	5 MW	8'000 h	40'000 MWh
Windkraft*	3 MW	1'500 h	4'500 MWh
Biomassekraftwerk Domat/Ems**	?	8'000 h	136'000 MWh
Atomkraftwerk Gösgen	1'000 MW	8'000 h	8'000'000 MWh
Atomkraftwerk Mühleberg	390 MW	8'000 h	3'120'000 MWh

* Aktuell grösste Windkraftanlage der Schweiz Nähe Chur; Vestas V112: Nabenhöhe: 112 m, Rotorlänge: 56 m bzw. Rotordurchmesser 112 m (Angaben gemäss Suisse Eole)
** max. 170'000 Tonnen Holzschnitzel und 50'000 Tonnen Altholz (Angaben gemäss Axpo Holz + Energie AG)

Tabelle 17: Vergleich der Leistung und Stromproduktion von Tiefengeothermiekraftwerken mit anderen Stromerzeugungstechnologien.

7.4 Vergleich Stromgestehungskosten erneuerbare Energien

Stromgestehungskosten

Die heutigen Stromgestehungskosten sind in der Grössenordnung mit denen der anderen Erneuerbaren Energien vergleichbar (*Tabelle 18*).

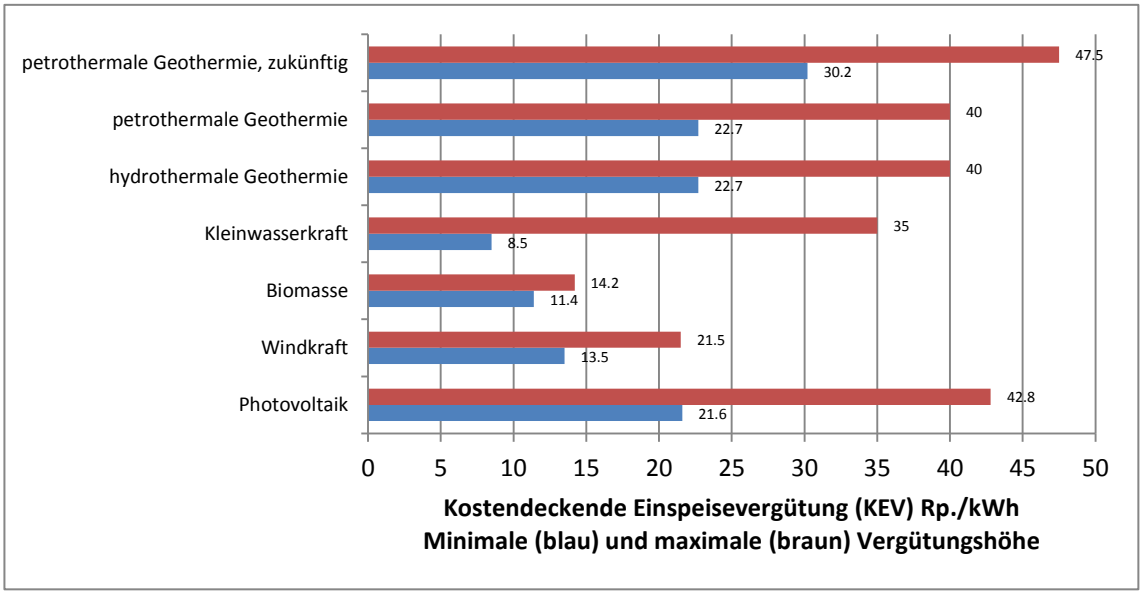


Tabelle 18: Vergleich heutiger KEV-Vergütungen der erneuerbaren Energien. Die KEV entspricht den heutigen Stromgestehungskosten von Referenzanlagen (Zahlen gemäss UVEK, 2011).

Externe Kosten sehr niedrig

Bei den externen Kosten schneidet die Tiefengeothermie im Vergleich mit anderen Energieträgern, inklusive anderer erneuerbarer Energien, gut ab. Bei hydrothermalen Anlagen liegen sie nach einer Studie des PSI (2005) bei 0.2–0.5 €/MWh$_{el}$. Zum Vergleich, Windkraft weist gemäss der PSI-Studie externe Kosten von 0.5–2.6, Photovoltaik von 1.4–3.3 und Biomasse von 2–50 €/MWh$_{el}$ auf.

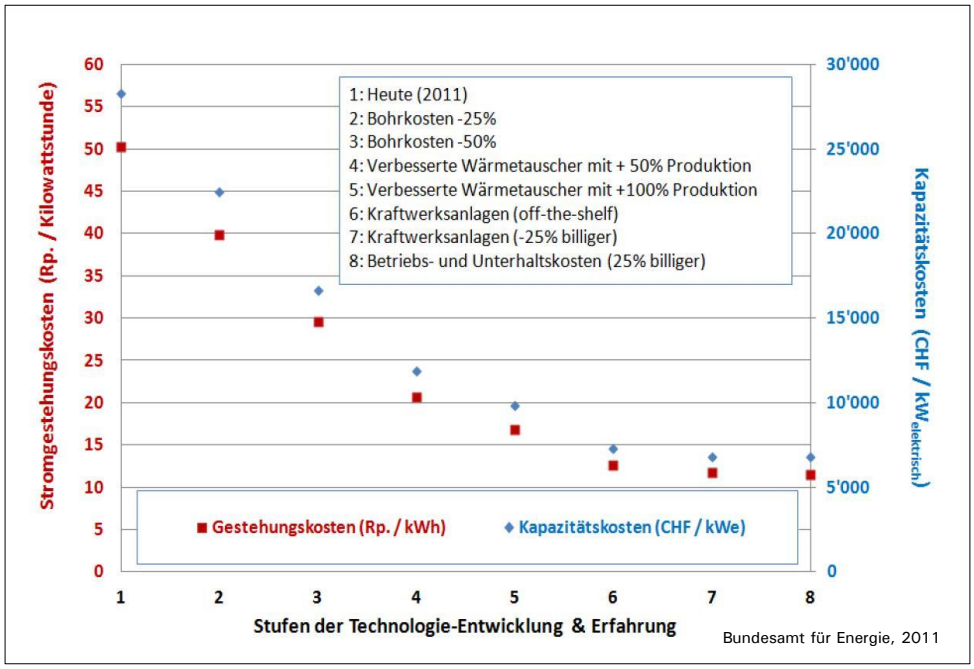
7.5 Ausblick Wirtschaftlichkeit, Gesamtkostenabschätzung

7.5.1 Kostenentwicklung Stromgestehungskosten Tiefengeothermie

Stromgestehungskosten: Enormes Kostensenkungspotenzial

Für eine hydrothermale Referenzanlage, als Dublette errichtet und 5'000 m tief mit 17 MW$_{th}$ und 3 MW$_{el}$ rechnet das BFE aktuell mit Kosten von ungefähr 48 Millionen CHF. Dies ergibt Stromgestehungskosten von ca. 40 Rp./kWh, welche gegenwärtig als kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) definiert sind. Infolge der zusätzlich erforderlichen Kosten für die Erstellung des Wärmetauschers, sind die Stromgestehungskosten petrothermaler Anlagen gegenwärtig mit rund 50 Rp./kWh höher (*Figur 30*). Dies soll zukünftig durch einen Technologie-Bonus bei der KEV berücksichtigt werden. Bis 2050 sollen die

prognostizierten Stromgestehungskosten beider Technologien bis auf ungefähr 12 Rp./kWh absinken.



Figur 30: Mögliche Kostenevolution petrothermaler Anlagen. (Quelle: Bundesamt für Energie BFE, 2011).

Die Kapazitätskosten sinken gemäss BFE-Prognose von rund 20‘000 CHF/kW_{el} (hydrothermal) bzw. 27‘000 CHF/kW_{el} (petrothermal) auf rund 7‘500 CHF/kW_{el} für hydrothermale bzw. 7‘000 CHF/kW_{el} für petrothermale Anlagen im Jahr 2050 ab.

Tiefengeothermie ist Bandenergie

Aufgrund der fast ganzjährigen Verfügbarkeit tiefengeothermischer Kraftwerke (Annahme 8‘000 Betriebsstunden) sind nur die Stromgestehungskosten, nicht jedoch die Kapazitätskosten für einen Vergleich mit stochastischen erneuerbaren Energien (Sonne, Wind) geeignet.

Die prognostizierte Kostensenkung beruht auf einer Reduktion der Bohrkosten, der Verbesserung und Verbilligung der Kraftwerksanlagen sowie der Absenkung der Betriebs- und Unterhaltskosten (*Figur 30*). Bei petrothermalen Anlagen wird zusätzlich durch die Verbesserung der Reservoir-Erschliessung (d. h. durch die Erstellung effizienterer Wärmetauscher) eine Erhöhung der Produktion erreicht.

Die aktuelle Wirtschaftlichkeit einschliesslich der Stromgestehungskosten von zwei Beispielanlagen im Kanton Solothurn wurden berechnet (*Kapitel 7*).

7.5.2 Gesamtkosten Tiefengeothermie

Gesamtkosten Tiefengeothermie bis 2050

Um den mit der Energiestrategie 2050 angestrebten Wandel, hin zu einer zukunftsfähigen und auf erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung realisieren zu können, müssen Innovationen gefördert und in den Bau von Anlagen erneuerbarer Energien investiert werden. Für die Tiefengeothermie bedeutet dies, dass unter Annahme gleichbleibend hoher Kosten und dem Bau von 110 petrothermalen Anlagen à 5 MW bis ins Jahr 2050 ungefähr 15.4 Milliarden CHF aufzubringen sind. Eine massive Reduktion der Gesamtkosten auf geschätzte 3.85 Milliarden CHF ergibt sich, falls das Optimierungspotenzial der Kosten umgesetzt und grössere Anlagen, d. h. 55 petrothermale Anlagen à 10 MW, gebaut würden.

Alle gefordert

Um die Ziele der Energiestrategie 2050 erreichen zu können, sind ausser dem Engagement von Unternehmen insbesondere auch Aktivitäten auf Bundesebene notwendig. Jedoch müssen auch die Kantone mit ihrem Beitrag an der Energiewende mitwirken.

7.6 Zusammenfassung

Der grösste Teil der Grossverbraucher von Wärme befindet sich am Jura Südfuss, wobei sich die höchsten Konzentrationen in den Einzugsgebieten von Olten, Oensingen, Solothurn und Grenchen ergeben. Die Regionen Balsthal, Breitenbach und Dornach weisen ebenfalls noch Wärmegrossverbraucher auf. Zudem stellen alle Bauzonen potenzielle Wärmeabnehmer für die Gebäudeheizung per Fernwärme dar.

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurde als Modellanlage eine Hybridanalage untersucht mit der sowohl Strom- als auch Wärme produziert werden kann. Die Berechnungen wurden für drei unterschiedliche Annahmen bezüglich der Fliessrate durchgeführt. Bei einer Finanzierungsdauer von 25 Jahren und einem Zinssatz von 4% wurden im günstigsten Fall, d. h. für eine optimistische Fliessrate von 60 l/s, Stromgestehungskosten von ca. 25 Rp./kWh ermittelt. Im ungünstigsten Fall, bei einer Fliessrate von 20 l/s ergeben sich Stromgestehungskosten von rund 60–65 Rp./kWh.

Bei der Betrachtung der Wirtschaftlichkeit der Modellanlagen ohne Berücksichtigung des Wärmesektors ergeben sich Stromgestehungskosten von knapp 30 Rp./kWh im Falle einer optimistischen Förderrate. Sinkt die erzielbare Förderrate hingegen auf 20 l/s ab, erhöhen sich die Stromgestehungskosten auf fast 70 Rp./kWh.

Bei einer Schüttung in der Grössenordnung von 20 l/s sind die Modellanlagen trotz der KEV in Höhe von 40 bzw. möglicherweise 47.5 Rp./kWh sowie dem Verkauf der Wärme nicht wirtschaftlich.

Eine einzelne Modellanlage könnte, abhängig vom Szenario bezüglich Förderrate, bei oben aufgeführten Annahmen 0.4, 0.3 bzw. 0.1 % des gesamten Wärmebedarfs im Kanton Solothurn abdecken (inkl. Industrie etc.). Mit dieser Wärmemenge könnten 1'200, 800 bzw. 400 Haushalte mit Wärme versorgt werden.

Hinsichtlich Stromversorgung könnte mit einer der oben dargestellten Modellanlagen 0.7, 0.5 bzw. 0.2 % des Gesamtverbrauchs im Kanton Solothurn abgedeckt werden. Umgerechnet entspricht dies einer Versorgung von 3'200, 2'000 bzw. 1'000 Haushalten mit Strom.

Um das Atomkraftwerk Gösgen mit 1'000 MW_{el} zu ersetzen, müssten, bei einer Kraftwerksgrösse von 5 MW_{el}, 200 Tiefengeothermieanlagen gebaut werden. Könnten in der Zukunft Grosskraftwerke von 20 MW_{el} realisiert werden, würde die Anzahl an benötigten Tiefengeothermieanlagen auf 50 sinken.

Die Stromgestehungskosten der Tiefengeothermie entsprechen ungefähr denen der Photovoltaik. Insbesondere Biomasse, aber auch die Windkraft, sind aktuell günstiger. Insbesondere bei Berücksichtigung der externen Kosten ist die Tiefengeothermie im Vergleich eine wirtschaftliche Option.

Aufgrund der grossen Kostensenkungspotenziale prognostiziert das BFE, dass bis ins Jahr 2050 Stromgestehungskosten von rund 12 Rp./kWh möglich sind.

Der notwendige Umbau der bestehenden Energieversorgungsstruktur im Sinne der Energiestrategie 2050 wird auch im Bereich Tiefengeothermie sehr grosse Investitionen benötigen.

8 STÄRKEN UND SCHWÄCHEN / CHANCEN UND RISIKEN

8.1 Stärken der Tiefengeothermie

Bandenergie

Bandenergie

Der einmalige Vorteil der Geothermie gegenüber allen anderen erneuerbaren Energien liegt darin, dass die Ressource ununterbrochen, unabhängig von Tageszeit, Jahreszeit, klimatischen Bedingungen oder Wetterlage, zuverlässig zur Verfügung steht. Eine Speicherung ist nicht notwendig. Diese Möglichkeit, Strom als Bandenergie zu produzieren, macht Geothermie zu einer wertvollen Energiequelle für eine nachhaltige Energiegestaltung.

Nachhaltigkeit

Nachhaltig

Die in der Erde gespeicherte Wärmemenge ist riesig und wird durch natürliche Prozesse kontinuierlich neu gebildet. Dem Untergrund wird während der Nutzungsdauer eines Geothermie-Kraftwerkes lokal Wärme entzogen. Die von der Injektionsbohrung ausgehende Abkühlungsfront erreicht gemäss Computersimulationen nach einer gewissen Zeitdauer die Förderbohrung, sodass hier die Temperatur abnehmen kann und dadurch die Effizienz der Anlage sinkt. Dadurch muss letztendlich die geothermische Stromproduktion eingestellt werden, sofern nicht natürliche Zuflüsse von Tiefenwasser in das System vorliegen (d. h. rasch viel Wärme nachfliesst) oder das System durch neue Bohrungen ergänzt wird. Der Zeitpunkt des thermischen Durchbruchs ist stark von den lokalen Gegebenheiten, insbesondere dem Fluidfluss im Untergrund, dem Abstand zwischen Förder- und Injektionsbohrung, dem im Untergrund durch das geothermische System angesprochene Volumen sowie der Förderrate abhängig. Langfristige Erfahrungen fehlen noch, jedoch deuten die bisherigen Erkenntnisse darauf hin, dass der Temperaturrückgang tendenziell später als bis anhin erwartet erfolgt. Bei hydrothermalen Systemen tritt eine Temperaturabnahme in der Förderbohrung tendenziell langsamer als bei petrothermalen Systemen ein. Im besten Fall tritt sie aufgrund des Zuflusses von Tiefenwässern überhaupt nie ein.

Nach der Stilllegung eines geothermischen Kraftwerkes regeneriert sich der ausgekühlte Bereich im Untergrund wieder. Nach einer Zeitspanne, welche in der Regel wahrscheinlich einer mehrfachen Nutzungsdauer einer Anlage entspricht, ist daher eine erneute wirtschaftliche Nutzung möglich. Für einen Anlagenbetrieb von rund 30 Jahren wird eine Regenerationszeit von rund 100 Jahren veranschlagt. Dies unter der Voraussetzung eines geschlossenen Systems, indem der Wärmenachfluss durch die thermische Leitfähigkeit des Gesteins erfolgt. Je stärker das Kristallin insbesondere durch subvertikale Störungszonen strukturiert ist, umso grössere Wasserzuströme sind möglich (vgl. *Kapitel 2.2.2*), welche rasch und effizient Wärme nachliefern. Dies würde die Lebensdauer verlängern und die Regenerationszeit verkürzen. In Riehen bei Basel ist beispielsweise trotz einer seit rund 20

Jahren stattfindenden, nahezu ununterbrochenen Tiefenwasserförderung bisher noch keine Temperaturabsenkung eingetreten.

Auf die oberflächennahen Temperaturen des Untergrundes hat die Nutzung der Tiefengeothermie, auch auf lange Zeit hinaus, keinen Einfluss.

Einheimische Ressource

Einheimisch und dezentral anwendbar

Ein weiterer grosser Vorteil der Tiefengeothermie ist deren dezentrale Einsetzbarkeit. Die Energie kann lokal beschafft werden, lange Transportwege entfallen. Die Tiefengeothermie ist damit losgelöst von internationalen politischen Abhängigkeiten oder Krisen und kann entsprechend einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit des Landes liefern. Zudem werden lokal Arbeitsplätze geschaffen.

Umweltfreundlich und Emissionsarm

Umweltfreundlich

Bei der Umwandlung von Erdwärme in Strom, aber auch bei der direkten Wärmenutzung werden wenig CO_2 und andere Gase freigesetzt. Diese fallen überwiegend während der Bohrphase an (DLR et al., 2004).

Kurze energetische Amortisationsdauer

Energetische Amortisationsdauer kurz

Bei hydrothermalen Tiefengeothermieanlagen für die Wärmeversorgung ist die energetische Amortisationszeit mit 7 – 10 Monaten so niedrig wie bei keiner anderen Technologie (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2002). Bei petrothermalen Stromanlagen ist sie aufgrund grösserer Bohrtiefen und der zusätzlichen Arbeiten für die Reservoirerzeugung länger, es fehlen jedoch noch genügend Erfahrungswerte für Detailangaben. Je intensiver bei einer Stromanlage auch Wärme genutzt wird (idealerweise als Kaskade in mehreren Stufen), umso kürzer ist die Amortisationszeit.

Wirtschaftlichkeit

Prinzipiell günstig

Die Gesamtwirtschaftlichkeit von geothermischen Anlagen hängt insbesondere von der Fündigkeit und der Entwicklung der Energiepreise ab. Der Vergleich mit anderen erneuerbaren Energien zeigt, dass die Geothermie prinzipiell zu den günstigsten Energieressourcen zählt.

Enormes Kostensenkungspotenzial und zukünftig niedrige Stromgestehungskosten möglich

Aufgrund des Entwicklungsstandes der Tiefengeothermie und der Datenlage in der Schweiz können die tatsächlichen Gestehungskosten derzeit jedoch noch nicht präzise ermittelt werden. Dies wird erst durch die Realisierung von Pilotprojekten möglich, welche aufgrund ihres innovativen Charakters zunächst mit entsprechend höheren Kosten und Risiken verbunden sind. Die Höhe der mittel- und langfristig anfallenden Gestehungskosten wird im Besonderen von der Entwicklung der Technologie und der damit verbundenen Ausnutzung des geothermischen Potenzials bestimmt. Das Kostensenkungspotenzial ist enorm, sodass eine zukünftige Wirtschaftlichkeit prognostiziert wird (vgl. *Kapitel 7.4 und 7.5*).

Bei den externen (nicht-monetarisierten) Kosten schneidet die Tiefengeothermie im Vergleich mit anderen Energieträgern, inklusive anderer erneuerbarer Energien, gut ab (*Kapitel 7.4*).

Externe Kosten sehr niedrig

Preisstabilität

Tiefengeothermie liefert Bandenergie und wirkt sich daher stabilisierend auf den Strompreis aus, da keine tageszeiten- bzw. wetterabhängige Schwankungen in der Produktion auftreten.

Tendenziell preisstabilisierend

Platzsparend

Der Platzbedarf geothermischer Anlagen ist gering. Der grösste Anlagenteil ist meist der Kühlbereich, wobei mit einer direkten Wasserkühlung auch dieser vergleichsweise klein ausfällt. Ein geothermisches Kraftwerk mit 5–10 MW Leistung beansprucht in etwa den Raum einer Dreifachturnhalle.

Flächenbedarf an der Erdoberfläche gering

8.2 Schwächen der Tiefengeothermie

Einleitung

Bei der Erschliessung geothermischer Quellen im Festgestein, in Tiefen über 3000 m und bei der Nutzung künstlicher geothermischer Systeme (petrothermale Geothermie und EGS-Systeme) müssen neue Herausforderungen bewältigt werden, bevor mit zunehmender Erfahrung auch die Risiken und Unsicherheiten geringer werden.

Zahlreiche allfällige Herausforderungen zu meistern

Es müssen folgende Risikogruppen in Betracht gezogen werden:

- Wirtschaftliche Risiken:
  - Fündigkeitsrisiko.
  - Bohrtechnische und geologische Risiken.
  - Betriebsrisiko Kraftwerk und Pumpen.
- Seismisches Risiko.

Diese Risikogruppen sind dabei nicht scharf abgegrenzt. Treten bei den Bohrarbeiten etwa Schwierigkeiten durch unerwartete geologische Verhältnisse auf, so ist dies zwar als geologisches oder geotechnisches Risiko einzuordnen, jedoch bedeuten die damit verbundenen Mehrkosten zugleich auch ein wirtschaftliches Risiko.

Die lokalen Umweltaspekte werden separat erläutert (*Kapitel 8.3*).

Fündigkeitsrisiko hydrothermaler Projekte

Hauptrisiko in der Tiefengeothermie ist das Fündigkeitsrisiko. Es bezeichnet das Risiko, bei der Erschliessung eines geothermischen Reservoirs eine zu geringe Thermalwasserförderrate zu erzielen und/oder eine zu geringe Lagerstättentemperatur anzutreffen. Diese beiden Grössen sind deshalb entscheidend, da von ihnen die Leistung des Geothermiekraftwerks abhängt.

Hauptrisiko Nicht-Fündigkeit

Die Fündigkeitskriterien für Misserfolg, Teilerfolg und Erfolg werden in der Frühphase eines Projekts definiert. In der Regel kann die Temperatur des Zielhorizonts relativ gut abgeschätzt werden, sodass die erzielbare Fördermenge den kritischen Parameter darstellt.

Sorgfältige Planung und Risikoabsicherung

Neben der Absicherung des Fündigkeitsrisikos durch eine Risikoabdeckung ist die sorgfältige und schrittweise Projektentwicklung und Exploration eine weitere Strategie, um das Fündigkeitsrisiko zu minimieren.

Ob ein petrothermales Reservoir nachhaltig über den geplanten Zeitraum hinweg mit gleicher Temperatur und Fördermenge zur Verfügung steht, kann aktuell nicht versichert werden. Eine entsprechende Auslegung bei der Planung der Anlage kann dieses Risiko minimieren.

Bohrtechnische Risiken

Bohrtechnische Risiken minimieren

Im Bohrloch verlorene Werkzeuge können im schlimmsten Falle mit der Aufgabe des Bohrlochs und dem Verlust des bis dahin eingesetzten Kapitals enden. Ein geeignetes Vorgehen und eine gute Planung reduzieren das Risiko deutlich (*Kapitel 6.8.5*).

Das technische Bohrrisiko kann weitgehend über den privatwirtschaftlichen Versicherungsmarkt abgedeckt werden. Bohr- und Montageversicherungen werden standardmässig angeboten.

Betriebsrisiko Kraftwerk und Pumpen

Betriebsrisiko Kraftwerk und Förderpumpen: Weiterentwicklungen notwendig

Das Betriebsrisiko im Zusammenhang mit der Kraftwerkstechnik und der Stabilität des Kraftwerksbetriebs als wirtschaftliches Risiko ist versicherbar. Die Förderpumpe in der Produktionsbohrung stellt einen weiteren wirtschaftlichen Risikofaktor dar. Da die Geothermie im Gegensatz zu anderen Einsatzbereichen relativ hohe Ansprüche, wie grössere Fördermengen bei gleichzeitig höheren Temperaturen, an Pumpen stellt, sind Pumpen für Geothermieprojekte gegenwärtig noch nicht standardmässig verfügbar. Mithilfe deutscher Innovationsförderung von 3.2 Millionen Euro konnte im Jahr 2010 eine Hochleistungspumpe vorgestellt werden, welche an die Bedürfnisse der Geothermie (hohe Temperaturen, hochkorrosive Wässer, hohe Leistung, Zuverlässigkeit und Langlebigkeit) angepasst sein soll. Ob die Förderpumpe versichert werden kann, ist im Einzelfall zu prüfen und hängt von den Anforderungen des Reservoirs (Temperatur und Fördermenge) und dem Hersteller ab.

Induzierte Seismizität

Induzierte Seismizität durch hydraulische Stimulation

Eine hydraulische Stimulation des Untergrunds generiert unter Umständen tausende von Mikrobeben, welche teilweise selbst mit Messgeräten kaum wahrnehmbar sind (vgl. *Anhang 4*). Einzelne wenige können jedoch aufgrund der geringen Entstehungstiefe an der Oberfläche wahrgenommen werden. Der Grad der Erschütterung ist gemäss heutigem Wissensstand vergleichsweise gering, die Beeinträchtigung durch Schwerlastverkehr oder Bautätigkeiten (Strassenbau etc.) kann im Vergleich höher sein. Allerdings ist dort die Reichweite der Auswir-

kungen sehr viel kleiner. Da allfällige Erschütterungen, und insbesondere die Geräuschkulisse, Ängste in der Bevölkerung auslösen können, besteht grosser Informations- und Kommunikationsbedarf.

Neue Technologien können den Grad der induzierten Seismizität beeinflussen

Aus technischer Sicht wird weltweit an der Optimierung der Schaffung künstlicher Wärmetauscher geforscht. Es wurden bereits mehrere Anlagen realisiert, ohne dass messbare bzw. vom Menschen fühlbare Erschütterungen aufgetreten sind. Die Art des Untergrunds, die Spannungsverhältnisse und das verwendete Stimulationsverfahren haben grossen Einfluss auf den Grad der induzierten Seismizität. Eine umfassende Studie von Evans et al. (2012) hat für die Tiefengeothermieprojekte in Europa die Magnituden und die damit verbundenen Erschütterungen dargestellt (Tabelle 2 in *Anhang 4*). Die Studie unterscheidet insbesondere zwischen Erschütterungsereignissen im Zusammenhang mit der Reservoirerzeugung («Stimulation» in Tabelle 2 in *Anhang 4*) sowie durch den Betrieb («Zirkulation» in Tabelle 2 in *Anhang 4*). Die Erforschung des Untergrunds und das Testen der «Reaktion» des Solothurner Untergrunds auf das Einpressen von Wasser sind der Schlüssel dazu, nicht nur das petrothermale Potenzial, sondern auch eine allfällig wahrnehmbare Seismizität im Kanton Solothurn zu evaluieren.

Petrothermale Anlagen sind eine sehr junge Technologie, Erfahrungen aus dem Langzeitbetrieb sind folglich noch nicht vorhanden. Ein ähnliches Verhalten wie bei hydrothermalen Anlagen wird vermutet (Tabelle 2 in *Anhang 4*). In Riehen bei Basel ist seit 1994 eine hydrothermale Anlage ohne wahrnehmbare Mikroerschütterungen in Betrieb.

Seismisches Messnetz und Massnahmenplan

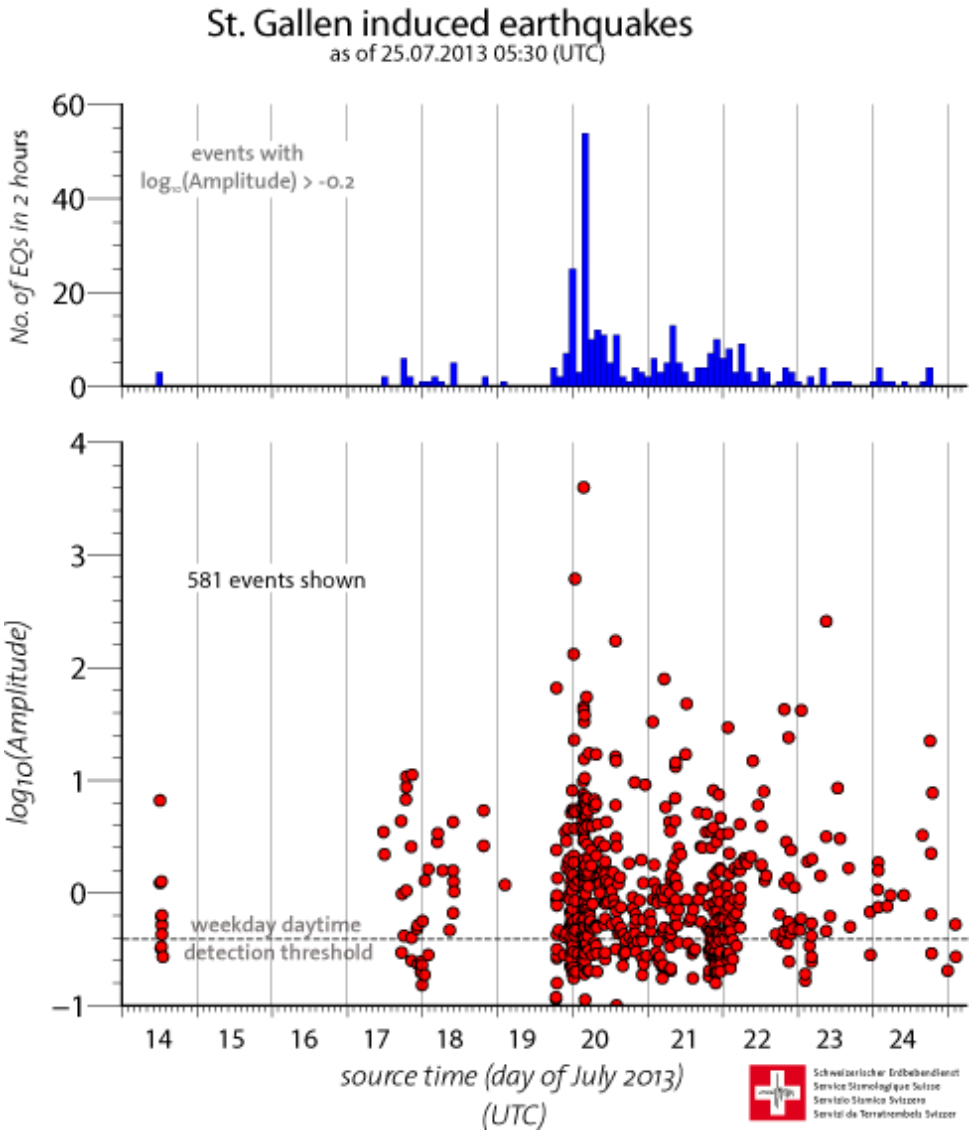
Während der Erschliessungsphase müsste als Begleitmassnahme ein seismisches Messnetz installiert und ein Massnahmenplan aufgestellt werden. Sollte ein allfälliges Ansteigen der Erschütterungsintensität aufgezeichnet werden, können dadurch entsprechende Gegenmassnahmen, auch der Abbruch der Arbeiten, eingeleitet werden.

Erdbeben beim Geothermieprojekt St.Gallen

Erdbeben in St.Gallen

In St.Gallen sind jüngst (Mikro-)Beben bis zu einer Stärke von M_L 3.5 aufgetreten. Die Bohrarbeiten waren zuvor ohne messbare Erschütterungen durchgeführt worden. Nach Erreichen der Zieltiefe wurde am 14. Juli 2013 ein erstes Mal Wasser in den Oberen Malm injiziert und eine natürliche Durchlässigkeit nachgewiesen. Am 17. Juli 2013 erfolgte die chemische Stimulation, um die vorhandenen Klüfte mittels Salzsäure zu vergrössern. Bei beiden Arbeitsschritten konnten mit den Messnetzen erwartungsgemäss Mikrobeben nicht-wahrnehmbarer Magnitude gemessen werden (*Figur 31*). Kurz vor Beginn der Produktionstests trat am 19. Juli 2013 ein Gas-Wasser-Gemisch in das Bohrloch ein. Ein unkontrollierter Austritt wurde gemäss Standardvorgehen durch das Einpumpen von Wasser und schwerer Bohrspülung unterbunden. Am 20. Juli trat ein Erdbeben der Magnitude M_L 3.5 sowie zahlreichere Nachbeben auf. Grundsätzlich können zwei Ursachen dafür verantwortlich sein: Zum einen die eingepumpte Flüssigkeit an sich und zum anderen natürliche «kritische» Spannungen im Untergrund, welche sich durch die eingebrachte Flüssigkeit gelöst haben. Die Nachbeben sowie weitere Indizien deuten darauf hin, dass solche na-

türlichen Spannungen Auslöser der in dieser Stärke unerwarteten Beben waren (Medienmitteilung der Stadt St.Gallen vom 30 Juli 2013).



Figur 31: Erdbeben Geothermie St.Gallen.
Mit dem seismischen Messnetz aufgezeichnete Ereignisse (Quelle: Schweizerischer Erdbebendienst SED).

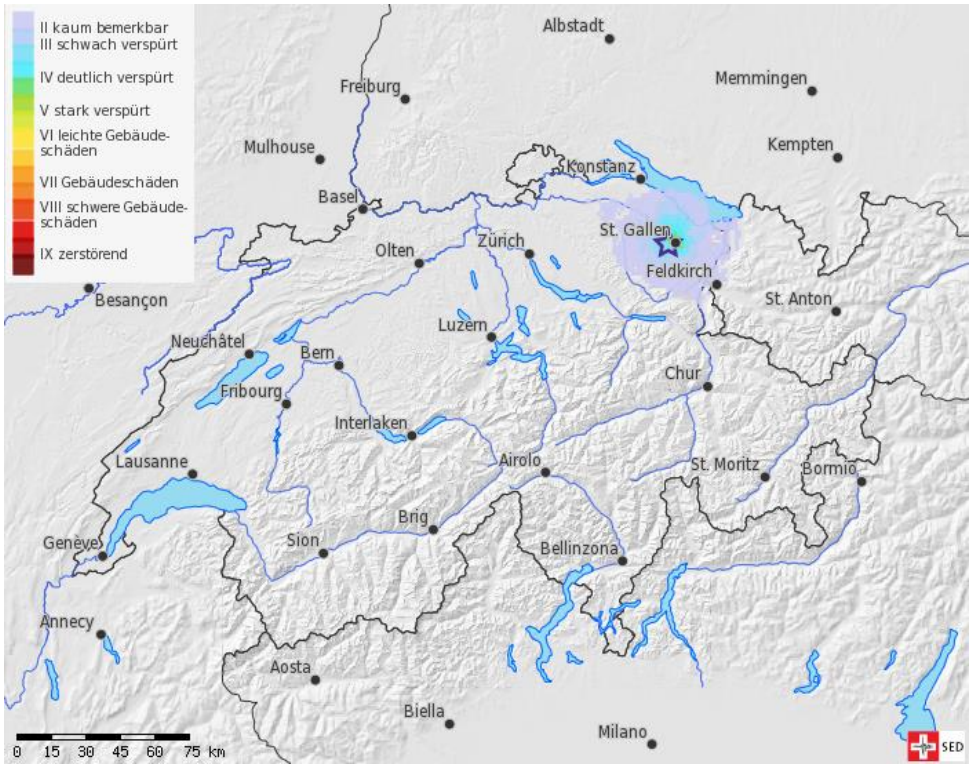
Erschütterungen

Die mit einem Beben der Magnitude M_L 3.5 verbundenen Erschütterungen und die Folgeschäden an der Erdoberfläche sind in der Regel gering (*Figur 32*). Andere menschliche Aktivitäten können gleichschwere oder stärkere Erschütterungen hervorrufen. Dazu gehören der Schwerlastverkehr oder Bautätigkeiten, jedoch sind deren Auswirkungen von der räumlichen Ausdehnung viel enger begrenzt als die bei einem Geothermieprojekt (*Figur 32*).

Vergleiche

Ein durch Tiefengeothermie erzeugtes Erdbeben wie in St.Gallen kann im Umkreis von einigen Kilometern verspürt werden. Die Wahrnehmung ist vergleichbar mit einer in wenigen hundert Metern

erfolgten Sprengung in einem Steinbruch. Typisch ist, dass ein solches Erdbeben plötzlich und ohne Vorankündigung eintritt, kurz dauert, der Boden zittert und ein mehr oder weniger lauter Knall ertönt. Da solche Ereignisse in der Schweiz in der Regel ungewohnt sind, können sie verunsichernd bis verängstigend auf die Bevölkerung wirken.



Figur 32: Erschütterungskarte vom Erdbeben in St.Gallen.
Diese stellt die mit Seismometern gemessene und aufgrund von Modellen berechnete Bodenerschütterung dar, die durch ein Erdbeben ausgelöst wird (Quelle: Schweizerischer Erdbebendienst SED).

Haftpflicht-Versicherung

Haftpflicht-versicherung abschliessen

Eine Haftpflichtversicherung mit ausreichender Bergschadensdeckung sollte abgeschlossen werden. Gegenwärtig bietet keine Schweizer Versicherung eine solche an. Aktuell werden Projekte bei ausländischen Anbietern versichert.

Strategien im Umgang mit der Thematik «induzierte Erdbeben»

Geeignete Strategien im Umgang ergreifen

Es ist wichtig, das Erdbeben-Risiko innerhalb der einzelnen Phasen eines Geothermie-Projekts differenziert zu betrachten. Im Verlauf eines Projekts sind durch die fortlaufend gesammelten Daten der Mikrobeben immer präzisere Risikoeinschätzungen möglich. Mithilfe eines Reaktionsplans kann das seismische Risiko weiter begrenzt werden, und es können bei Bedarf Gegenmassnahmen eingeleitet werden, um spürbare Erschütterungen zu vermeiden.

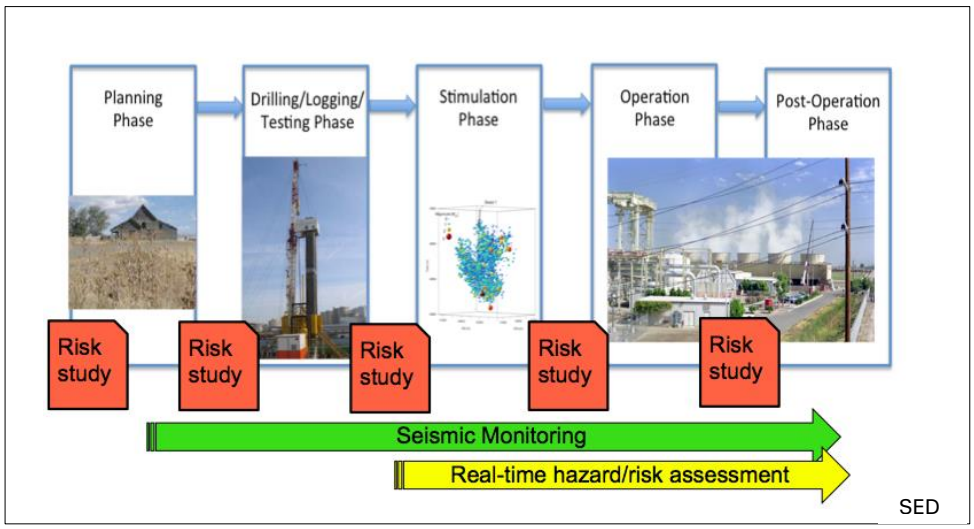
«GEOBEST»

Der Schweizerische Erdbebendienst SED erarbeitet im Rahmen des Projekts «GEOBEST» u. a. einen Leitfaden für die seismische Gefähr-

dungs- und Risikoabschätzung von Tiefengeothermie-Projekten, welcher auch Vorschläge für Richtwerte für maximal zulässige Magnituden und Bodengeschwindigkeiten oder probabilistische Erwartungswerte dieser Grössen enthalten wird. Dies in Abstimmung mit dem Betreiber, den Kantonen, dem Bund sowie den zuständigen Stellen im benachbarten Ausland.

Frühzeitiger offener Dialog mit der Bevölkerung

Neben allen technischen Vorkehrungen bedarf es unbedingt eines frühzeitigen, offenen Dialoges und Informationsaustausches zwischen den Projektbetreibern und der Bevölkerung. Die «Stiftung Risikodialog» ist beispielsweise eine Plattform, um zu informieren, Fragen zu beantworten, die spezifischen Bedürfnisse zu realisieren oder aber auch auf bestehende Ängste bei der Bevölkerung angemessen einzugehen.



Figur 33: Risikomanagement Induzierte Seismizität.
Kontinuierliche Untersuchung des Risikos, seismische Überwachung und Echt-Zeit Gefährdungs-/Risikobewertung (Quelle: Schweizerischer Erdbebendienst SED).

8.3 Stärken und Schwächen bezüglich Umweltaspekte

Keine irreversiblen, mittel- oder langfristigen Schadwirkungen

Im Bereich geothermischer Anlagen sind für alle Projektphasen (Errichtung, Betrieb und Rückbau der Anlage) keine irreversiblen, mittel- oder langfristigen Schadwirkungen zu identifizieren (BMU, 2009). Die rechtlichen Rahmenbedingungen sind ausreichend, um den Schutz der Umwelt zu gewährleisten.

Bei tiefengeothermischen Anlagen entfallen mehr als 80 Prozent der bilanzierten Umwelteinwirkungen auf die Phase der Reservoir-Erschliessung (Bohr- und Stimulationsphase, BMU, 2009). Diese können im Allgemeinen durch entsprechende Massnahmen vermieden bzw. deutlich reduziert werden.

Arteser und Gasausbrüche

Arteser und Gasaustritte beherrschbar

Mögliche artesische Zuflüsse (Aufstieg unter Druck stehender Wässer) können durch angepasste Konditionierung der Spülung sowie durch weitere Sicherheitsmassnahmen beherrscht werden.

Die Verhinderung eines allfälligen Gasaustritts wird durch den Einsatz einer entsprechend konditionierten Bohrspülung und die Installation eines Blowout-Preventers gewährleistet.

Sicherungsmassnahmen am Bohrplatz

Anfallende Abwässer werden durch eine Ringentwässerung mit eingebautem Ölabscheider in die Kanalisation geleitet.

Bodenabdichtung

Einem möglichen stofflichen oder thermischen Eintrag in den Untergrund im Bereich des Bohrplatzes durch unsachgemässe Handhabung wird durch entsprechende technische Massnahmen entgegengewirkt, insbesondere durch Bodenabdichtungen.

Lärm-Emissionen

Einer der bedeutendsten Umwelteffekte ist der Bohr-Lärm

Zu den Umwelteffekten zählt insbesondere die Lärm-Emission während der Bohrphase. Als Gegenmassnahme müssen für den ausgewählten Bohrplatz Lärm-Stufen berücksichtigt werden. Diese werden den lokalen Bedürfnissen entsprechend festgelegt (urbanes oder ländliches Gebiet). Eine Reduktion des Lärms kann, neben baulichen Massnahmen an der Lärm-Quelle selbst, durch Abschirmung des Bohrplatzes mit Lärmschutzwänden sowie durch eine direkte Stromversorgung der Bohranlage ab Netz erzielt werden (vgl. *Kapitel 6.8.4*). Auch eine Luftkühlung emittiert, je nach gewähltem Typ, mehr oder weniger viel Lärm, sodass je nach Bauzone technische Schutzmassnahmen zu ergreifen sind.

Radioaktive Ausfällungen

Monitoring Ausfällungen in den Leitungen

Je nach Herkunftsgestein, können Tiefenwässer radioaktive Elemente wie Radium (Ra) und Blei (Pb) enthalten. Werden innerhalb der obertägigen Anlage Mineralien wie Baryt, Coelestin und Galenit ausgefällt, können diese Ablagerungen mehr oder weniger schwach radioaktiv sein. Sollte dies zutreffen, wären die Anlagenkomponenten regelmässig zu überprüfen und die Teile allenfalls ordnungsgerecht zu entsorgen. Die möglicherweise anfallenden leicht radioaktiven Mineralausfällungen sind vergleichbar mit den Sonderabfällen der Spitäler. Der Umgang ist technisch einwandfrei möglich. Dies zeigen auch die Geothermie-Anlagen Soultz-sous-Forêts und Bruchsal im Oberrheintal.

Visuelle Aspekte

Visuelle Einflüsse

Die visuelle Beeinträchtigung und der Flächenbedarf werden während der Bohrphase im Besonderen durch den Bohrturm bestimmt. In der Praxis stellen die kurzzeitig stehenden Bohrtürme meist «Anziehungsmagnete» dar, sodass in der Regel «Tage der offenen Tür» angeboten werden. Das spätere geothermische Kraftwerk entspricht von der

Grösse her etwa einer Dreifachturnhalle und kann ansprechend gestaltet werden, sodass eine Integration in das Siedlungsbild möglich ist.

Graue Energie

Graue Energie gering

Zur Bestimmung der Grauen Energie tiefengeothermischer Anlagen wird der Energiebedarf für den Bau (hauptsächlich Bohrenergie) und für den Betrieb (hauptsächlich Pumpen) mit der aus den geförderten Tiefenwässern gewonnenen Energie verglichen. Die graue Energie hängt nicht nur von der Fördertemperatur, sondern auch von der Fliessrate des geförderten Wassers ab. Während sie bei einer Fliessrate von 10 l/s bis zu rund 20 Prozent beträgt, sinkt sie mit steigender Fliessrate rasch ab und weisst ab 40 l/s und mehr Werte unter 5 Prozent auf.

Ökobilanz

Ökobilanz insbesondere bei Strom- und Wärmeprojekten sehr gut

Die Ökobilanz erfasst und bewertet alle Umwelteinwirkungen, welche von der Rohstoffgewinnung bis zur Entsorgung anfallen.

Die Ökobilanz der Tiefengeothermie entspricht, im Falle reiner Stromerzeugung, in etwa derjenigen der anderen Erneuerbaren Energien. Bei gleichzeitiger Wärmenutzung verbessert sich die Ökobilanz noch.

Festlegung von Grenzwerten

Zumutbare und nicht tolerierbare Umwelteinwirkungen unterscheiden

Eine umfassende gesetzliche Regelung (Auflagen, Grenzwerte etc.) bezüglich möglicher Umwelteinwirkungen speziell durch den Bau tiefengeothermischer Anlagen existiert in der Schweiz noch nicht. Insbesondere auch hinsichtlich der induzierten Seismizität wäre es sinnvoll, Grenzwerte festzulegen, welche wahrnehmbaren Geräusche und/oder Bodenzittern zumutbar sind und ab wann eine nicht mehr zulässige Gefährdung eintritt (vgl. *Kapitel 4.3.4*).

Des Weiteren ist der Einsatz von Spülungszusätzen und Additiven bei dem Bohrvorgang und bei der Reservoirentwicklung noch nicht klar geregelt.

8.4 Chancen und Risiken

8.4.1 Chancen

Aktuelle Situation

Die Chancen der Tiefengeothermie sind in der Schweiz aktuell so gut wie noch nie.

Spätestens seit den Ereignissen in Fukushima im Frühjahr 2011 ist die Notwendigkeit, neue Energiequellen zu erschliessen, ins allgemeine Bewusstsein gerückt. Das enorme Potenzial der Tiefengeothermie für die Strom- und Wärmeproduktion ist vom Bund und den Kantonen und zunehmend auch von der allgemeinen Bevölkerung erkannt.

Die Zustimmung des St.Galler Stimmvolks mit mehr als 80 Prozent spiegelt wider, dass die Tiefengeothermie in Teilen der Schweiz gegenwärtig eine grundsätzlich grosse Akzeptanz geniesst.

Um die in der Energiestrategie 2050 angestrebte zukünftige Stromversorgung durch einen erneuerbaren Energien-Mix (einschliesslich Wasserkraft) gewährleisten zu können, benötigt es neben den stochastischen Energieerzeugern «Wind» und «Sonne» unbedingt bandlastfähige Energiequellen. Die bandlastfähigen erneuerbaren Energien Biomasse und Laufwasserkraftwerke weisen ein im Vergleich kleines Potenzial auf. Nur die Tiefengeothermie könnte mittel- bis langfristig einen wesentlichen Beitrag dazu leisten.

8.4.2 Risiken

Risiko andere Energiequellen und neue Technologien

Ein Risiko stellen bestehende, mit fossilen Energien betriebene Anlagen dar (Gas BHKWs mit Fernwärmeversorgung), da diese kurzfristig gesehen attraktiver erscheinen. Auch könnte die Entwicklung neuer Technologien z. B. den Strombedarf drastisch senken oder die Speicherung der stochastisch erzeugten erneuerbaren Energien erlauben. Der Bedarf an bandlastfähigen Energiequellen würde sinken und die Tiefengeothermie würde an Bedeutung verlieren. Weitere externe Faktoren könnten sich negativ auf die Entwicklung der Tiefengeothermie auswirken.

Risiko Recht

Das aktuelle Rechtssystem der Schweiz ist nicht auf die Tiefengeothermie ausgelegt. Zudem liegt die Hoheit über den Untergrund bei den Kantonen, sodass 26 verschiedene Regelungen vorliegen. Dies muss als potenzieller Konflikt klassiert werden, da so möglicherweise ungeeignete Rechtsvorschriften oder Verfahren entwickelt werden, welche die Umsetzung von Projekten verhindern. Uneinigkeiten zwischen Kantonen bei grenzüberschreitenden Projekten sind ebenfalls nicht auszuschliessen. Für den Fall von unüberwindbaren Differenzen zwischen Kantonen bezüglich der Rechte an interkantonalen Wasservorkommen, kann der Bund entscheiden (*Kapitel 4.3.2*).

Risiko Nutzungskonflikt

Allfällige Nutzungskonflikte stellen ebenfalls reelle Hindernisse dar. Hier muss der Kanton Prioritäten setzen.

8.4.3 Akzeptanz – Chance und Risiko

Ohne Akzeptanz keine Tiefengeothermie

Der Erfolg eines Tiefengeothermie-Projekts wird einerseits durch geologisch-technische Faktoren (*Kapitel 2.2 und 6.1*), andererseits durch rechtliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen (*Kapitel 4, 5 und 7*) sowie allfällige Nutzungskonflikte bestimmt (*Kapitel 6.4*). Letztendlich entscheidend ist jedoch die gesellschaftliche Akzeptanz. Die Bevölkerung grösstenteils zu gewinnen gelingt, wie in St.Gallen demonstriert, mittels geeigneter Kommunikations- und Informationskonzepte.

Akzeptanz als Chance und Risiko

Obwohl die Tiefengeothermie zunehmend beliebt wird, können lokal Widerstände bestehen bzw. sich aufbauen. Wie Erfahrungen zeigen, sind diese teilweise emotionaler Natur und dann schwer zu fassen. Eine solche fehlende Akzeptanz würde die Umsetzung von Projekten und die Etablierung der Tiefengeothermie unmöglich machen. Dieses Risiko darf nicht unterschätzt und muss frühzeitig berücksichtigt werden. Die Grundlagen für die Akzeptanz erneuerbarer Energien und speziell auch der Tiefengeothermie müssen der Bund, die Kantone, der Dachverband GEOTHERMIE.CH sowie kantonal bzw. regional tätige

geothermische Vereine oder Trägerschaften liefern (*Kapitel 8.4.3*). Wird eine Region für ein Tiefengeothermie angedacht, sollte die Kommunikation und Öffentlichkeitsarbeit vom Projektinhaber professionell aufgegleist werden.

8.5 Zusammenfassung

Die Tiefengeothermie kann als umweltfreundliche, nahezu unerschöpfliche, von äusseren Einflüssen unabhängige und immer verfügbare Bandenergie einen substanziellen Beitrag zur zukünftigen Energieversorgung in der Schweiz und speziell auch im Kanton Solothurn leisten. Sie ist einheimisch und dezentral einsetzbar. Die energetische Amortisation ist kurz. Das Kostensenkungspotenzial ist gross, sodass eine zukünftige Wirtschaftlichkeit prognostiziert wird. Als Bandenergie kann sich Tiefengeothermie stabilisierend auf den Strompreis auswirken und sie schneidet bei den externen Kosten im Vergleich gut ab.

Bei den Schwächen müssen wirtschaftliche Risiken sowie die induzierte Seismizität berücksichtigt werden.

Wirtschaftlich betrachtet ist das Fündigkeitsrisiko die grösste Herausforderung. Bohrtechnische und geologische Risiken können ebenfalls mit grösseren Finanzbeträgen verbunden sein. Eine sorgfältige Planung und Risikoabsicherung ist daher essenziell.

Hinsichtlich des Betriebsrisikos von Kraftwerk und Pumpen sind Optimierungen der Technologie notwendig, um eine einwandfreie und längerfristige Lebensdauer zu gewährleisten und die Kosten so deutlich zu senken.

Induzierte Mikroerschütterungen entstehen bei der hydraulischen Stimulation zu tausenden, welche in der Regel nur mit seismischen Messnetzen registriert werden können. Die Technologien wurden weiterentwickelt, um die maximal möglichen Magnituden auf gewünschte Werte zu begrenzen. Dies ist in Demonstrationsanlagen zu testen. Die wiederholte Risikoneubewertung, die seismische Überwachung sowie die Echt-Zeit-Gefährdungs- und Risikobewertung sind weitere Massnahmen zur Begrenzung der wahrnehmbaren Mikroerschütterungen. Ferner können auch im Zusammenhang mit dem späteren Betrieb Erschütterungen auftreten. Dies insbesondere, wenn plötzliche Änderungen der Förder- und Reinjektionsraten auftreten (z. B. beim ungeplanten Pumpenausfall).

Generell ist ein sehr gutes Informations- und Kommunikationskonzept notwendig, um zum einen Behörden und Politiker und zum anderen Verbände, Interessengruppen sowie insbesondere auch die lokale/regionale Bevölkerung zu informieren und einzubinden und damit eine breite Akzeptanz zu erreichen. In St.Gallen wurde und wird dies in vorbildlicher Weise umgesetzt.

Hinsichtlich der Umwelt sind keine irreversiblen, mittel- oder langfristigen Schadwirkungen zu erwarten. Einer der zu beachtenden Umwelteffekte ist der Lärm durch die Bohrarbeiten oder die Luftkühlung. Der Bauzone entsprechend müssen technische Massnahmen ergriffen

werden, um die Emissionen unter den vorgeschriebenen Grenzwerten zu halten.

Visuell gesehen können sich geothermische Kraftwerke gut in das Siedlungsbild integrieren. Die graue Energie ist vergleichsweise gering und die Ökobilanz gut. Bei hydrothermalen Wärmeanlagen ist die energetische Amortisationszeit im Vergleich mit allen Energiequellen für die Wärmeversorgung am kürzesten (BMU, 2002).

Die Chancen für die Tiefengeothermie für die Wärme- und Stromversorgung sind gegenwärtig so gut wie nie. Das Potenzial ist zunehmend bekannt, die Akzeptanz steigt stetig. Bund, Kantone und Energieversorger haben ihre Aufgaben erkannt und in Angriff genommen.

Trotz der Chancen bestehen äussere Risiken, welche sich je nach zukünftiger Weiterentwicklung negativ auf die Tiefengeothermie auswirken könnten. Hierzu gehören fehlende Akzeptanz, ungenügendes Wissen bezüglich der Tiefengeothermie, neue Technologien, welche den potenziellen Bedarf an tiefengeothermischem Strom reduzieren, sowie ungeeignete rechtliche Rahmenbedingungen oder interkantonale Konflikte bezüglich der Rechte.

9 FOLGERUNGEN, HANDLUNGSFELDER, EMPFEHLUNGEN

Ziel und Vision des Kantons Solothurn

Strategie

Der Kanton Solothurn will die Tiefengeothermie in seine zukünftige Energiepolitik integrieren, wenn grundsätzlich ein tiefengeothermisches Potenzial für eine zukünftige wirtschaftliche und umweltfreundliche Strom- und Wärmeproduktion vorhanden ist. Die Strategie Tiefengeothermie zielt darauf ab, die Technologie durch die Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen möglichst effizient und zielgerichtet zu fördern.

Vision

Die Vision des Kantons Solothurn ist, dass möglichst ab dem Jahr 2030 eine tiefengeothermische Anlage einheimische Bandenergie liefert. Mittel- bis langfristig soll die Tiefengeothermie einen bedeutenden Beitrag zur Versorgung mit einheimischem Strom leisten.

Um die Vision realisieren zu können, müssen entsprechende Massnahmen eingeleitet werden.

Analyse der Rahmenbedingungen

Potenzialstudie

Die vorhandenen Informationen bezüglich Geologie und Tektonik des Kantons Solothurn wurden aufbereitet und ein erstes 3D Strukturmodell sowie ein thermisches Modell aufgebaut. Grundsätzliche Potenziale der Tiefengeothermie im Kanton Solothurn wurden abgeleitet und die gegenwärtige Wirtschaftlichkeit von zwei Modellanlagen zur Stromproduktion abgeschätzt.

Analyse weitere Rahmenbedingungen

Die rechtlichen und verfahrenstechnischen Rahmenbedingungen sowie das heutige Förderungssystem wurden analysiert und die eingesetzten Technologien, deren Potenziale und Nutzungsmöglichkeiten sowie die daraus resultierenden Stärken und Schwächen charakterisiert und beurteilt. Für den Kanton Solothurn lassen sich unter Berücksichtigung der sich aus den gegenwärtigen Rahmenbedingungen ergebenden Chancen und Risiken nachstehende Folgerungen ziehen und Handlungsfelder ableiten. Die nachfolgend aufgelisteten Massnahmen dienen als Grundlage für die Strategie Tiefengeothermie des Kantons Solothurn, welche verstärkt auch die energiepolitische und finanzielle Situation sowie die Gepflogenheiten des Kantons berücksichtigt. Es sind die Ergebnisse der AfU-internen Sitzungen bis einschliesslich zum 18. November 2013 berücksichtigt.

Die finalen Massnahmen der Strategie Tiefengeothermie des Kantons Solothurn werden im Kurzbericht «Perspektiven der Tiefengeothermie im Kanton Solothurn» voraussichtlich Anfang 2014 vom Amt für Umwelt veröffentlicht.

9.1 Folgerungen

Potenzial vorhanden

Im Kanton Solothurn ist ein tiefengeothermisches Potenzial für die zukünftige wirtschaftliche und umweltfreundliche Strom- und Wärmeproduktion vorhanden.

Aktuell notwendige Fördertemperaturen

Beim aktuellen Stand der Energiewandlungstechnik (Wärme in Strom) werden als Temperaturminimum des geförderten Tiefenwassers 80°C benötigt, damit der Prozess abläuft. Für ökonomische Wirkungsgrade werden aktuell Temperaturen von mindestens 120, besser 150°C benötigt.

Aktuelles Zielgebiet im Kanton Solothurn

Im Kanton Solothurn ist aufgrund der modellierten Temperaturverhältnisse gegenwärtig das kristalline Grundgebirge Zielgebiet für tiefengeothermische Stromproduktionsanlagen. Dies unter der Annahme, dass ein durchschnittlicher Temperaturgradient von rund 30°C pro 1'000 m Tiefe vorliegt und insbesondere auch lokal keine ausgeprägten Temperaturanomalien ausgebildet sind, die auf tief ins Grundgebirge reichende Störungen und damit einhergehender aufsteigender Tiefenwässer zurückzuführen sind.

Petrothermale Anlagen

Das zukünftige Potenzial petrothermaler Anlagen ist im Kanton Solothurn gross, und dieser Anlagentyp ist grundsätzlich im gesamten Kantonsgebiet möglich. Zielgestein petrothermaler Anlagen ist in der Schweiz aktuell das Kristallin. Der Aufbau des Grundgebirges im Kanton Solothurn ist wenig bekannt, sodass permokarbone Trogstrukturen vorliegen können. Sollte sich im gesamten Kantonsgebiet kilometermächtiges Permokarbon im Untergrund befinden, käme zum heutigen Zeitpunkt eine petrothermale Anlage aus technischen Gründen wahrscheinlich noch nicht in Frage. Die Eignung der Sedimente im Kanton Solothurn zur Erschliessung als Wärmetauscher müsste geklärt werden. Die angewandte Forschung zielt darauf ab, mittel- bis langfristig in jeder Art von Gestein petrothermale Grosskraftwerke errichten zu können. Die petrothermale Technologie wäre damit unabhängig von der Geologie und Tektonik. Theoretisch könnte mittels petrothermaler Anlagen ein bedeutender Teil der Stromversorgung im Kanton Solothurn abgedeckt werden. Die Technologie befindet sich jedoch noch in einem Innovationsstadium. Daher muss zunächst in Pilotanlagen investiert werden, ohne aktuell absehen zu können, ob, und wenn ja, in welchem Masse die erhofften Annahmen erfüllt werden.

Hydrothermale Anlagen

Das heutige Potenzial hydrothermaler Anlagen für die Stromproduktion ist im Vergleich zu demjenigen der petrothermalen Anlagen klein. Hydrothermale Anlagen wären dann möglich, wenn lokal geeignete (Temperatur, Förderrate) wasserführende Strukturen vorhanden sind. Aufgrund der im Grundgebirge vermuteten permokarbonen Trogstrukturen sowie der südlichen Fortsetzung des oberrheinischen Grabensystems sind im Grundgebirge aufsteigende und für eine wirtschaftliche Nutzung ausreichende Tiefenwässer prinzipiell nicht auszuschliessen.

Hybride Anlagen

Grundsätzlich besteht im Kanton Solothurn ein Potenzial für hydrothermale Systeme, die mittels hydraulischer Stimulation wirtschaftlich nutzbar gemacht werden könnten. Das Grundgebirge im Kanton Solothurn liegt oberflächennah vor, und es werden bedeutende Störungs-

systeme vermutet. Dadurch könnte neben einer intensiven Verwitterung der Grundgebirgsoberfläche insbesondere auch eine ausgeprägte Klüftung vorliegen. Eine erhöhte Durchlässigkeit und allenfalls aufsteigende Tiefenwässer könnten damit verbunden sein. Der Umfang der hydraulischen Stimulation zur Verbesserung der Produktivitätsrate der Anlage würde gegenüber einem ursprünglichen dichten Gestein entsprechend kleiner ausfallen. Läge granitartiges Gestein vor, könnten in der Theorie ähnlich gute Verhältnisse wie beim Projekt in Soultz, Elsass vorliegen. Messergebnisse aus Soultz zeigen, dass am Standort im Tiefenintervall zwischen 1.400 und 3.500 m Wasservorkommen mit überdurchschnittlich hohen Temperaturen von bis zu 160 °C vorhanden sind.

Die Potenziale werden sich voraussichtlich ändern

Das Optimierungspotenzial der Tiefengeothermie einschliesslich der Technologie zur Umwandlung von Wärme in Strom ist gross. Je nach Entwicklung der Erschliessungstechniken sowie der Anforderungen bezüglich der notwendigen Temperaturen für die Stromerzeugung könnten sich in der Zukunft im Kanton Solothurn die Potenziale für petrothermale und auch für hydrothermale Anlagen erhöhen. Durch eine deutliche Absenkung der erforderlichen Mindesttemperaturen würden sich die Möglichkeiten der potenziellen Aquifere Oberer Malm und Oberer Muschelkalk für eine Stromproduktion markant verbessern.

Wärmeabnehmerpotenziale

Die in der vorliegenden Studie vorgenommene grobe Abschätzung der Wärmeabnehmerpotenziale zeigt, dass insbesondere entlang des Jura-Südfusses ein grosses Potenzial in Form von grösseren Bauzonen (Fernwärme) sowie von Wärmegrossverbrauchern besteht. Lokal ist auch innerhalb des Faltenjuras sowie im Raum Dornach im Schwarzbubenland ein grösseres Abnehmerpotenzial vorhanden. Das vorhandene Wärmeabnehmerpotenzial kann noch nicht abschliessend evaluiert werden, insbesondere da bezüglich der Grossverbraucher Angaben zur notwendigen Temperatur und dem jährlichen Lastgang fehlen.

Infrastrukturelle Voraussetzungen

Die für Stromproduktionsanlagen notwendigen Infrastrukturen (Strassen, Hochspannungsleitungen, Industriezone etc.) finden sich zum grössten Teil entlang des Jura-Südfusses sowie im Raum Dornach oder Raum Breitenbach.

Potenzial unter Berücksichtigung obertägiger Gegebenheiten

Berücksichtigt die Potenzialbetrachtung auch die infrastrukturellen Gegebenheiten sowie das aktuelle Wärmeabnehmerpotenzial ist der Jurasüdfuss sowie der Grossraum Dornach im Schwarzbubenland besonders geeignet für die Errichtung von tiefengeothermischen Stromproduktionsanlagen.

Wirtschaftlichkeit gegeben

Tiefengeothermie könnte im Kanton Solothurn angesichts der KEV wirtschaftlich sein (*Kapitel 7*). Insbesondere bei Berücksichtigung der externen Kosten ist die Tiefengeothermie eine für die Zukunft wirtschaftlich interessante Lösung (*Kapitel 7.4*). Das Kostensenkungspotenzial ist gross (*Kapitel 7.5.1*).

Rechtliche Regelung notwendig

Die Voraussetzung für eine Projektrealisierung sind der Rechtsschutz und die Investitionssicherheit durch geeignete Gesetze und Verfahren.

Hinsichtlich der Tiefengeothermie gibt es im Kanton Solothurn noch keine spezifischen gesetzlichen Vorschriften (*Kapitel 4.3*).

Neues «Untergrundgesetz» wichtigster Schritt

Erdwärme ist im Kanton Solothurn kein Regal. Um das Regalrecht wahrnehmen und in einem Gesetz regeln zu können, ist in einem ersten Schritt die Nutzung des tiefen Untergrundes in die kantonale Verfassung aufzunehmen. Die Erkundung, Erschliessung und Nutzung des tiefen Untergrunds (und speziell der Tiefengeothermie) soll in einem neuen Gesetz geregelt werden, dessen Entwurf in Erarbeitung ist. Die Botschaft ist für Ende 2013 vorgesehen. Mit diesem neuen «Untergrundgesetz» ist der wichtigste Schritt zur Schaffung rechtlicher Grundlagen getan. Durch eine auf eine bestimmte Tiefenlage beschränkte Konzessionierung könnte das im Untergrund vorhandene Potenzial möglichst effizient genutzt werden.

Neues «Untergrundgesetz» wichtigster Schritt

Es ist zu überprüfen, inwiefern bestehende kantonale Gesetze angepasst werden müssen. Tiefenwasser ist z. B. neben dem Grundwasser in die Liste der öffentlichen Gewässer mitaufzunehmen (*Kapitel 4.3.5*). Des Weiteren ist beim Grundwasserschutz zwischen Grundwasser und Tiefenwasser zu differenzieren und eine rechtlich eindeutige Abgrenzung vorzunehmen, z. B. über den Chemismus und/oder die Eignung des Wassers oder allenfalls dessen Tiefenlage. Inwieweit der Bund den Rahmen dafür vorgeben wird, ist noch nicht abzusehen.

Überkantonale Regelungen

Für Anlagen, welche in den Grenzregionen zu benachbarten Kantonen geplant sind, sollten interkantonale Regelungen zur Klärung der Hoheitsansprüche etc. an der Ressource Erdwärme erarbeitet werden. Die umfangreichen Erfahrungen des Kantons Solothurn sind eine ideale Ausgangsbasis und können auf tiefengeothermische Projekte übertragen werden.

Obertägige Aspekte rechtlich weitgehend abgedeckt; «GEOBEST» als Richtlinie für Arbeiten im Untergrund

Der Bau der obertägigen Anlagen und die Lärmemissionen sind bereits durch die bestehenden Gesetze erfasst. Für die Bohrung und die Erzeugung des Reservoirs im Untergrund fehlen noch Vorschriften bzw. Grenzwerte hinsichtlich von allfällig auftretenden Mikroerschütterungen (induzierte Seismizität) sowie teilweise dem Einsatz von Spülungszusätzen und Additiven beim Bohrvorgang und der Reservoir-Entwicklung (*Kapitel 8.3*). Der Schweizerische Erdbebendienst SED erarbeitet im Rahmen des Projekts «GEOBEST» u. a. einen Leitfaden für die seismische Gefährdungs- und Risikoabschätzung von Tiefengeothermie-Projekten, welcher auch Vorschläge für Richtwerte für maximal zulässige Magnituden und Bodengeschwindigkeiten oder probabilistische Erwartungswerte dieser Grössen enthalten wird.

Verfahrenskoordination

Nur koordinierte und möglichst einfache Verfahren gewährleisten die Sicherheit von Investitionen. Es ist zu prüfen, inwieweit bestehende Verfahren (z. B. *Anhang 1*) angepasst werden müssen. Das kantonale Prinzip der Verfahrenskoordination sowie die im Grundlagenbericht zum Energiekonzept fixierte Massnahme, die Bewilligungsverfahren zu vereinfachen und zu beschleunigen bilden eine optimale Basis.

Kantonaler Richtplan und Planungsgrundsätze

Die Raumplanung berücksichtigt aktuell noch keine tiefengeothermischen Anlagen. Im kantonalen Richtplan ist ein Kapitel Geothermie in der Vernehmlassung, in welchem die Planungsgrundsätze und der abgeleitete Planungsauftrag enthalten sind (*Kapitel 4.3.10*). Als Planungsgrundsätze werden die vermehrte Nutzung der Geothermie so-

wie die Möglichkeit einer Beteiligung vom Kanton oder einer Gemeinde an einer tiefengeothermischen Pilotanlage genannt.

Des Weiteren sind gemäss kantonaler Planungsgrundsätze auch Wärmepumpenanlagen zu fördern. Gegenwärtig ist dies nur für kleine Anlagen bis 0.5 MW_{th} der Fall. Grössere Systeme und speziell auch Wärmeanlagen ohne Wärmepumpen werden nicht unterstützt. Bei letztgenanntem könnten im Kanton Solothurn auch hybride Systeme, d. h. eine Kombination mit z. B. einer Biomasse- oder Holzhackschnitzelanlage bzw. einem modernen Gas-Blockheizkraftwerk, wirtschaftlich und ökologisch interessant sein. Die nahe gelegene Anlage in Riehen bei Basel ist ein solch hybrides System.

Standortausscheidung verfrüht

Aufgrund der zu geringen Kenntnisse über die Verhältnisse im Untergrund des Kantons Solothurn ist aus unserer Sicht die raumplanerische Ausweisung von Standorten für tiefengeothermische Anlagen zum heutigen Zeitpunkt noch verfrüht.

Förderprogramm

Bezüglich Förderung und Risikodeckung gibt es Instrumente des Bundes. Die Risikodeckung kommt nur bei Bohrprojekten, welche die Stromproduktion zum Ziel haben, zum Tragen. Die KEV wird erst dann ausbezahlt, wenn Strom produziert wird (*Kapitel 5.2.2*, *5.2.3*).

Im Rahmen der Energiestrategie ist ein Ausbau der Massnahmen durch den Bund angedacht (*Kapitel 5.3.2*). Für die Phase der Erkundung (z. B. durch Seismik) oder für Wärmeprojekte war in der Vernehmlassungsvorlage zur Energiestrategie 2050 keine explizite Förderung vorgesehen. Der Kanton Solothurn könnte hier wichtige Anreize schaffen.

Tiefengeothermie-Projekte zur reinen Wärmenutzung können einen wichtigen Beitrag zur rationellen Wärmeversorgung leisten und liefern zusätzlich wichtige Erkenntnisse über den Untergrund. Gleichzeitig kann wertvolles Know-how in den Bereichen Tiefenerkundung und Untergrunderschliessung gewonnen werden. Es können z. B. Potenzial- und Machbarkeitsstudien gefördert oder eine teilweise Risikogarantie gesprochen werden.

Kenntnis über den Untergrund ist essentiell

Die Kenntnisse über den tiefen Untergrund sind im Kanton Solothurn im Vergleich noch geringer als in einigen anderen Kantonen des Schweizer Mittellandes. Hier besteht ein grosses Defizit. Wissen über die tiefen Untergrundverhältnisse sind jedoch essentiell für die standortspezifische Potenzialabschätzung, die Planung und Durchführung sowie letztendlich für den Erfolg eines Tiefengeothermie-Projekts. Weitere Informationen durch neue Seismikkampagnen sowie insbesondere durch (Erkundungs-) Bohrungen sind aus diesen Gründen ausserordentlich empfehlenswert.

Rechte an sämtlichen Untergrunddaten sichern und wahrnehmen

Der Kanton soll seinen Rechtsanspruch an bestehenden Untergrunddaten wahrnehmen und die Daten öffentlich zugänglich machen. Hinsichtlich reprozessierter bestehender sowie neuer Untergrunddaten sollte der Kanton Solothurn klare Regelungen hinsichtlich der Rechte und damit der Aushändigung und späteren Veröffentlichung treffen. Dies würde Innovationen begünstigen. Bereits im Zusammenhang mit dem «Gas-Konzessionsgesuch» wurde eine Fristsetzung ins Auge ge-

fasst. Die Ausgangslage zur Optimierung der Regelungen ist ausgesprochen gut.

Die Datensätze aus dem tiefen Untergrund sind komplex und aufwändig in der Handhabung. In Kooperation mit den Kantonen kommt der swisstopo (Bundesamt für Landestopographie) diesbezüglich künftig eine wichtige Aufgabe zu. Die im Jahr 2012 begonnene Zusammenarbeit mit der swisstopo ist ideal und sollte weiterverfolgt werden.

Wärmeabnehmerpotenziale evaluieren und allenfalls Abnehmerstrukturen vorausschauend planen

Bei der tiefengeothermischen Stromproduktion kann nicht die gesamte aus dem Untergrund geförderte Wärme in Strom konvertiert werden. Aus rationellen und, je nach Wärmeabnehmerpotenzial vor Ort, auch aus wirtschaftlichen Gründen ist eine Nutzung der noch im Tiefenwasser vorhandenen Wärme sinnvoll. Kenntnisse der bestehenden Wärmeabnehmerstrukturen sind daher wichtig, jedoch nur teilweise im Kanton Solothurn bekannt (s.o.). Mittel- und langfristig könnten bestehende Abnehmerstrukturen auch auf eine Abwärme-Nutzung angepasst oder neue z. B. durch eine Umzonung erstellt werden.

Zentrale Versorgungsstrukturen bedeutend

In diesem Zusammenhang sind auch Kenntnisse über bestehende zentrale Versorgungsstrukturen mit Fernwärmenetz bedeutend (z. B. Gas-BHKW). Hier können sowohl Interessenskonflikte als auch effiziente Synergien entstehen. Angaben zu Standorten und thermischen Leistungen sind beim Amt für Umwelt vorhanden.

Öffentlichkeitsarbeit

Durch die Neuausrichtung der Energiepolitik werden dringend neue zukunftsfähige Energiequellen gesucht. Tiefengeothermie ist in der Bevölkerung jedoch teilweise nur namentlich bekannt. Sie kann aufgrund ihres theoretisch sehr grossen Potenzials und ihrer Bandlastfähigkeit einen bedeutenden Beitrag zur versorgungssicheren, wirtschaftlichen und umweltfreundlichen Versorgung mit Strom und Wärme leisten. Dies wäre zu kommunizieren, dabei muss aber auch auf die damit verbundenen Herausforderungen eingegangen werden. Im Kanton Solothurn erfolgt noch keine solche Information und es besteht auch noch kein regionaler Förderverein Geothermie.

Nutzungskonflikte

Der Kanton Solothurn sollte zur Klärung allfälliger Nutzungskonflikte eine Priorisierung der verschiedenen Interessen vornehmen und hierbei das öffentliche Interesse angemessen abwägen.

9.2 Handlungsfelder und Massnahmen

Handlungsbedarf öffentlicher Hand vorhanden

Die Analyse der heutigen Rahmenbedingungen sowie die daraus gezogenen Folgerungen ergeben, dass zur Umsetzung der Vision vielschichtige Aspekte relevant sind und Handlungsbedarf seitens der öffentlichen Hand besteht.

Projektumsetzung durch EVU/ Investoren

Für die Umsetzung von Projekten sind Energieversorgungsunternehmen (EVU) sowie private Investoren verantwortlich. Der Kantons- und Regierungsrat sowie verschiedene Departemente bzw. Behörden des Kantons Solothurn sind jedoch gefordert, bei der Gestaltung geeigneter Rahmenbedingungen mitzuwirken.

Handlungsfelder

Die Voraussetzung für eine Projektrealisierung sind der Rechtsschutz und die Investitionssicherheit durch geeignete Gesetze und Verfahren.

Den Energieversorgungsunternehmen und privaten Investoren sollten Anreize gesetzt werden, Projekte zu realisieren. Des Weiteren ist der betroffenen Gemeinde der individuelle Nutzen aufzuzeigen. Die Fördermassnahmen sollten zielgerichtet, effizient und auf die nationalen Förderinstrumente abgestimmt sein. Letztendlich entscheidend für den Erfolg der Tiefengeothermie ist die breite Akzeptanz durch die Politiker, die eigenen Behörden sowie die Bevölkerung des Kantons Solothurn und speziell die betroffenen Gemeinden.

Ziel der empfohlenen Massnahmen

Ziel der nachfolgend aufgelisteten Massnahmen ist, die Vision des Kantons Solothurn umzusetzen, möglichst bis im Jahr 2030 ein Geothermie-Kraftwerk in Betrieb zu haben sowie die Tiefengeothermie mittel- bis langfristig als Energiequelle zu etablieren. Die Massnahmen wurden von der externen Projektleitung aus Sicht der Technologie vorgeschlagen. Deren Notwendigkeit wurde vom Projektteam und vom Projektausschuss geprüft. Die Ergebnisse können den nachfolgenden Kapiteln entnommen werden. Mögliche Massnahmen, welche allerdings nicht weiterverfolgt werden, befinden sich im *Anhang 2*.

Massnahme Nr. 1	**Rechtliche Grundlagen**	
Das Regal «Nutzung des tiefen Untergrunds» ist rechtlich in der Verfassung zu verankern. Das kantonale Gesetz über den tiefen Untergrund und Bodenschätze (GUB) und die dazugehörige Verordnung (VUB) sind derzeit in Erarbeitung. Sie regeln unter anderem auch die Erkundung, Erschliessung und Nutzung der Tiefengeothermie. Für kantonsüberschreitende Projekte ist eine Zusammenarbeit mit den anderen Kantonen notwendig. Die Regelungen aus der «Wasserkraft» können übernommen und angepasst werden. Die bestehenden Bundes- wie auch Kantonsgesetze sind auf allfällig notwendige Anpassungen zu überprüfen. Insbesondere wäre es sinnvoll, Tiefenwasser als öffentliches Gewässer zu klassieren, da die aktuelle kantonale Gewässerschutzgesetzgebung auf Oberflächengewässer und auf oberflächennahe Grundwasservorkommen ausgerichtet ist. Die Grenzziehung zwischen Grund- und Tiefenwasser sollte rechtlich eindeutig definiert werden. **Empfehlungen:** ➢ Anpassung der Verfassung ➢ Gesetz (GUB) und Verordnung (VUB) über den tiefen Untergrund und Bodenschätze ➢ Überprüfung der bestehenden Gesetzgebung (z. B. GWBA, VWBA) ➢ Interkantonale Regelungen bei kantonsübergreifenden Tiefengeothermieprojekten aus der «Wasserkraft» ableiten		
Umsetzung: **2014/2015**	**Zuständigkeit:** **Bau- und Justizdepartement (BJD)**	**Kosten:** **intern, keine**

Massnahme Nr. 2	**Richtplanung**	
Die kantonale Raumplanung ist gemäss der 2. Teilrevision des nationalen Raumplanungsgesetzes auf den Untergrund auszudehnen und entsprechend anzupassen. Das Kapitel Geothermie für den kantonalen Richtplan ist in Vernehmlassung. Als Planungsgrundsätze werden u. a. die vermehrte Nutzung der Geothermie sowie die Möglichkeit einer Beteiligung von Kanton oder einer Gemeinde an einer tiefengeothermischen Pilotanlage genannt. Eine Pflicht zur Ausscheidung von speziellen Zonen für Tiefengeothermieanlagen ist noch nicht vorgesehen und derzeit auch nicht empfehlenswert. Dies, da die Tiefengeothermie noch zu stark von speziellen Standortbedingungen abhängig ist und die Kenntnisse über den Untergrund gegenwärtig noch zu gering sind. Es wäre jedoch sinnvoll, Koordinations- und Standortvorgaben in den kantonalen Richtplan aufzunehmen und dabei die geltenden rechtlichen Grundlagen sowie die technologieabhängigen Standortanforderungen zu berücksichtigen. Eine Zonenausscheidung für Tiefengeothermieanlagen ist zu prüfen, sobald die Untergrundkenntnisse dafür ausreichend sind bzw. die Technologie durch die Verfahrensoptimierung eine weitgehende Standortflexibilität erreicht hat. **Empfehlungen:** ➢ Kapitel Geothermie im kantonalen Richtplan mit Koordinations- und Standortvorgaben ergänzen ➢ Zonenausscheidung für Tiefengeothermieanlagen im kantonalen Richtplan prüfen, sobald die Untergrundkenntnisse und die Technologie dies zulassen		
Umsetzung: **2014/2015**	**Zuständigkeit:** **Bau- und Justizdepartement (BJD)**	**Kosten: intern, keine**

Massnahme Nr. 3	**Fachstelle**	
Für die Bearbeitung von Anfragen zur tiefengeothermischen Erkundung und Nutzung des Untergrundes muss genügend Fachwissen und zeitliche Kapazität in der zuständigen Fachstelle zur Verfügung stehen. Damit tiefengeothermische Projekte gefördert werden können, muss eine zeitnahe und kompetente Bearbeitung der Projekte möglich sein. Allenfalls muss auch eine externe Begleitung und Bearbeitung der Projekte möglich sein. **Empfehlungen:** ➢ Aufbau von genügend Fachwissen mit den bestehenden personellen Ressourcen ➢ Externe Prüfung der Projekte (Expertisen, Expertenmeinungen)		
Umsetzung: **laufend**	**Zuständigkeit:** **Amt für Umwelt (AfU)**	**Kosten:** **intern im Rahmen des Budgets des AfU**

Massnahme Nr. 4	**Öffentlichkeitsarbeit**	
Der Erfolg von tiefengeothermischen Projekten hängt vor allem auch von der gesellschaftlichen Akzeptanz ab. Dafür ist ein gut geplantes Informations- und Kommunikationskonzept notwendig, welches auf kantonale und kommunale Behörden, Politiker, Umweltverbände und Organisationen sowie die Bevölkerung ausgerichtet werden sollte. Die Kommunikation und Information zum Thema Energiezukunft unter besonderer Berücksichtigung der Tiefengeothermie ist daher zur Erhaltung und Verbesserung der Akzeptanz besonders wichtig. Dazu sollten die hydro- und petrothermale Technologie vorgestellt und deren jeweilige Potenziale erläutert werden. Dabei ist der Aspekt allfällig induzierter Seismizität zentral. Reine Wärmeanlagen, auch in Kombination mit einer Holz- oder Biomasseanlage bzw. einem Gas-BHKW, sollten aufgrund ihrer Bedeutung für die Erreichung der Schweizer Klimapolitik ebenfalls berücksichtigt werden. Zusätzlich ist bei diesen hydrothermalen Anlagen aufgrund der grossen Vorteile und geringen Risiken vergleichswiese «einfach» eine breite Akzeptanz zu gewinnen, was in einem späteren Schritt der petrothermalen Technologie zugutekommen kann. Wird ein Standort für eine petrothermale (Pilot-) Anlage ins Auge gefasst, ist seitens des Projektanten eine intensive Kommunikation vor Ort notwendig. Auf die dort bestehenden Fragen seitens der ansässigen Bevölkerung sowie der Umweltverbände sollte kompetent, unvoreingenommen und insbesondere auch unabhängig eingegangen werden, denn einmal in der Bevölkerung bestehende Abwehrhaltungen sind nur schwer wieder abzubauen. Aus diesen Gründen empfiehlt es sich, bereits zu Beginn des Projekts eine unabhängige Dialogplattform, wie z. B. die Stiftung Risikodialog, miteinzubeziehen. Der Kanton Solothurn kann einen interessierten Projektanten auf die Vorzüge einer solchen Dialogplattform hinweisen und einen finanziellen Zuschuss für die damit einhergehenden Kosten prüfen. **Empfehlungen:** ➢ Information und Kommunikation zu tiefengeothermischen Strom- und Wärmeanlagen, bei konkreten Projekten gemäss heutiger Gepflogenheiten in Zusammenarbeit mit dem Projektant ➢ Prüfung der Zusammenarbeit mit einer unabhängigen Dialogplattform		
Umsetzung: **bei konkretem Projekt**	**Zuständigkeit:** **Bau- und Justizdepartement (BJD) oder Volkswirtschaftsdepartement (VWD)**	**Kosten:** **intern im Rahmen des Budgets des AfU**

Massnahme Nr. 5	**Verbesserung der Untergrundkenntnisse**	
Ohne Untergrundkenntnisse können Tiefengeothermieprojekte nicht realisiert werden. Empfehlenswert ist daher eine Verbesserung der Informationsgrundlage. Dafür müssten die vorhandenen Seismik-Daten reprozessiert werden. Die Qualität des Untergrundmodells kann sich dadurch erhöhen und allfällige neue Seismik kann besser geplant werden. Finanzielle Beiträge des Kantons Solothurn können Anreize zur Durchführung dieser Datenaufbereitung oder neuen Seismikkampagnen schaffen. Die standortspezifische Erkundung des Untergrunds durch Projektanten ist für die Planung eines Tiefengeothermieprojekts essentiell. Für petrothermale Systeme sind neben der Temperatur, der Aufbau und die Zusammensetzung des Gesteins, das vorhandene Strukturinventar sowie das in der Tiefe herrschende Spannungsfeld wichtig. Letztgenannte Informationen können nur durch Bohrungen und darin durchgeführte Untersuchungen gewonnen werden. Der Kanton Solothurn könnte Beiträge an diese Bohrungen leisten. Zudem soll der Kanton Solothurn die Rechte an allen Daten wahrnehmen, dies wird über das neue Gesetz über den tiefen Untergrund geregelt (siehe auch Massnahme 1). Alle Daten werden nach Ablauf einer gesetzten Frist öffentlich zugänglich gemacht. Die Freigabe sollte neu über eine zentrale Stelle (z. B. swisstopo) erfolgen. Die Zusammenarbeit mit swisstopo zum Aufbau eines nationalen Informationssystems sollte fortgeführt und allenfalls noch weiter ausgebaut werden. **Kostenabschätzung:** Die Reprozessierung aller Seismiklinien auf dem Gebiet des Kantons Solothurn (261 km Gesamtlänge) würden sich auf gut 300'000 CHF belaufen. Die Kosten für eine neue 2D-Seismik mit einer Länge von 100 km belaufen sich auf ungefähr 1'500'000 CHF. Für eine neue 3D-Seismik von 100 km^2 sind Kosten von geschätzt 5'500'000 CHF anzunehmen.		
Empfehlungen: ➢ Projekt zur Klärung von Beitragszahlungen an Grundlagenbeschaffungen ➢ Beiträge an die Reprozessierung und Neuinterpretation der vorhandenen Seismikdaten ➢ Finanzielle Unterstützung an Erkundungsmassnahmen (Seismik, Bohrungen, etc.) ➢ Wahrnehmung der Rechte an allen Daten (siehe GUB) ➢ Öffentliche Zugänglichkeit zu den neuen Daten nach Ablauf der gesetzlich geregelten Frist (siehe GUB) ➢ Zusammenarbeit mit der swisstopo		
Umsetzung: **2014 – 2020**	**Zuständigkeit:** **Bau- und Justizdepartement (BJD) in Zusammenarbeit mit weiteren Partnern (z. B. Bund)**	**Kosten:** **Beteiligung im Rahmen des Budgets des AfU**

10 REFERENZEN

Baisch, S., 2011. *Mikroseismische Überwachung und Seismizität in unterschiedlichen Gesteinsabfolgen. 7. Internationale Geothermiekonferenz Freiburg i. Br., 10.–12. Mai 2011.* Deutschland.

Baujard, C., Signorelli, S. & Kohl, T., 2007. *Atlas des ressources géothermiques de la Suisse Occidentale,* Zürich: Commission Suisse de Géophysique.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2002. *Erneuerbare Energien und nachhaltige Entwicklung – natürliche Ressourcen und umweltgerechte Energieversorgung.*

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2009. *Bericht der Bundesregierung über ein Konzept zur Förderung, Entwicklung und Markteinführung von geothermischer Stromerzeugung und Wärmenutzung*.

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu) und Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie , 2004. *Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland (Langfassung) – Forschungsvorhaben im auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit*.

Dr. Roland Wyss GmbH, 2012. *Geothermie Thurgau – Grundlagenbericht zum Nutzungskonzept vom 24. April 2012*: In Zusammenarbeit mit Deep Rock Energy.

Econcept, 2011. *Energiekonzept Kanton Solothurn: Energieverbrauch und Potenziale,* Solothurn: Amt für Umwelt des Kantons Solothurn.

Econcept, 2013. *Energiekonzept Kanton Solothurn – Grundlagenbericht vom 25. April 2013.* Amt für Umwelt Kanton Solothurn, Energiefachstelle.

Evans, K. et al., 2012. A survey of the induced seismic responses to fluid injection in geothermal and CO2 reservoirs in Europe. *Geothermics,* Band 41, pp. 30-54.

Finger, J. & Blankenship, D., 2010. *Handbook of Best Practises for Geothermal Drilling.* Sandia Report SAND2010-6048 Hrsg. USA: Sandia National Laboratories.

Frick, S. et al., 2007. *Umwelteffekte einer geothermischen Stromerzeugung – Analyse und Bewertung der klein- und großräumigen Umwelteffekte einer geothermischen Stromerzeugung. – Endbericht, Forschungsprojekt FKZ 205 42 110.,* Leipzig: Im Auftrag des Umweltbundesamtes.

Gajewski, W. et al., 1989. Der Kalina-Prozess. *VGB Kraftwerkstechnik,* 96(5), pp. 477-483.

Gringarten, A. C., 1978. Reservoir lifetime and heat recovery factor in geothermal aquifers.. *Pure and Applied Geophysics*.

Häring, M., 2007. *Geothermische Stromproduktion aus Enhanced Geothermal Systems (EGS) – Stand der Technik.*

Huenges, E. & Winter, H., 2004. *Experimente zur Produktivitätssteigerung in der Geothermie-Forschungsbohrung Groß Schönebeck 3/90.,* GeoForschungsZentrum (GFZ): Scientific Technical Report STR04/16.

Jatho, R., Hauswirth, H. & Scherer, H., 2011. Tiefbohrungen und Lärmschutz. *Reservoirerschliessung bei tiefengeothermischen Projekten – Leitfaden*, Dezember, pp. 94-103.

Kastrup, U. et al., 2004. Stress field variations in the Swiss Alps and the northern Alpine foreland derived from inversion of fault plane solutions. *Journal Of Geophysical Research,* Band 109, p. 22.

Müller, W., Naef, H. & Graf, H., 2002. *Geologische Entwicklung der Nordschweiz, Neotektonik und Langzeitszenarien im Zürcher Weinland*: NAGRA NTB 99-08.

Nagra, 1991. *Technischer Bericht 90–04. Zur Tektonik der zentralen Nordschweiz. Interpretation aufgrund regionaler Seismik, Oberflächengeologie und Tiefbohrungen.,* s.l.: s.n.

Nagra, 1994. *Technischer Bericht Nr. 93–01. Geology and Hydrogeology of the Crystalline Basement of Northern Switzerland,* Wettingen, Schweiz:.

Nagra, 2008. *Technischer Bericht 08–04. Vorschlag geologischer Standortgebiete für das SMA und das Haa-Lager. Geologische Grundlagen – Textband.*

PSI, 2005. *Neue erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen: Potenziale und Kosten.* PSI-Bericht Nr. 05–04..

Schärli, U. & Kohl, T., 2002. *Archivierung und Kompilation geothermischer Daten der Schweiz und angrenzender Gebiete,* Zürich: Schweizerische Geophysikalische Kommission.

Signorelli, S. & Kohl, T., 2006. *Geothermischer Ressourcenatlas der Nordschweiz,* Zürich: Schweizerische Geophysikalische Kommission.

Szablinski, D., 2007. *Vergleich binärer Kraftwerke. First European Geothermal Review – Geothermal Energy for Power Production. 29.–31. Oktober 2007.* Mainz, Deutschland.

Ustaszewski, K. & Schmid, S., 2006. Control of pre-existing faults on geometry and kinematics in the northernmost part of the Jura fold-and-thrust belt. *Tectonics 25,* TC5003 25.

Schweizerische Gesellschaft für Hydrogeologie SGH, 2012: 18. Ordentliche Generalversammlung der SGH, Protokoll vom Juli 2012.

UNTERLAGEN DES BUNDES UND DES KANTONS

Unterlagen des Bundes

Bundesamt für Umwelt BAFU, 1986: Baulärm-Richtlinie – Richtlinie über bauliche und betriebliche Massnahmen zur Begrenzung des Baulärms gemäss Artikel 6 der Lärmschutz-Verordnung vom 15. Dezember 1986.

Bundesgesetz über den Schutz der Gewässer (Gewässerschutzgesetz, GSchG) vom 24. Oktober 1991 (Stand am 1. Januar 2011, SR 814.20).

Bundesgesetz über den Natur- und Heimatschutz (NHG) vom 1. Juli 1966 (Stand am 1. Januar 2012, SR 451).

Bundesgesetz über die Raumplanung (Raumplanungsgesetz, RPG) vom 22. Juni 1979 (Stand am 1. Juli 2011, SR 700).

Raumplanungsverordnung (RPV) vom 28. Juni 2000 (Stand am 1. September 2009, SR 700.1).

Bundesgesetz über den Umweltschutz (Umweltschutzgesetz, USG) vom 7. Oktober 1983 (Stand am 1. August 2010, SR 814.01).

Bundesverfassung der Schweizerischen Eidgenossenschaft vom 18. April 1999 (Stand am 1. Januar 2011, SR 101).

Energiegesetz (EnG) vom 26. Juni 1998 (Stand am 1. Juli 2012, SR 730).

Energieverordnung (EnV) vom 7. Dezember 1998 (Stand am 1. Oktober 2011, SR 730.01).

Gewässerschutzverordnung (GSchV) vom 28. Oktober (Stand am 1. August 2011, SR 814.201).

Lärmschutz-Verordnung (LSV) vom 15. Dezember 1986 (Stand am 1. August 2010, SR 814.41).

Schweizerisches Zivilgesetzbuch (ZGB) vom 10. Dezember 1907 (Stand am 1. Januar 2013, SR 210).

Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPV) vom 19. Oktober 1988 (Stand am 1. Juni 2012, SR 814.011).

Verordnung über den Natur- und Heimatschutz (NHV) vom 16. Januar 1991 (Stand am 1. März 2011, SR 451.1).

Unterlagen des Kantons Solothurn

Energiegesetz (EnGSO) 3. März 1991 (Stand 1. Juli 2005, BGS 941.21).

Econcept, 2013: Energiekonzept Kanton Solothurn – Grundlagenbericht vom 25. April 2013.

Gesetz über die Einführung des Schweizerischen Zivilgesetzbuches (EG ZGB) vom 4. April 1954 (Stand 1. Januar 2011, BGS 211.1).

Gesetz über Wasser, Boden, Abfall (GWBA) vom 4. März 2009 (Stand 1. Januar 2010, BGS 712.15).

Kantonale Bauverordnung vom 3 Juli 1978 (Stand 1. Januar 2012, BGS 711.61).

Lärmschutz-Verordnung des Kantons Solothurn (LSV-SO) vom 2. Juli 2002 (Stand 1. September 2002, BGS 812.61).

Planungs- und Baugesetz (PBG) vom 3. Dezember 1978 (Stand 1. Januar 2012, BGS 711.1).

Richtlinien über die Durchführung der Umweltverträglichkeitsprüfung (Richtlinie UVP) vom 28. September 1993 (Stand 1. Juli 2011, BGS 711.16).

Regierungsratsbeschluss (RRP) Nr. 2012/1025 des Kantons Solothurn: Nutzung des tiefen Untergrundes und die Gewinnung von Bodenschätzen: Ausarbeitung von Botschaft und Gesetzesentwurf vom 22. Mai 2012.

Regierungsratsbeschluss (RRP) Nr. 2012/1822 des Kantons Solothurn: Geo-Mol CH: Geologisches 3D-Modell des schweizerischen Mittellandes / Beteiligung des Kantons Solothurn / Beitragszusicherung vom 11. September 2012.

Regierungsratsbeschluss (RRP) Nr. 2012/422 des Kantons Solothurn: Auftrag Fabian Müller (SP, Balsthal): Erarbeitung eines Richtplans Energie (09.11.2011) – Stellungnahme des Regierungsrates vom 28 Februar 2012.

Verfassung des Kantons Solothurn (KV) vom 8. Juni 1986 (Stand 1. August 2012,BGS 111.1).

Verordnung über den Erlass des kantonalen Richtplans (VKR) vom 3. April 1984 (Stand 12. April 1985, BGS 711.24).

Verordnung über Wasser, Boden, Abfall (VWBA) vom 22. Dezember 2009 (Stand 1. Oktober 2010, BGS 712.16).

Verordnung zum Energiegesetz über Staatsbeiträge (EnGVB) vom 25. September 2012 (Stand 1. Januar 2013, BGS 941.24).

Verordnung zum Energiegesetz (EnVSO) vom 23. August 2010 (Stand 1. Januar 2011, BGS 941.22).

Verordnung über Verfahrenskoordination und Umweltverträglichkeitsprüfung (VVU) vom 28. September 1993 (Stand 1. Juli 2002, BGS 7115.15).

Verordnung über den Natur- und Heimatschutz vom 14. November 1980 (Stand 1. Januar 2010, BGS 435.141).

Frauenfeld, 15. August 2013

Dr. Roland Wyss GmbH

Sig. R. Wyss

Bearbeitung: Dr. Katharina Link
Dr. Clément Baujard
Dr. Roland Wyss

BEILAGEN

Beilage 1: Lage seismischer Linien.

Beilage 2: Lage der Tiefbohrungen mit Teufenangabe.

Beilage 3: Erdbeben mit Magnitude (ML) aus dem Zeitraum 205 bis 2011 sowie kartierte Störungen.

Beilage 4: Oberflächennahe Erdbeben mit Magnitude (ML) aus dem Zeitraum 205 bis 2011 sowie kartierte Störungen.

Beilage 5: Grundgebirge – Tiefenlage und vermutete Verteilung von Permokarbon-Trögen im Kristallin (gemäss Leu, 2008).

Beilage 6: Gliederung in die geologischen Grossräume Westlicher Tafeljura, Faltenjura sowie Mittelländisches Molasse-Becken.

Beilage 7: Geologische Prognoseprofile.

Beilage 8: Geologisches Prognoseprofil bis 5 km Tiefe mit Beispielstandort der Modellanlage Jura-Südfuss.

Beilage 9: Geothermische Temperaturgradienten gemäss Messungen in Tiefbohrungen.

Beilage 10: Temperaturprofile aus Tiefbohrungen < 1'000 m Tiefe.

Beilage 11: Temperaturprofile aus Tiefbohrungen > 1'000 m Tiefe.

Beilage 12: Modellierte Temperaturen an der Oberfläche (Top) des Grundgebirges.

Beilage 13: Wärmeabnehmerpotenzial: Räumliche Verteilung der Wärmegrossverbraucher sowie sonstiger Wärmeverbraucher in Bauzonen.

Beilage 14: Stratigraphisches Prognoseprofil Anlagenstandort Jura-Südfuss.

Beilage 15: Stratigraphisches Prognoseprofil Anlagenstandort Schwarzbubenland.

ANHANG

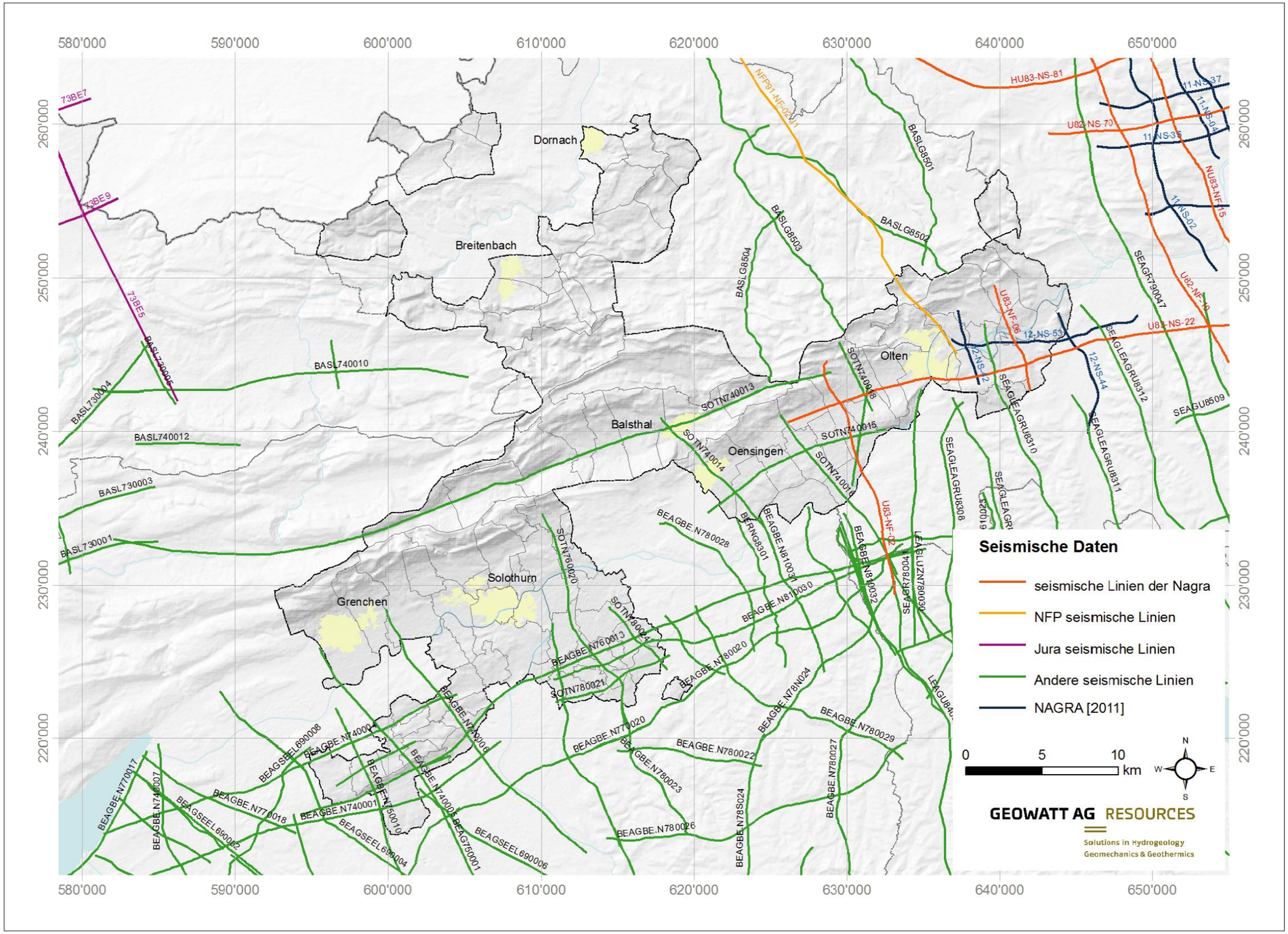
Anhang 1: Kanton Solothurn: Gestaltungsplanverfahren für UVP-pflichtige Anlagen.

Anhang 2: Vom Kanton Solothurn nicht weiterverfolgte Massnahmen

Anhang 3: Tiefengeothermische Projekte in der Schweiz.

Anhang 4: Factsheet «Tiefengeothermie und Erdbeben».

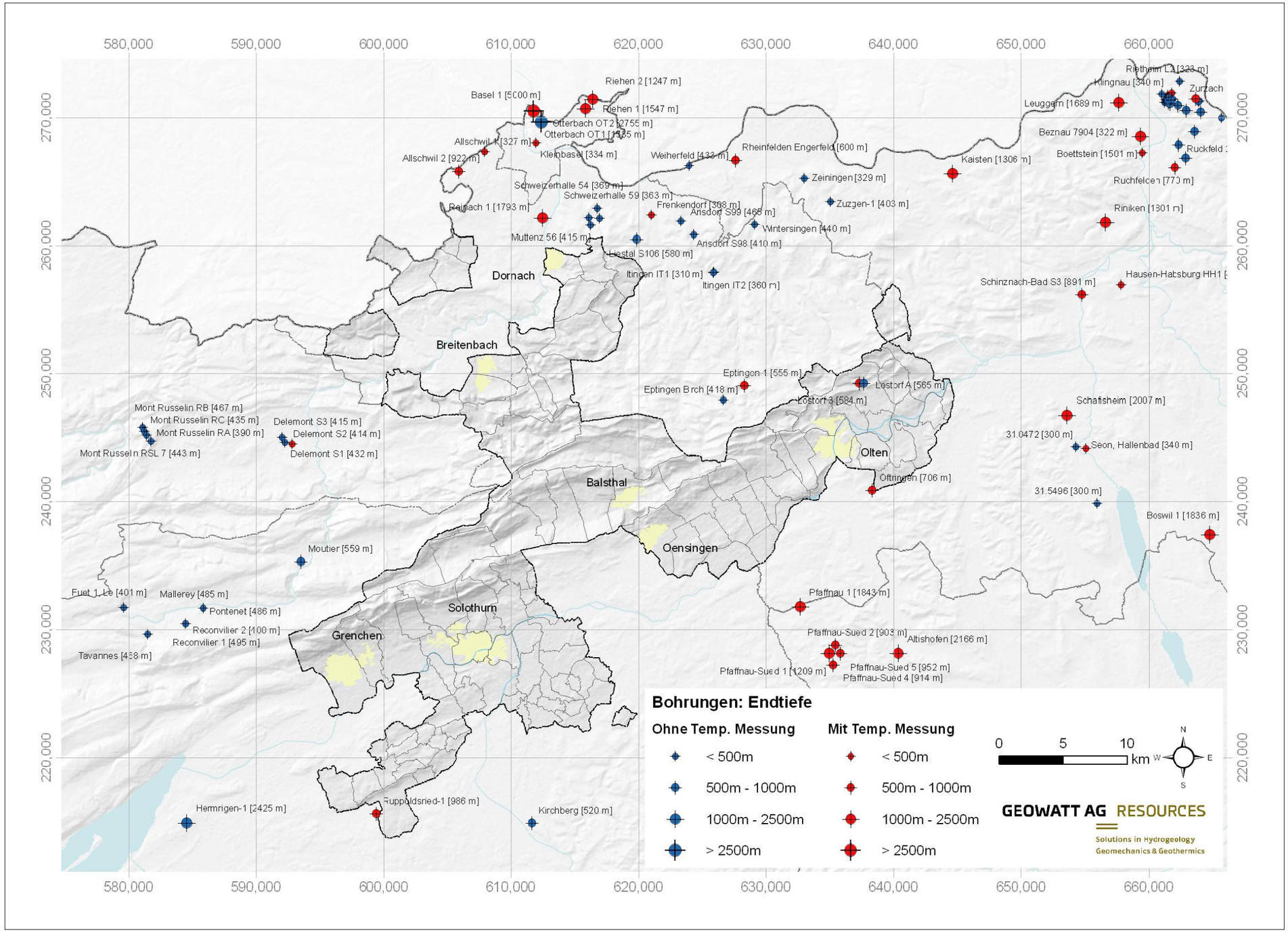
Anhang 5: Abkürzungsverzeichnis / Glossar.


580'000
590'000
600'000
610'000
620'000
630'000
640'000
650'000
260'000
250'000
240'000
230'000
220'000
Dornach
Breitenbach
Olten
Balsthal
Oensingen
Solothurn
Grenchen
73BE7
73BE9
73BE5
BASL730004
BASL730005
BASL740010
BASL740012
BASL730003
BASL730001
SOTN740013
SOTN740015
SOTN740014
SOTN740018
SOTN760020
SOTN780024
SOTN780021
BASLG8501
BASLG8502
BASLG8503
BASLG8504
HU83-NS-81
U02-NS-70
11-NS-37
11-NS-35
11-NS-02
NU83-NF-15
U82-NF-19
U83-NF-06
12-NS-53
12-NS-12
12-NS-44
U83-NS-22
U83-NF-02
SEAGF790047
SEAGLEAGRU8312
SEAGLEAGRU8310
SEAGLEAGRU8311
SEAGLEAGRU8308
SEAGU8509
BERNG8301
BEAGBE.N780028
BEAGBE.N810031
BEAGBE.N810030
BEAGBE.N810032
BEAGBE.N760013
BEAGBE.N780020
BEAGBE.N78N024
BEAGBE.N780029
BEAGBE.N770020
BEAGBE.N780022
BEAGBE.N780023
BEAGBE.N780026
BEAGBE.N78S024
BEAGBE.N780027
BEAGSEEL690008
BEAGBE.N740002
BEAGBE.N770017
BEAGBE.N740007
BEAGSEEL690002
BEAGBE.N770018
BEAGBE.N740001
BEAGSEEL690004
BEAGBE.N750010
BEAGBE.N740006
BEAGBE.N750001
BEAGSEEL690006
Seismische Daten
seismische Linien der Nagra
NFP seismische Linien
Jura seismische Linien
Andere seismische Linien
NAGRA [2011]
0
5
10
km
N
W
E
S
GEOWATT AG RESOURCES
Solutions in Hydrogeology
Geomechanics & Geothermics

Lage der Tiefbohrungen mit Teufenangabe

Übersichtskarte Kanton Solothurn und Umgebung

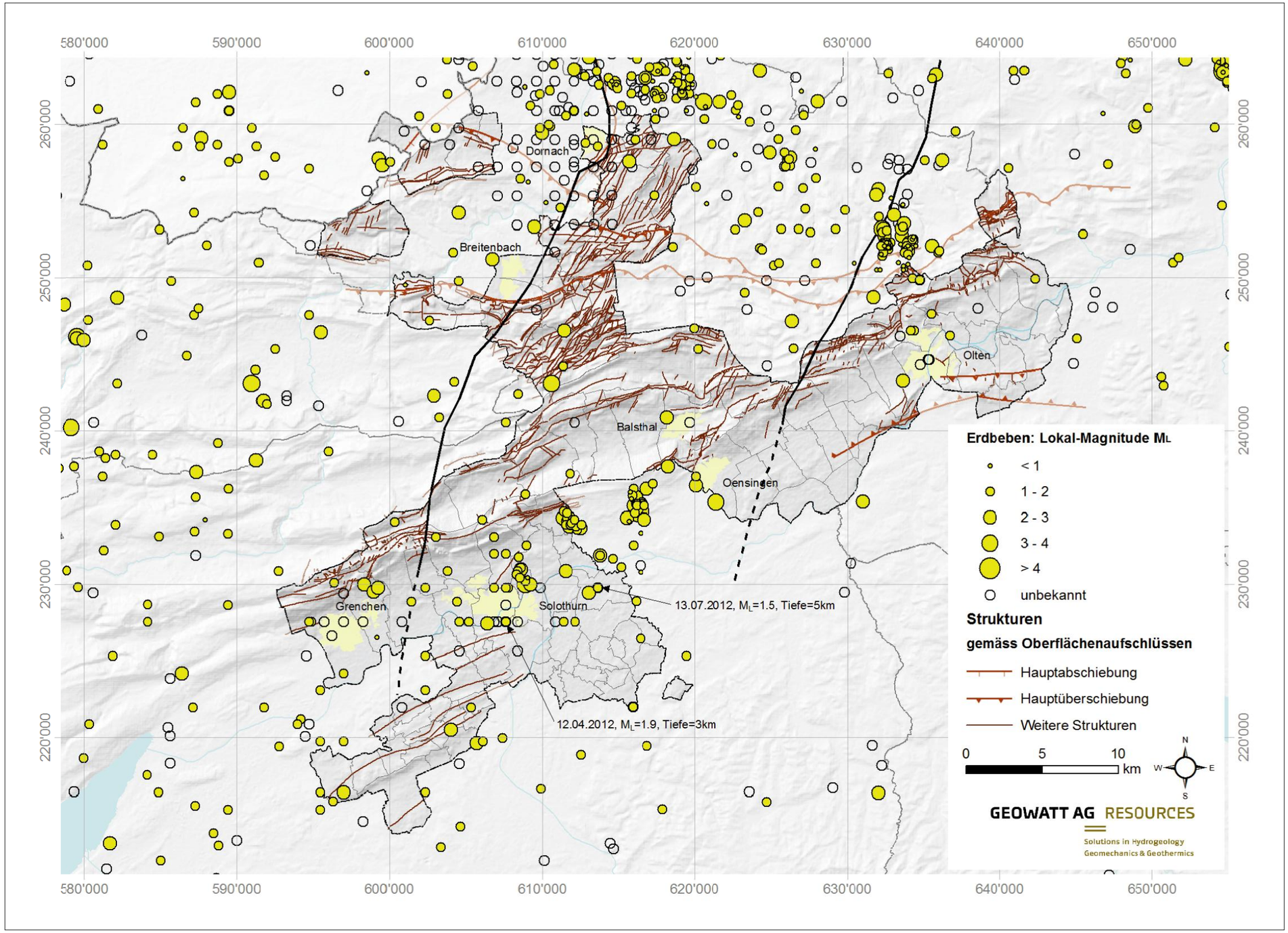
Dr. Roland Wyss GmbH
Geologische Beratungen



Erdbeben mit Magnitude (M_L) aus dem Zeitraum 205 bis 2011 sowie kartierte Störungen

Übersichtskarte Kanton Solothurn und Umgebung

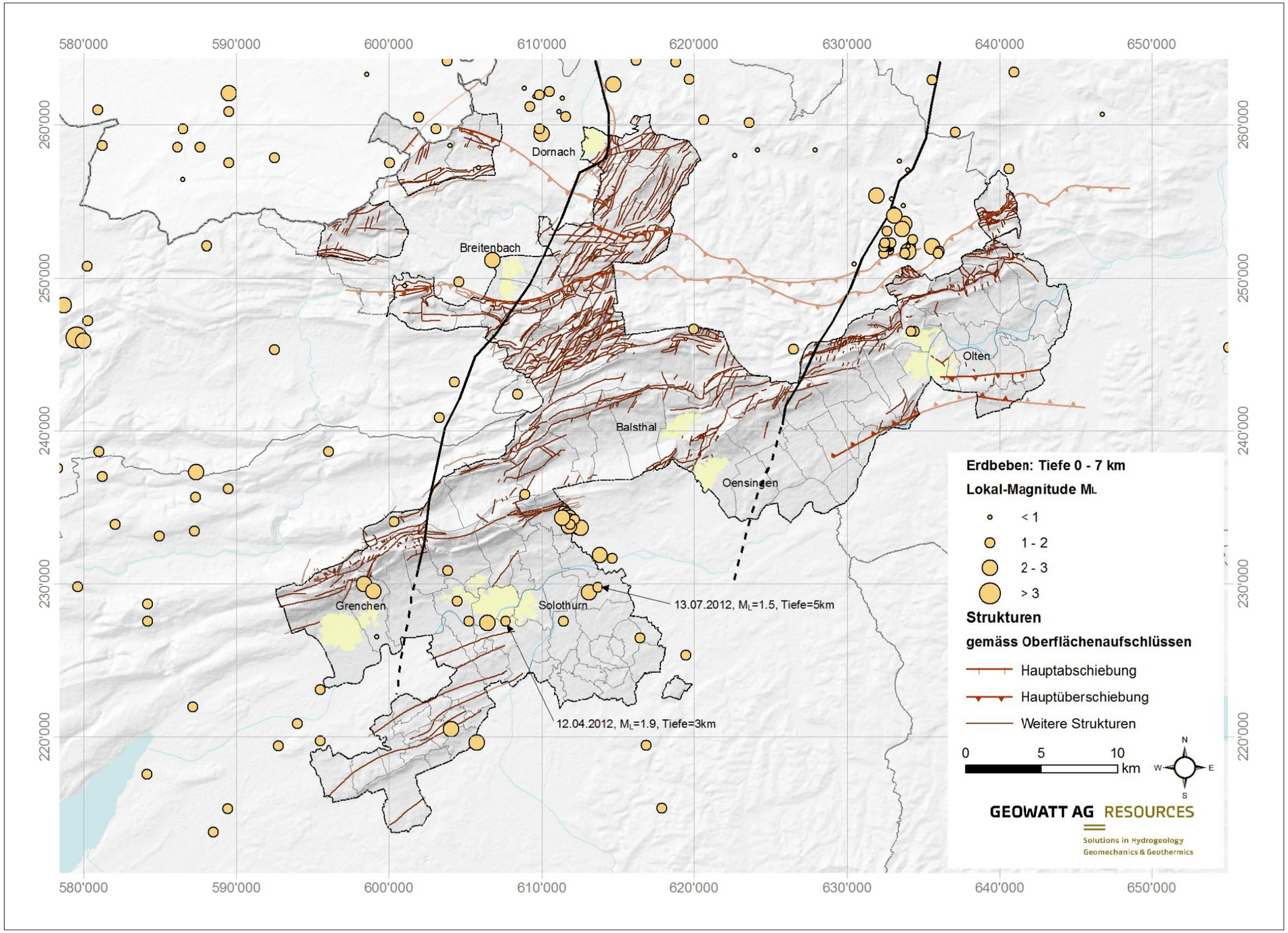
Dr. Roland Wyss GmbH
Geologische Beratungen



Oberflächennahe Erdbeben mit Magnitude (M_L) aus dem Zeitraum 205 bis 2011 sowie kartierte Störungen

Übersichtskarte Kanton Solothurn und Umgebung

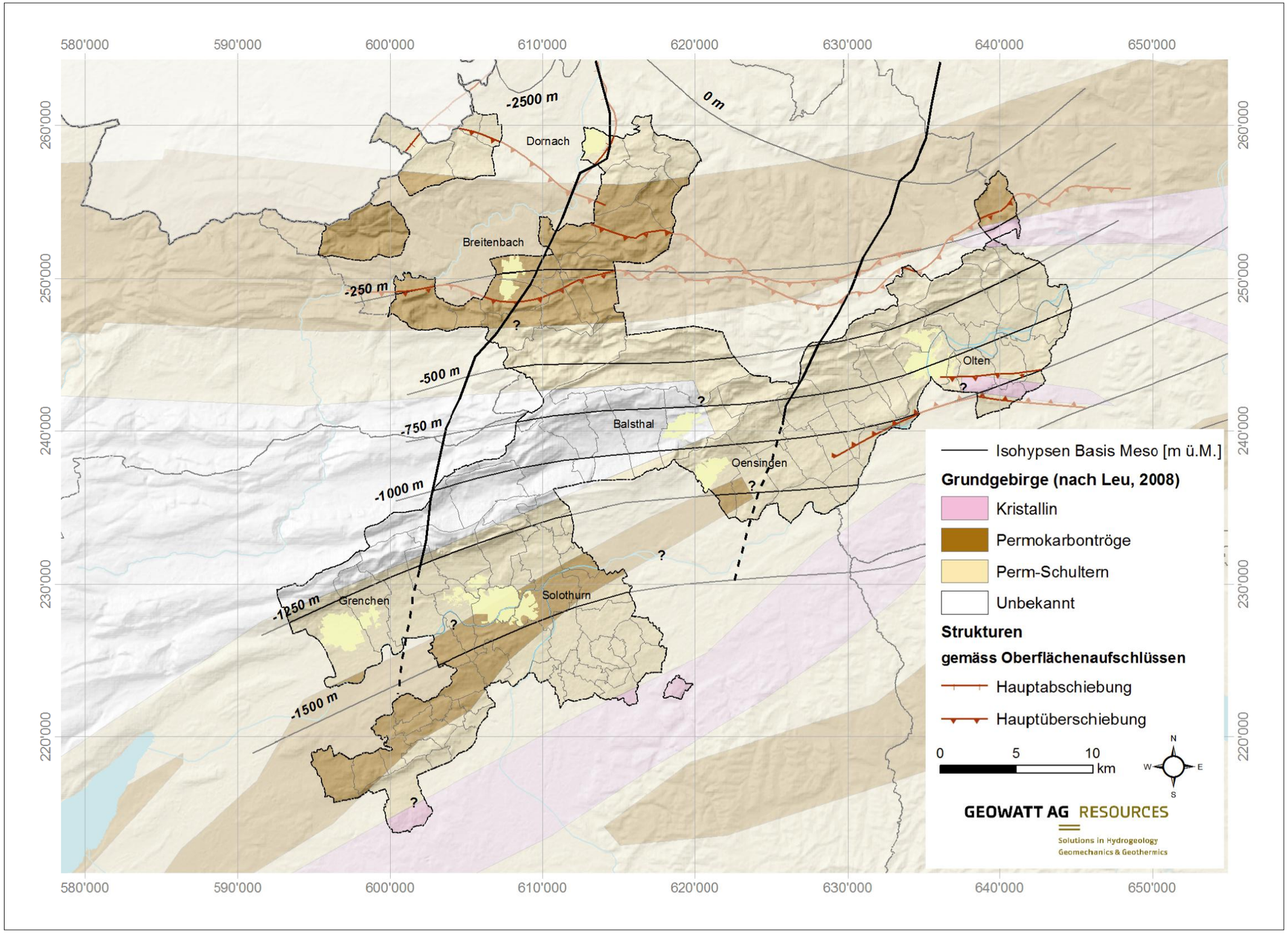
Dr. Roland Wyss GmbH
Geologische Beratungen



Grundgebirge – Tiefenlage und vermutete Verteilung von Permokarbon-Trögen im Kristallin (gemäss Leu, 2008)

Übersichtskarte Kanton Solothurn und Umgebung

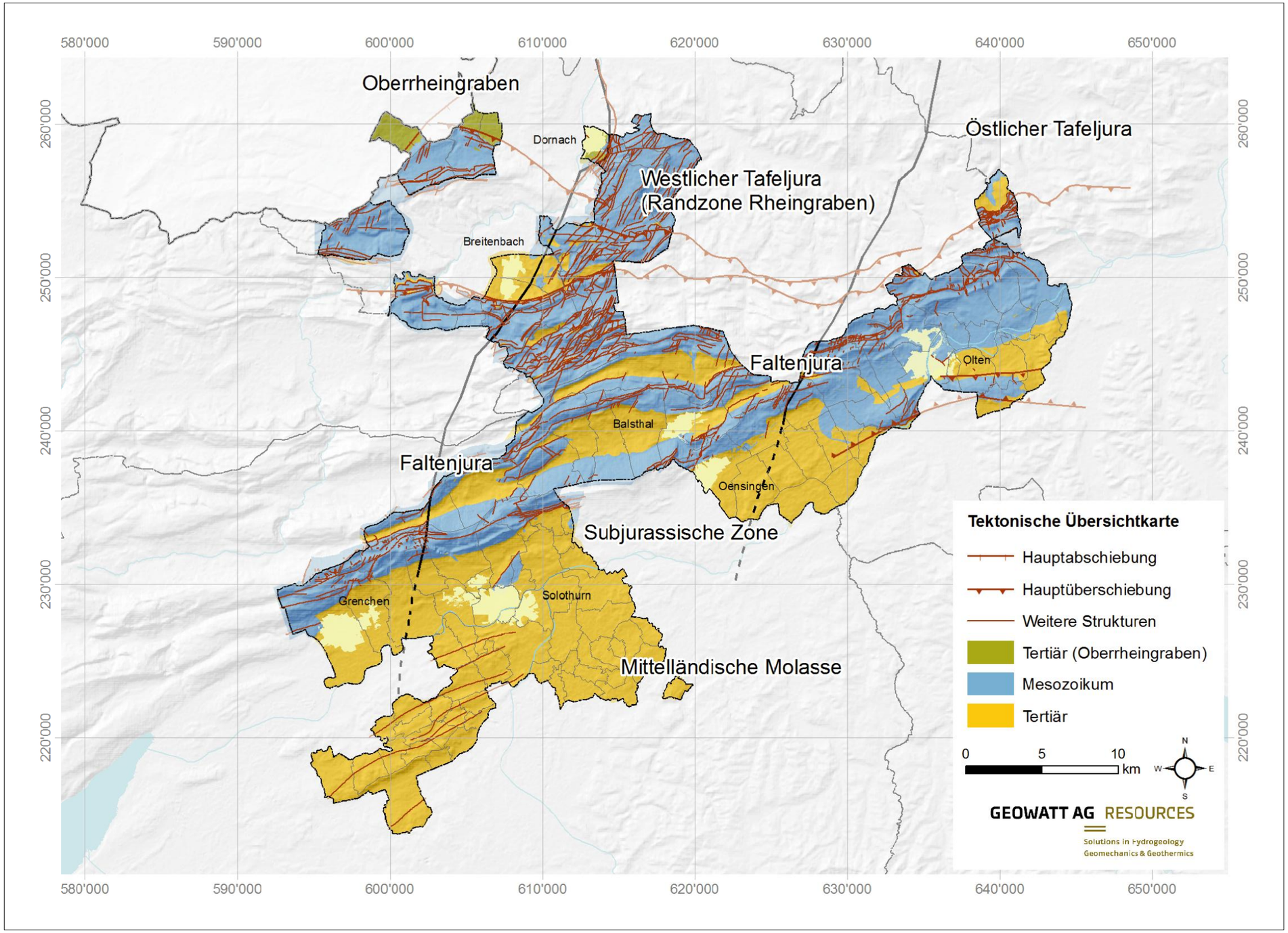
Dr. Roland Wyss GmbH
Geologische Beratungen



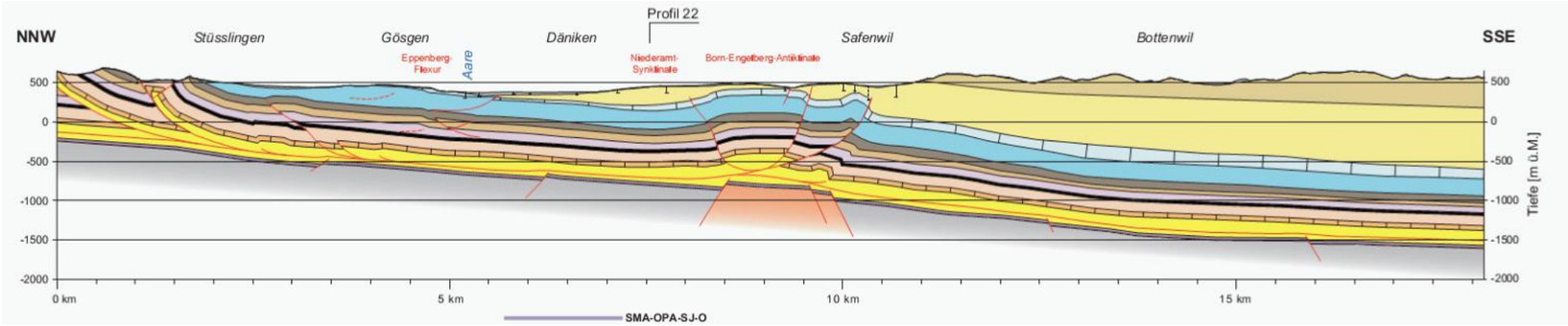
Gliederung in die geologischen Grossräume Westlicher Tafeljura, Faltenjura sowie Mittelländisches Molasse-Becken

Übersichtskarte Kanton Solothurn und Umgebung

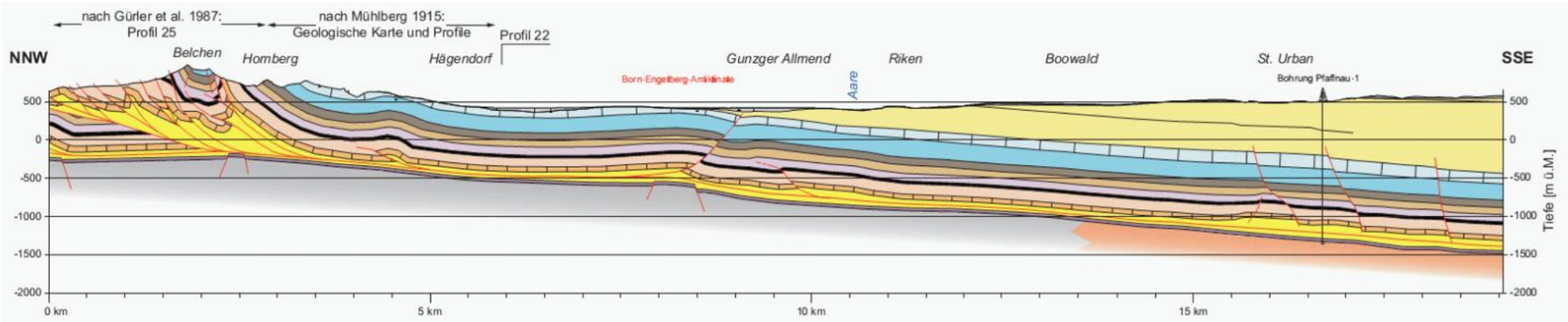
Dr. Roland Wyss GmbH
Geologische Beratungen



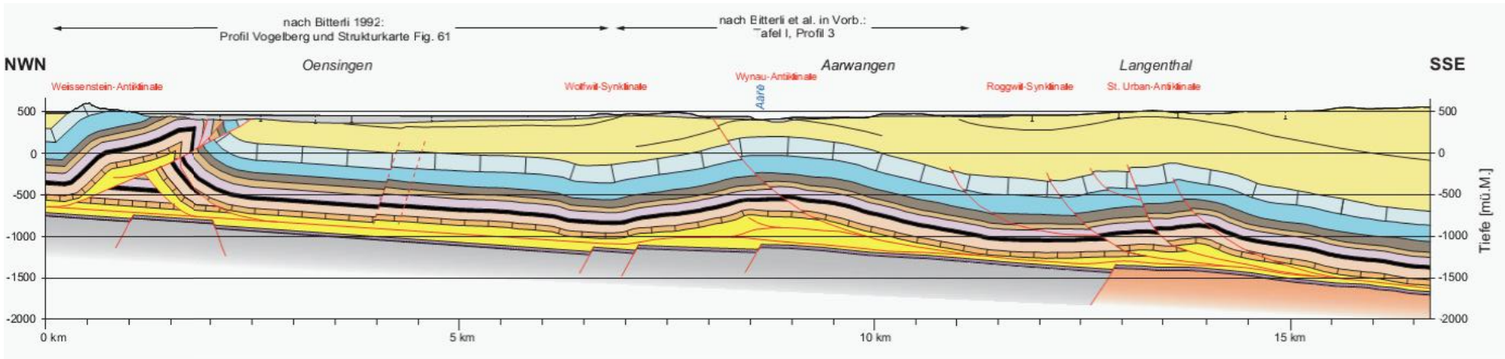
U83NF06



U83NF02



SOTN740014
(83NB01)



Legende:

- Quartär

Tertiär:

- Obere Meeresmolasse
- Untere Süsswassermolasse

Jura:

- Oberer Malm
- Unterer Malm
- Oberer Dogger
- Opalinuston
- Lias

Trias:

- Keuper
- Oberer Muschelkalk
- Unterer und Mittlerer Muschelkalk
- Buntsandstein

Grundgebirge:

- Undef. (Permokarbon/Kristallin)
- Kristallin

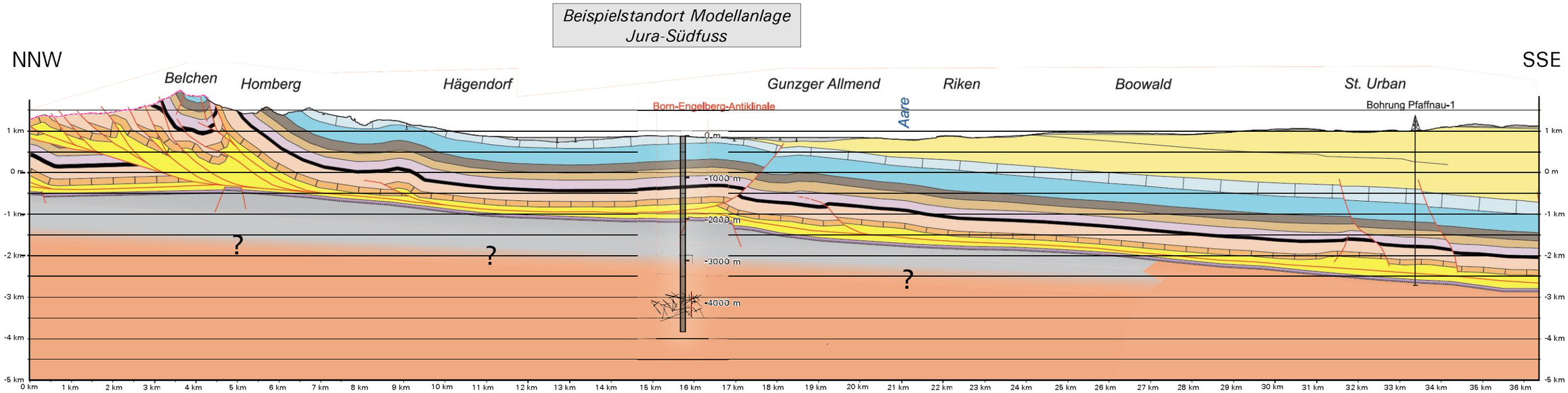
Tektonik:

- Bruch

Die Lage der Profile ist Beilage 13 zu entnehmen.
Die geologischen Profile stammen aus: Nagra NTB 08-04, Beilagen 5.2-11, 5.2-9 und 5.2-8 (2008)

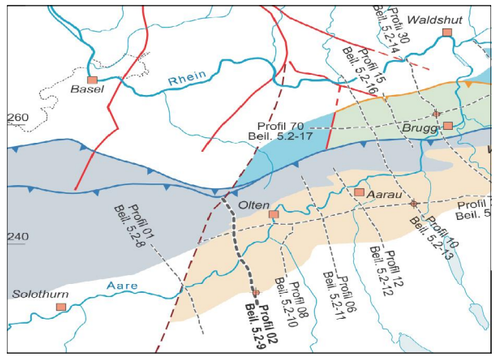
Geologisches Prognose-Profil bis 5 km Tiefe mit Beispielstandort der Modellanlage Jura-Südfuss
Übersicht 1:50´000

Dr. Roland Wyss GmbH
Geologische Beratungen



Legende:

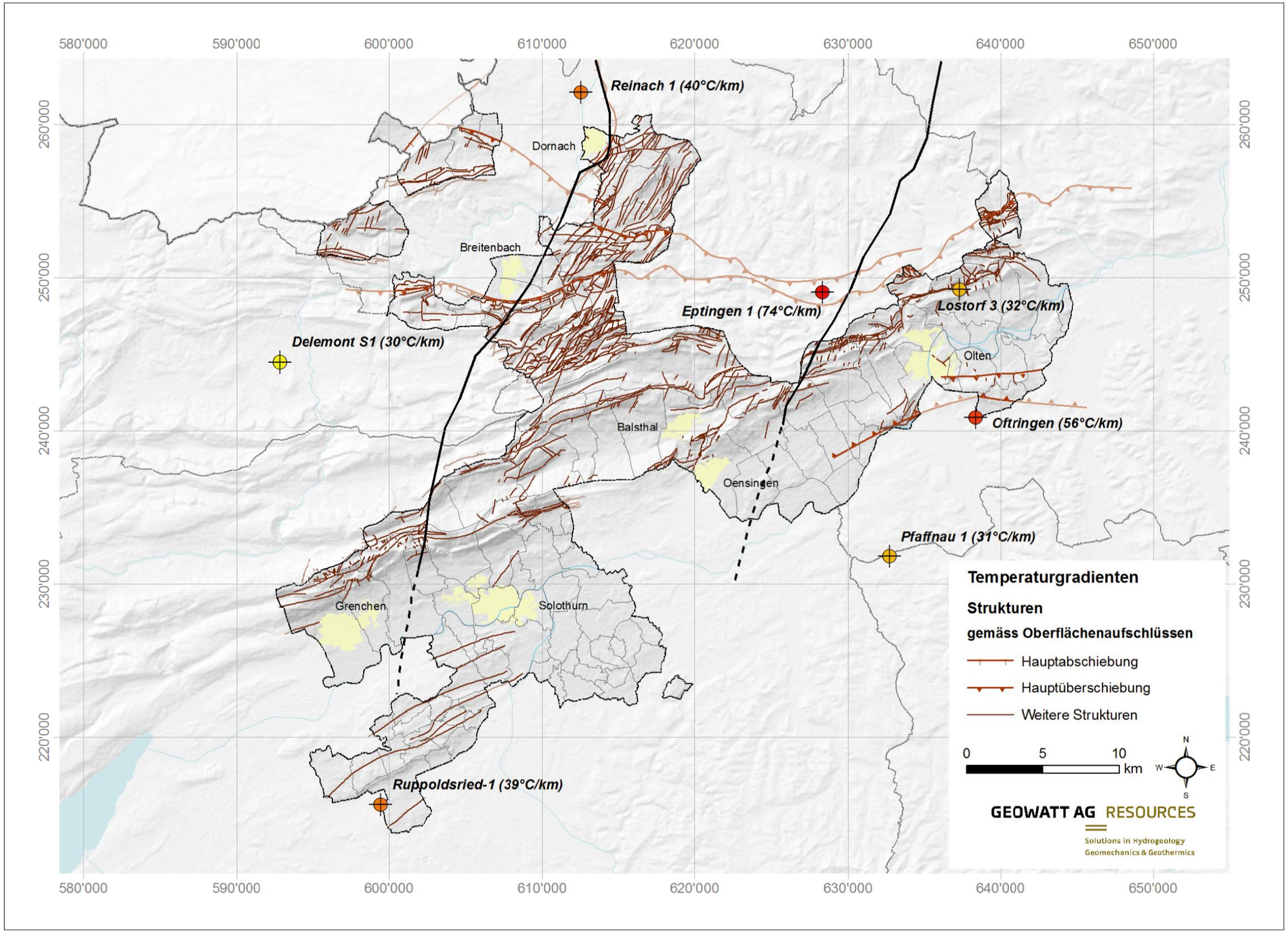
- Quartär
- *Tertiär:*
  - Obere Süsswassermolasse
  - Obere Meeresmolasse
  - Untere Süsswassermolasse
- *Jura:*
  - Oberer Malm
  - Unterer Malm
  - Oberer Dogger
  - Opalinuston
  - Lias
- *Trias:*
  - Keuper
  - Oberer Muschelkalk
  - Mittlerer Muschelkalk
  - Unterer Muschelkalk
  - Buntsandstein
- *Grundgebirge:*
  - Permokarbon
  - Kristallin
- *Tektonik:*
  - Bruch belegt / vermutet



Geothermische Temperaturgradienten gemäss Messungen in Tiefbohrungen

Übersichtskarte Kanton Solothurn und Umgebung

Dr. Roland Wyss GmbH
Geologische Beratungen



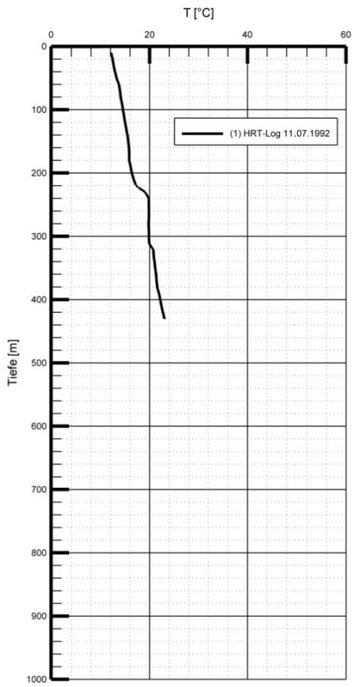
GEOWATT AG RESOURCES
Solutions in Hydrogeology Geomechanics & Geothermics

Kanton Solothurn
Strategie Tiefengeothermie

Temperaturprofil

Bohrungsname: Délémont S1
x [m]: 592'850
y [m]: 244'500
z [m ü. M.]: 425

Messbereich: 0 - 431 m u.T.
Messart: HRT
Qualität (nach SGPK 36): gering



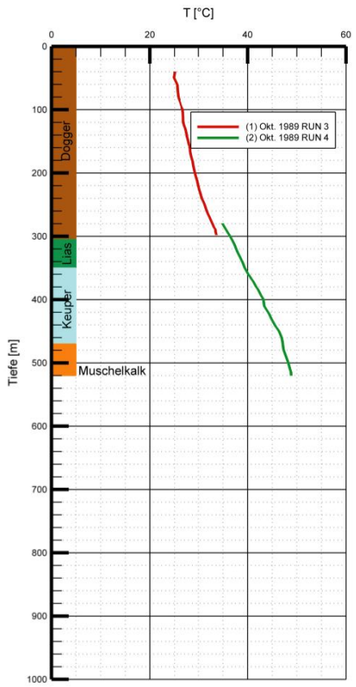
GEOWATT AG RESOURCES
Solutions in Hydrogeology Geomechanics & Geothermics

Kanton Solothurn
Strategie Tiefengeothermie

Temperaturprofil

Bohrungsname: Eptingen
x [m]: 628'357
y [m]: 249'040
z [m ü. M.]: 540

Messbereich: 40 - 520 m u.T.
Messart: HRT
Qualität (nach SGPK 36): gut



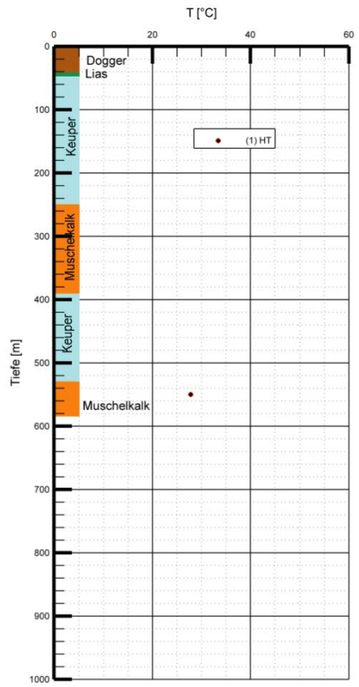
GEOWATT AG RESOURCES
Solutions in Hydrogeology Geomechanics & Geothermics

Kanton Solothurn
Strategie Tiefengeothermie

Temperaturprofil

Bohrungsname: Lostorf 3
x [m]: 637'327
y [m]: 249'242
z [m ü. M.]: 549

Messbereich: 550 m u.T.
Messart: HT
Qualität (nach SGPK 36): gering



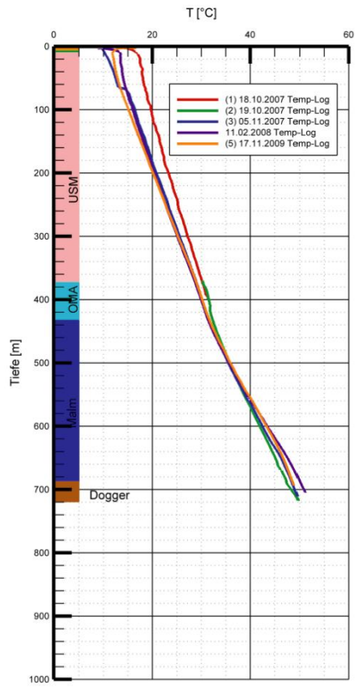
GEOWATT AG RESOURCES
Solutions in Hydrogeology Geomechanics & Geothermics

Kanton Solothurn
Strategie Tiefengeothermie

Temperaturprofil

Bohrungsname: Oftringen /AG
x [m]: 638'346
y [m]: 240'897
z [m ü. M.]: 433

Messbereich: 0 - 718 m u.T.
Messart: HRT
Qualität: gut



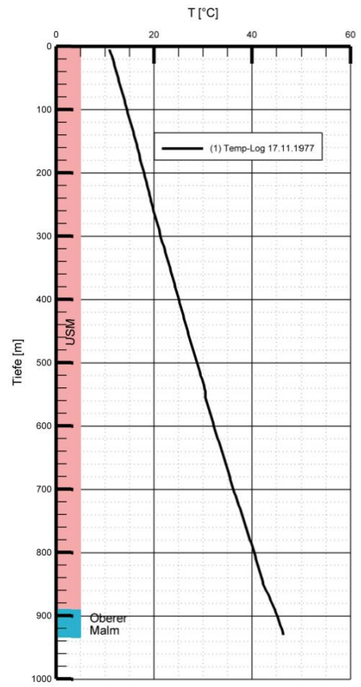
GEOWATT AG RESOURCES
Solutions in Hydrogeology Geomechanics & Geothermics

Kanton Solothurn
Strategie Tiefengeothermie

Temperaturprofil

Bohrungsname: Ruppoldsried
x [m]: 599'450
y [m]: 215'600
z [m ü. M.]: 480

Messbereich: 0 - 930 m u.T.
Messart: HRT
Qualität (nach SGPK 36): gut



GEOWATT AG RESOURCES
Solutions in Hydrogeology
Geomechanics & Geothermics

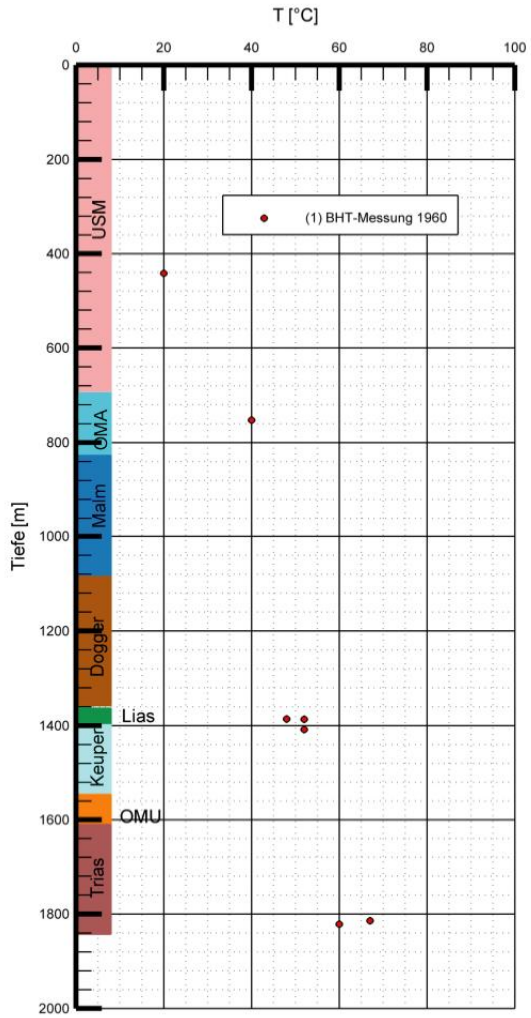
Kanton Solothurn
Strategie Tiefengeothermie

Temperaturprofil

Bohrungsname: Pfaffnau 1

x [m]: 632'708
y [m]: 231'789
z [m ü. M.]: 500

Messbereich: 442 - 1821 m u.T.
Messart: BHT (ohne Korrektur-Doku.)
Qualität (nach SGPK 36): unsicher



GEOWATT AG RESOURCES
Solutions in Hydrogeology
Geomechanics & Geothermics

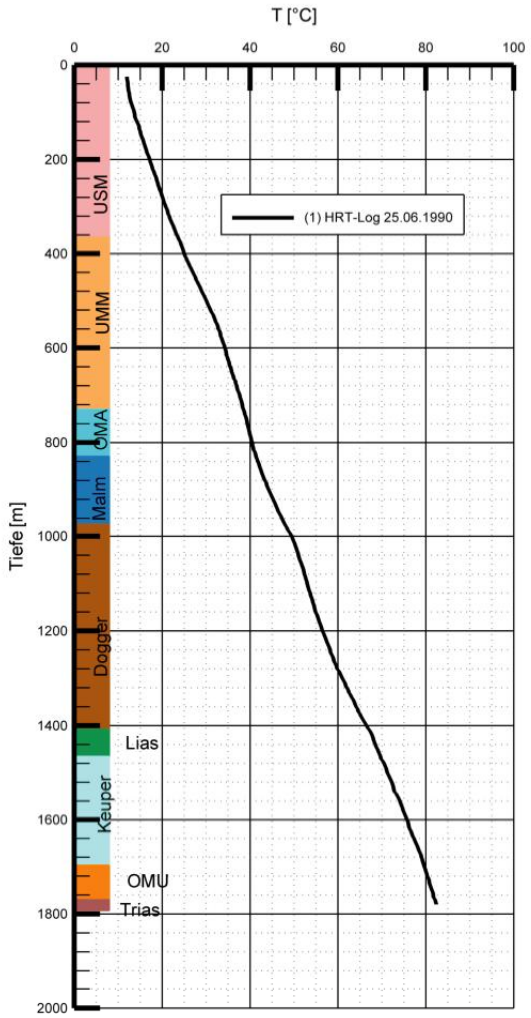
Kanton Solothurn
Strategie Tiefengeothermie

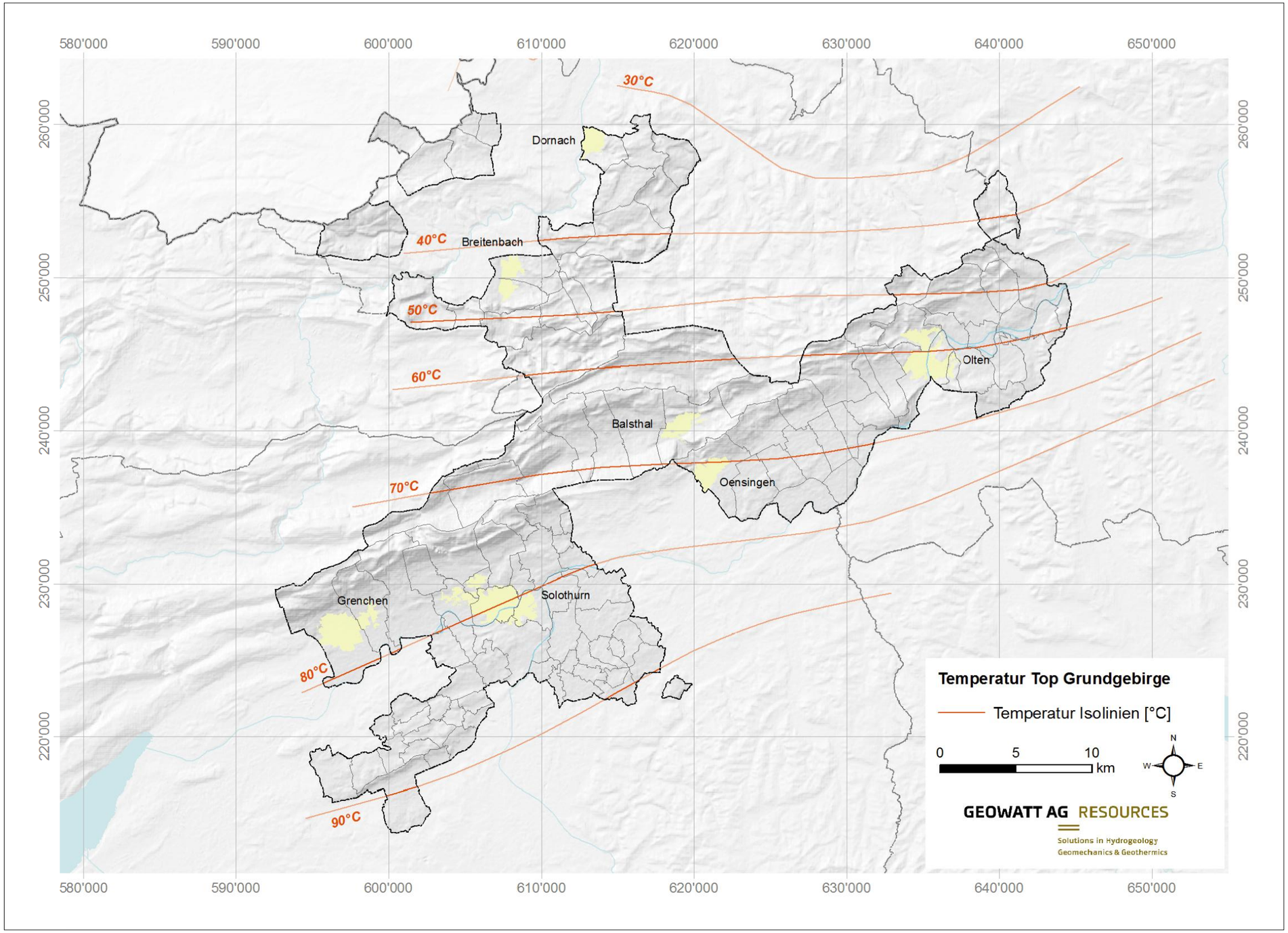
Temperaturprofil

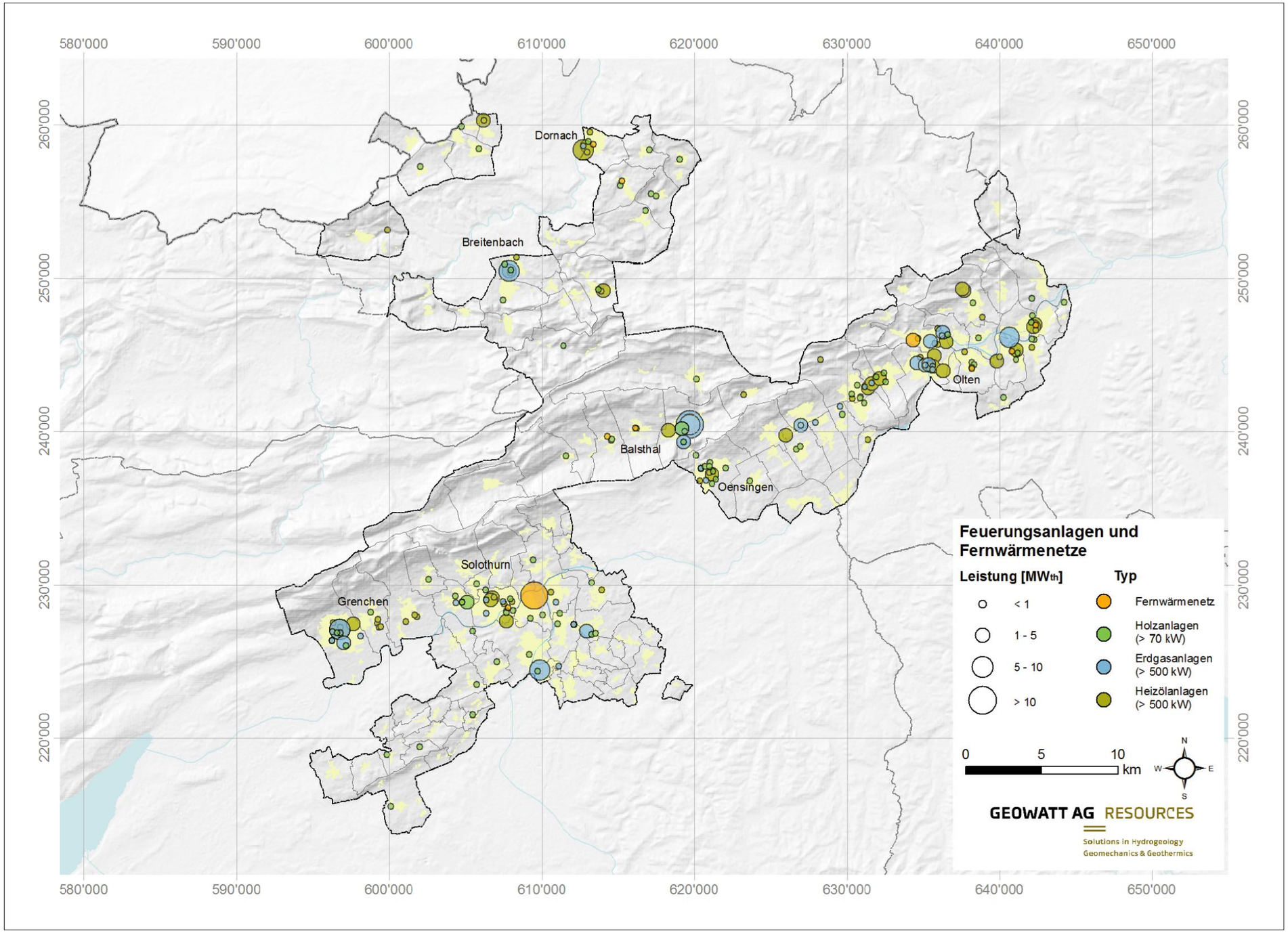
Bohrungsname: Reinach

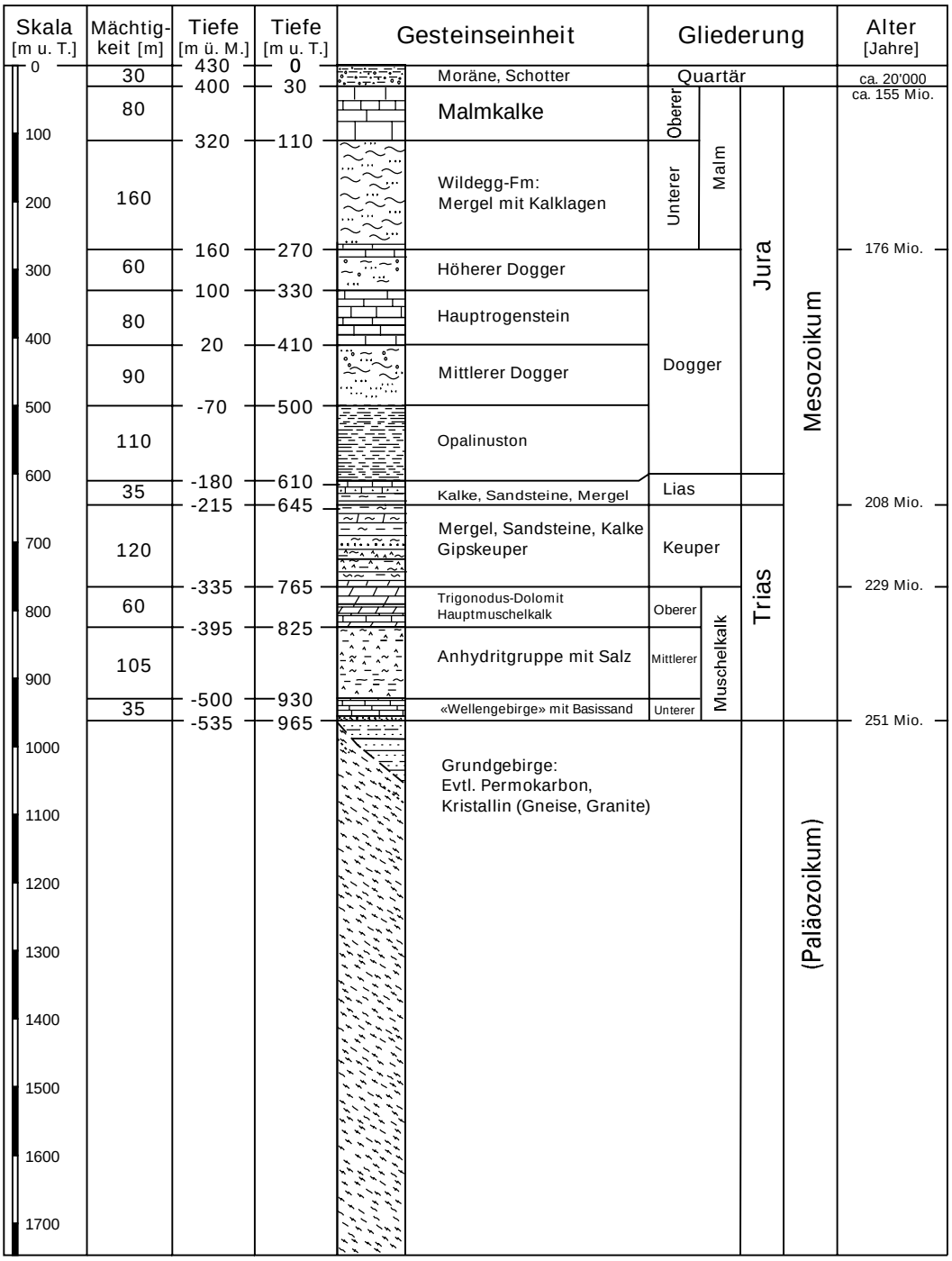
x [m]: 612'525
y [m]: 262'126
z [m ü. M.]: 292

Messbereich: 0 - 1793 m u.T.
Messart: HRT
Qualität (nach SGPK 36): gut

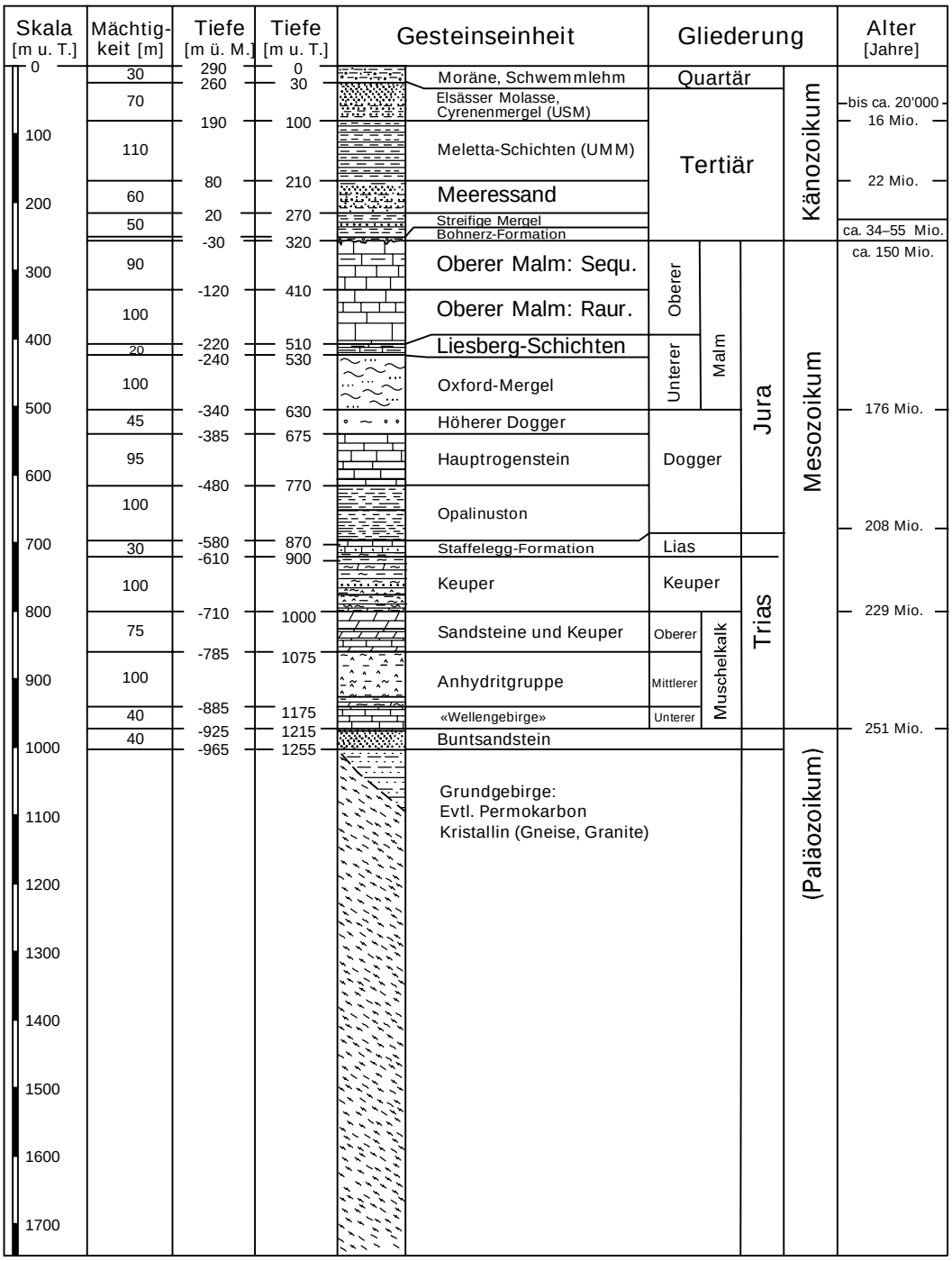



580'000
590'000
600'000
610'000
620'000
630'000
640'000
650'000
260'000
250'000
240'000
230'000
220'000
30°C
40°C
50°C
60°C
70°C
80°C
90°C
Dornach
Breitenbach
Olten
Balsthal
Oensingen
Grenchen
Solothurn
Temperatur Top Grundgebirge
Temperatur Isolinien [°C]
0
5
10
km
N
W
E
S
GEOWATT AG RESOURCES
Solutions in Hydrogeology
Geomechanics & Geothermics


580'000
590'000
600'000
610'000
620'000
630'000
640'000
650'000
260'000
250'000
240'000
230'000
220'000
Dornach
Breitenbach
Olten
Balsthal
Oensingen
Solothurn
Grenchen
Feuerungsanlagen und Fernwärmenetze
Leistung [MWth]
< 1
1 - 5
5 - 10
> 10
Typ
Fernwärmenetz
Holzanlagen (> 70 kW)
Erdgasanlagen (> 500 kW)
Heizölanlagen (> 500 kW)
0
5
10
km
N
W
E
S
GEOWATT AG RESOURCES
Solutions in Hydrogeology
Geomechanics & Geothermics



Referenz-Koordinaten: 629'600/ 241'800, Referenzhöhe: 290 m ü. M.



Referenz-Koordinaten: 612'860 / 258'950, Referenzhöhe: 290 m ü. M.

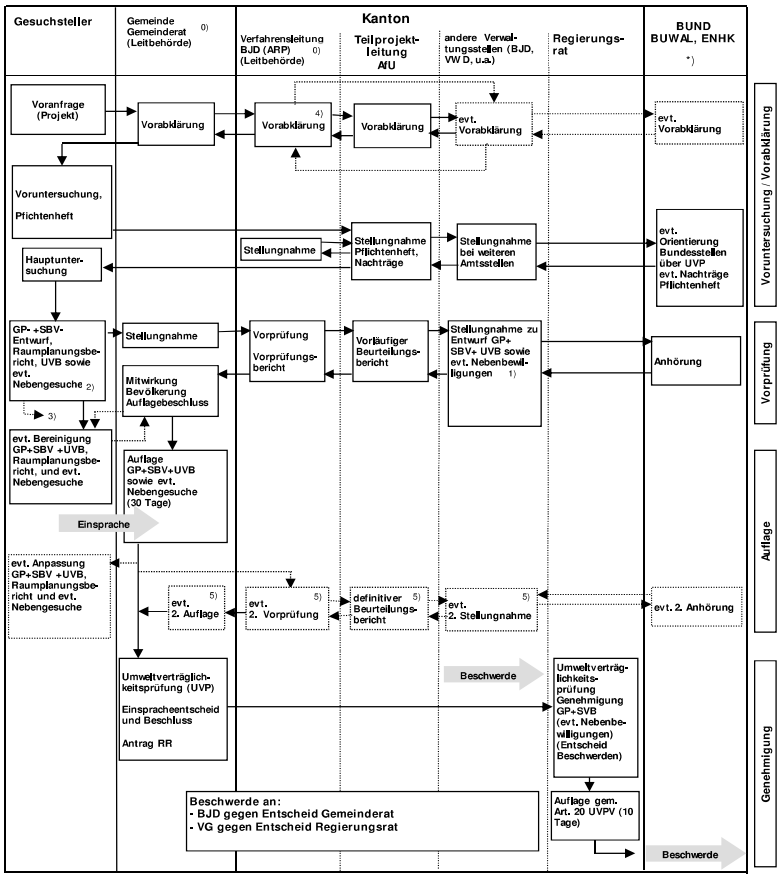
Dr. Roland Wyss GmbH
Geologische Beratungen

In Zusammenarbeit mit **Geowatt AG**

Kanton Solothurn:
Gestaltungsplanverfahren für UVP-pflichtige Anlagen

Anhang V

Gestaltungsplanverfahren für UVP-pflichtige Anlagen



0) Bei kant. Gestaltungsplänen ist das Bau- und Justizdepartement Leitbehörde.
1) z.B. Wasserrechtliche Bewilligung (Einbau in Grundwasser).
2) z.B. Rodungsgesuch.
3) Eingabe und Behandlung der Nebengesuche entsprechend speziellen Verfahrensvorschriften.
4) Richtplananpassung / -fortschreibung erforderlich.
5) Bei wesentlichen Änderungen an GP+SBV oder Nebengesuchen.
*) BUWAL Anhörung zu Rodungsgesuch, wenn Rodungsfläche >5000 m" oder in mehreren Kantonen ENHK zu Vorhaben, die ein Objekt beeinträchtigen könnten, das in einem Inventar des Bundes nach Art. 5 NHG aufgeführt oder anderweitig von besonderer Bedeutung ist.

Vom Kanton Solothurn nicht weiterverfolgte mögliche Massnahmen

Verfahren

Tiefengeothermie-Projekte weisen einen typischen Projektverlauf mit verschiedenen Phasen auf. Diese reichen von der Erkundung über die Erschliessung, die Ortsplanung und den Anlagenbau bis zum späteren Betrieb des Kraftwerks bzw. der Heizzentrale. Über den gesamten Projektzeitraum hinweg sind innerhalb der verschiedenen Phasen ein oder mehrere Bewilligungen mit entsprechenden Möglichkeiten der Einsprache einzuholen. Neben der Erkundungs-, Bau-, Bohr-, Ortsplanungs- und Betriebsbewilligung sind des Weiteren die Konzession, der Erwerb dinglicher Rechte und die UVP zu berücksichtigen.

Diese Verfahren sind im Sinne der kantonalen Pflicht zur Verfahrenskoordination zu regeln und zu optimieren, um den Investoren die notwendige Investitionssicherheit zu gewährleisten. Das Leitverfahren ist das Gestaltungsplanverfahren für UVP-pflichtige Anlagen. Dabei ist vorgängig festzulegen, ob Tiefengeothermieprojekte gestützt auf § 68 lit a) und d) Planungs- und Baugesetz (BGS 711.1) generell mittels kantonaler Nutzungspläne genehmigt werden.

Kantonsintern bzw. AfU-intern ist das Verfahren in einem Prozess zu definieren. Wegleitungen (Module zu Gestaltungsplan- und UVP-Verfahren) bezüglich der verschiedenen Verfahrensschritte von Projekten sind ein wirkungsvolles Instrument, um einen effizienten und reibungslosen Ablauf zu ermöglichen. Die Phasen der Erkundung, Erschliessung sowie Nutzung sollten erfasst und die Rahmenbedingungen für hydro- sowie petrothermale Projekte für Strom- oder reine Wärmeanlagen definiert werden. Eine Zusammenarbeit mit dem Bund, anderen Kantonen sowie Projektentwicklern ist empfehlenswert.

Empfehlungen:

- Alle Bewilligungs- und Konzessionsverfahren von der Erkundung bis hin zur Inbetriebnahme sind in einem Prozess zu definieren
- Erarbeitung einer Wegleitung zur Realisierung und Bewilligung von Tiefengeothermieanlagen (z. B. Ergänzung der Gestaltungsplan- oder UVP-Module)

Begründung: Diese Massnahme wird an dieser Stelle nicht weiterverfolgt, da zum einen bereits die Koordination der Verfahren im Gestaltungsplanverfahren für UVP-pflichtige Anlagen erfolgt. Zum anderen ist im Rahmen des kantonalen Energiekonzeptes vorgesehen, allfällige, weitere Optimierungen der Verfahren zu prüfen.

Aufstockung der nationalen Risikogarantie für Stromprojekte

Inwieweit es an einem bestimmten Standort gelingt, mit den zur Verfügung stehenden Methoden einen ausreichend effizienten Wärmetauscher im Untergrund zu generieren, ist aufgrund des Innovationsstadiums der petrothermalen Technologie noch nicht mit hinreichender Gewissheit vorhersagbar. Bis zur Feststellung des Erfolgs muss bereits ein Grossteil der Gesamtinvestitionen aufgebracht werden, sodass zum heutigen Zeitpunkt ein relevantes Investitionsrisiko besteht. Die Technologie kann jedoch nur über Pilotanlagen den Sprung zur Marktreife erreichen, sodass die Investitionshürde gesenkt werden muss. Der Bund gewährt daher eine Risikogarantie von aktuell 50 % für die Bohrarbeiten und das Testen. Im Rahmen der Energiestrategie 2050 ist vorgesehen, die Deckung auf 60 % zu erhöhen und die anrechenbaren Kosten auf die Seismik etc. auszudehnen. Die Entscheidung ist noch offen.

Die Aufstockung der Risikogarantie des Bundes durch den Kanton Solothurn würde einen grossen Anreiz schaffen. Es ist jedoch anzuraten, dass ein ausreichend grosses, operatives Restrisiko beim Projektanten bzw. Investor verbleibt, damit ein Eigeninteresse am Projekterfolg besteht. Sollte die Möglichkeit gegeben sein, das verbleibende Risiko privatwirtschaftlich zu versichern, könnte der Kanton Solothurn Zuschüsse für die Versicherungsprämie gewähren.

Empfehlungen:

- Aufstockung der Risikogarantie des Bundes (derzeit 50 % bzw. möglicherweise 60 %), auf insgesamt 80 %
- Zuschuss an die Versicherungsprämie, falls die Möglichkeit einer privatwirtschaftlichen Aufstockung der Fündigkeitsversicherung bestehen sollte

Begründung: Der Gesamt-Regierungsrat hat festgelegt, das der Kanton keine Bereiche zusätzlich finanziell unterstützt, die bereits vom Bund gefördert werden.

Wärmeprojekte

Das Förderprogramm des Bundes sieht keine Risikogarantien für reine Wärmeprojekte vor. Dies, da der Risikofonds über den Netzzuschlag (Stromsektor) finanziert wird. Die direkte Nutzung von «Erdwärme» zur Abdeckung des Wärmebedarfs ist aber dahingehend ideal, da keine Verbrennungsprozesse oder sonstigen Energieumwandlungen erfolgen müssen und somit die Energieeffizienz hoch ist. Empfehlenswert sind auch wärmeproduzierende Anlagen in Kombination mit z. B. Holz, Biomasse oder einem modernen Gas-BHKW zur Abdeckung der Spitzenlast bzw. zur Nacherwärmung, falls die Fördertemperaturen nicht den benötigten Verbrauchstemperaturen entsprechen. Das ökologische Einsparpotenzial von fossilen Energieträgern und damit von CO_2-Emissionen ist gross. Des Weiteren gewährleistet eine solche Anlage eine nachhaltige und langfristig preisstabile sowie unabhängige Wärmeversorgung. Wärmeprojekte können zudem der Gewinnung von Untergrundinformationen dienen, welche auch stromproduzierenden Anlagen zugute kommen. In Riehen bei Basel ist eine Kombi-Anlage seit annähernd 20 Jahren erfolgreich in Betrieb.

Um die Nutzungsmöglichkeiten der Erdwärme zu fördern sind neben den verstärkten Kommunikation (vgl. *Massnahme 5*) auch finanzielle Beiträge an Machbarkeitsstudien denkbar.

Das Investitionsrisiko gut geplanter Projekte ist vermutlich privatwirtschaftlich versicherbar. In diesem Fall könnte der Kanton Solothurn finanzielle Zuschüsse an den Abschluss einer Versicherungsprämie gewähren oder aber im Falle der Nichtversicherbarkeit eine Risikogarantie sprechen.

Empfehlungen:

- Beiträge an Machbarkeitsstudien
- Zuschüsse an den Abschluss einer Fündigkeitsversicherung, bei Nichtversicherbarkeit Gewährung einer Risikogarantie.

Begründung: Es geht in erster Linie darum, die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien sicherzustellen und entsprechend zu fördern. Reine Wärmeprojekte werden aufgrund der prognostizierten Abnahme an Heizwärmebedarf als nicht zielführend erachtet. Deswegen wird auf eine explizite Förderung von reinen Wärmeprojekten verzichtet. Es ist aber bei einem konkreten Projekt zu prüfen, ob eine Förderung sinnvoll ist.

Trägerschaften / Regionen / Gemeinden / Energieversorger

Die Gewinnung des Interesses von potentiellen Standortgemeinden an einer Pilotanlage ist ausserordentlich wichtig. Neben der allgemeinen Information über die Tiefengeothermie und deren Bedeutung für den Kanton Solothurn, ist durch den Projektanten gezielt zu kommunizieren und das Gespräch mit den potentiellen Standortgemeinden zu suchen (vgl. *Massnahme 5*). Dabei empfiehlt es sich, eine Trägerschaft zu gründen, die sowohl die Interessen der Region als auch die Interessen des Projektanten vertritt.

Um eine Gemeinde oder eine Region von einem Projekt zu überzeugen, ist weniger der energiepolitische, sondern mehr der individuelle Nutzen ausschlaggebend, denn ohne eine breite Akzeptanz in der Region ist ein Projekt nur schwer umzusetzen. Der Kanton hat mehrere Möglichkeiten, Anreize zu setzen, damit Trägerschaften zu Stande kommen und die Akzeptanz eines Projektes in einer Region steigt: Der Kanton kann als beratender Partner in einer Trägerschaft Einsitz nehmen. Falls eine Gemeinde infrastrukturell für eine Fernwärmeversorgung geeignet ist, könnte der Kanton Zuschüsse für den Bau eines Wärmenetzes gewähren. Klein- und mittelständische Betriebe vor Ort, welche einen geeigneten, idealerweise ganzjährigen Wärmebedarf aufweisen, könnten Zuschüsse für den Umbau ihrer Heizungsanlage zur Nutzung der im Tiefenwasser verbliebenen Wärme erhalten. Neben Trocknungsprozessen, wären z. B. auch die Milchprodukteherstellung oder die Erzeugung landwirtschaftlicher Produkte geeignet. Ziel dieser Massnahmen muss sein (vgl. Massnahme 5), dass das angestrebte Projekt zum „Projekt der Bevölkerung“ wird.

Empfehlungen:

- Mithilfe in fachlicher Art bei der Gründung von Trägerschaften
- Finanzielle Beiträge zur Förderung der lokalen Akzeptanz an tiefengeothermischen Anlagen (z. B. an Fernwärmenetze, an Heizungsumbauten von klein- und mittelständischen Betrieben, …)
- Zuschüsse für die Beteiligung der Standortgemeinde am Pilotprojekt

Begründung: Der Kanton wird nicht als Initiant einer Trägerschaft für eine spezielle Art der Energieförderung auftreten. Sollte jedoch eine Anfrage durch einen Verein oder eine Trägerschaft beim Kanton eingehen, so wird ein Einsitz in die Trägerschaft fallweise geprüft.

Wärmeabnehmerpotenziale / Wärme-Versorgungsstrukturen

Kenntnisse über die Wärmeabnehmerpotenziale sind essentiell, um die aus der Tiefe geförderte Wärme möglichst effizient zu nutzen und damit gleichzeitig die Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage zu erhöhen. Neben der Leistung, sind der Jahresgang des Verbrauchs sowie das Temperaturniveau relevant. Eine Erhebung dieser Daten ist daher empfehlenswert.

Wissen über bestehende Wärme-Versorgungssysteme (z. B. Gas-BHKW, Biomasseanlagen) ist ebenfalls relevant, da sich einerseits wertvolle Synergien, andererseits aber auch Nutzungskonflikte bei der Wärmeversorgung ergeben können. Eine Sammlung dieser Informationen wäre daher ebenfalls sinnvoll.

Empfehlungen:

- Erfassung der Wärmeabnehmerpotenziale im Kanton Solothurn (Leistung, Jahresgang Verbrauch, Temperaturniveau) .
- Sammlung und Aufbereitung von Daten über Fernwärmenetze und bestehende Wärmeversorgungsstrukturen.

Begründung: Die Erfassung von Wärmeabnehmerpotentialen erfolgt bereits im Rahmen des kantonalen Energiekonzeptes und wird daher an dieser Stelle nicht weiterverfolgt.

Tiefengeothermische Projekte in der Schweiz

Abgeschlossene tiefengeothermische Projekte in der Schweiz
(Stand: 9. Juli 2013, Quelle: GEOTHERMIE.CH)

Standort	Bohr-Datum	Endteufe [m u. T.]/ Temperatur Bohrende [°C]	Eigentümer	Geothermische Verwendung 1999
Zurzach / AG	1955 1965 1980	336–346 m u. T./ 39°C*	Thermalbad Zurzach AG	Spa
Augwil / ZH	1982	319 m u. T./ 18.5°C*	?	Heizen
Kloten / ZH	1983	400 m u. T./ 23°C	Realisiert durch Walter Schmid	Beheizung von 70 Wohnungen
Riehen 1: prod. Riehen 2: inject. / BS	1988 1988	Ca. 1'500 m u. T./ 67°C	Gemeinde Riehen	Fernwärmenetz
Kreuzlingen / TG	1988	655 m u. T./ 30°C	Stadt Kreuzlingen	Schwimmbad
Reinach / BL	1989	1'793 m u. T./ 72°C	Amt für Umweltschutz und Energie, BL	Keine geothermische Nutzung
St. Moritz / GR	1991	1'600 m u. T./ 47°C	Gemeinde St. Moritz	Keine geothermische Nutzung
Bulle / VD	1992	800 m u. T./ 30°C	Direction de l'instruction publique, Fribourg	Keine geothermische Nutzung
Basel / BS	2006	Ca. 5000 m > 174°C	Geopower Basel AG	EGS-Projekt sistiert, Nachmessungen
Bassersdorf / ZH	1992–93	650 m u. T./ 23°C*	Krankenheimverband Zürcher Unterland	Heizen
Weggis / LU	1992–93	2'302 m u. T./ 73°C	Füglister, Weggis	Beheizung von 3 Wohnungen mit tiefer EWS
Thônex / GE	1993	2'530 m u. T./ 89°C	Kanton Genf	Projekt sistiert
GTB Sonnengarten Triemli-Zürich/ ZH	2009/2010	2'708 m Ca. 100°C	EWZ	Tiefe EWS, Heizen
Weissbad / AR	1993	1'618 m u. T./ 45°C	KW Kurhotel Weissbad AG	Spa mit 1200 m tiefer Erdwärmesonde
Schinznach Bad / AG	1996	876 m vertikal u. T./ 63°C	Bad Schinznach AG	Spa
Saillon / VS	1996	448 m u. T./ 32°C	Bain de Saillon	Beheizung und Spa, Ausserbetrieb gesetzt
Lavey-les-Bains / VD	1972 1997	201 m u. T./ 58°C* 595 m u. T / 66°C*	CESLA SA	Spa
Yverdon-les-Bains / VD	1998	1'479 m u. T./ 60°C	Cité des Bains SA	Keine geothermische Nutzung

Tiefengeothermie-Anlagen im Bau
(Stand Juli 2013, Quelle: GEOTHERMIE.CH)

Projekt	Ort / Kanton	Zieltiefe	Auftraggeber / Projektant	Nutzung	Status / Stand
Geothermie Davos	Davos / GR	Ca. 0.4 km	Gemeinde Davos	Wärme	Seismik 2010, Erkundungsbohrung abgeschlossen, Versuche abgeschlossen. Planung Ausbau.
Schlattingen	Schlattingen / TG	1.3 km	Grob Gemüsebau	Wärme	1. Bohrung abgeschlossen, Testarbeiten abgeschlossen. 2. horizontal abgelenkte Bohrung und Testen abgeschlossen. Planung Langzeitpumpversuch.
St. Gallen	St. Gallen / SG	Ca. 4.5 km	Stadt St.Gallen	Fernwärme, Strom	Seismik abgeschlossen, Projektkredit genehmigt, aktuell Bohren im Malmkalk. Testen.

Laufende tiefengeothermische Projekte in der Schweiz
(Stand Juli 2013, Quelle: GEOTHERMIE.CH)

Projekt	Ort / Kanton	Zieltiefe	Auftraggeber / Projektant	Nutzung	Status / Stand
AGEPP	Lavey-les-Bains / VD	bis ca. 3 km	CESLA SA, Lavey-les-Bains	Fernwärme, Strom, Spa	Bohrplanung, Risikodeckung, Bohren 2013 geplant
Avenches	Avenches / VD	ca. 4.5 km	Geo-Energie Suisse AG	Strom / Wärme	Projektplanung, Öffentlichkeitsarbeit
Bern	Bern / BE	–	EWS Bern	Fernwärme, Strom	Konzeptstudie erstellt
Biel	Biel / BE	–	Energieservice Biel/Bienne	Fernwärme, Strom	Machbarkeitsstudie erstellt
Brigerbad	Brig / VS	ca. 3 km	Geothermie Brigerbad AG	Spa, Fernwärme	Bohren der 2. Phase (0.3+0.6 km)
Eclépens	Eclépens / VD		Sol-E Suisse / BKW	Fernwärme, Strom	Machbarkeitsstudie erstellt, Projektentwicklung im Gange
Etzwilen	Etzwilen /TG	ca. 4.5 km	Geo-Energie Suisse AG	Strom / Wärme	Projektplanung, Öffentlichkeitsarbeit
Fribourg	Canton de Fribourg / FR	–	Service de l'énergie du canton de Fribourg	Fernwärme, Strom	Studie: Geothermische Produktivität, mögliche Standortgebiete
GeoNE	Canton de Neuchâtel / NE	1.5–2 km	Kanton NE (SENE, DEC, SECO)	Fernwärme, Strom	Studie, geologische und geophysikalische Abklärungen
Genf GE-prospect	Kanton/ Agglomeration Genf	–	Kanton/Industrielle Werke Kanton Genf (SIG)	Strom, Wärme	Erkundungs- /Explorationsprogramm für Kanton/Agglome-ration Genf in Erarbeitung
Geothermie-kraftwerk KWO	Innertkirchen	–	KWO Kraftwerke Oberhasli AG, Innertkirchen	Strom	Machbarkeitsstudie
Haute-Sorne	Haute-Sorne / JU		Geo-Energie Suisse AG	Strom / Wärme	Projektplanung

Herisau-Gossau	Herisau-Gossau / SG	–	Axpo Power AG, Sankt Galler Stadtwerke (swsg), St.Gallisch-appenzellische Kraftwerke (SAK)	Fernwärme, Strom	Vorabklärungen, Machbarkeitsstudie 2013
Horgen	Horgen / ZH	3.2–4.2 km	Gemeindewerke Horgen	Fernwärme, (Strom)	Machbarkeitsstudie abgeschlossen
GP La Côte	Nyon-Aubonne-Gland -Etoy / VD	bis ca. 3 km	Sol-E Suisse, seic, SEFA, Ville de Nyon	Fernwärme, Spa	Seismik 2010 Machbarkeitsstudie
La Chaux-de-Fonds	La Chaux-de-Fonds / NE	1.5 km	Stadt, Service d'urbanisme et de l'environment	Fernwärme	Machbarkeitsstudie
Lausanne	Lausanne / VD	–	SI-REN AG, Lausanne	Wärme, Strom	Konzeptstudie, Vorabklärungen
Oftringen	Oftringen / AG	–	EW Oftringen AG	Wärme	Vorprojekt Frühjahr/ Sommer 2013
Region Arbon, Romanshorn, Amriswil	Arbon, Romanshorn, Amriswil / TG	Ca. 3.5 km	Elektrizitätswerk des Kt. Thurgau (EKT), Axpo Power AG	Wärme, Strom	Vorabklärungen, 3D-Seismik 2013/2014
RENO Ressourcen-exploration Nid- und Obwalden	Kantone Nid- und Obwalden	–	Gasverbund Mittelland	Strom, Wärme, (Gas)	Seismik abgeschlossen
Sursee-Mittelland	Sursee / LU	ca. 4.5 km	Geo-Energie Suisse AG	Strom / Wärme	Projektplanung, Öffentlichkeitsarbeit
Winterthur	Winterthur / ZH	–	Stadtwerk Winterthur	Strom; Fernwärme	Machbarkeitsstudie abgeschlossen

Factsheet «Tiefengeothermie und Erdbeben»

GÉOTHERMIE.CH
Zürcherstrasse 105
CH-8500 Frauenfeld
T 052 721 79 02
F 052 721 79 01
info@geothermie.ch
www.geothermie.ch
Schweizerische Vereinigung für Geothermie
Société Suisse pour la Géothermie

Tiefengeothermie und Erdbeben

Im Jahr 2006 trat in Basel während der Erschliessung des tiefengeothermischen Reservoirs ein Erdbeben der Magnitude 3.4 auf. Es war damit eines der bisher stärksten Beben, welches im Zusammenhang mit einem tiefengeothermischen Projekt registriert wurde. Derartige, durch hydraulische Reservoir-Stimulation induzierte Erdbeben sind daraufhin in den Fokus öffentlichen Interesses gerückt.

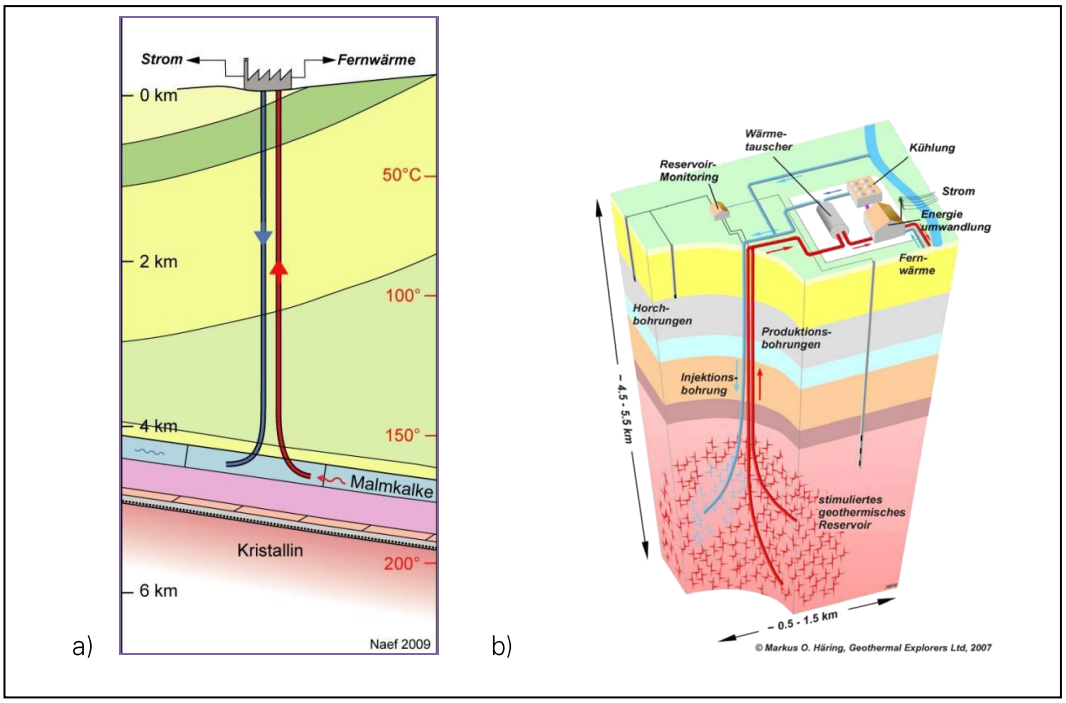
Prinzipiell kann zwischen zwei Arten von Tiefengeothermie-Systemen unterschieden werden. Zum einen sind dies hydrothermale Systeme, welche tief im Untergrund vorkommende, natürlich wasserführende Gesteinsschichten oder Kluftsysteme nutzen. Zum anderen petrothermale Systeme, welche den dichten Untergrund nutzbar machen, indem durch künstlich generierte Wasserfliesswege ein Wärmetauscher erzeugt wird. Insbesondere bei Letzteren besteht die Möglichkeit, dass Erdbeben entstehen, welche als Erschütterungen an der Erdoberfläche wahrgenommen werden können. Eine der zentralen Herausforderungen petrothermaler Systeme ist, dass das Aufbrechen von Gestein und damit das Auslösen von (Mikro-)Beben Grundlage der Methode sind.

Die Faktoren, welche die Stärke eines Bebens beeinflussen, sind vielfältig und ihr Zusammenwirken ist komplex. Um tiefengeothermische Systeme als nahezu unerschöpfliche, einheimische und ressourcenschonende Energiequelle nutzen zu können, muss der Entstehungsmechanismus induzierter Erdbeben im Detail verstanden werden. Hier liegt ein Schwerpunkt gegenwärtiger Forschung. Auf den gewonnenen Erkenntnissen aufbauend, müssen Techniken entwickelt werden, bei denen störende Erdbeben weitgehend ausgeschlossen werden können.

Tiefengeothermie

Bei der Tiefengeothermie wird die in der Erde gespeicherte Wärme für die Strom- bzw. Wärmeversorgung genutzt. Aufgrund der riesigen Menge an Wärme sowie deren ständiger Neuproduktion stellt die Tiefengeothermie grundsätzlich eine nahezu unerschöpfliche Energiequelle dar.

Prinzipiell kann zwischen zwei Arten von Tiefengeothermie-Systemen unterschieden werden (*Figur 1*). Bei beiden wird mithilfe von Wasser Wärme aus der Tiefe an die Erdoberfläche gefördert. Durch eine oder mehrere Förderbohrungen wird aus dem Untergrund heisses Wasser hochgepumpt, die darin gespeicherte Wärme im Kraftwerk entzogen und in Strom umgewandelt bzw. an ein Heizsystem für die Fernwärmeversorgung abgegeben. Über eine Injektionsbohrung wird das Wasser nach der Abkühlung wieder in die Tiefe zurückgeführt. Dort fliesst es durch das heisse Gestein hindurch langsam in Richtung Förderbohrung zurück und erwärmt sich dabei wieder. Die Erde fungiert dabei als eine Art überdimensional grosser Durchlauferhitzer mit riesigen Wärmetauscherflächen.



Figur 1: a) Hydrothermale Systeme, welche tief im Untergrund vorkommende natürliche Tiefenwässer nutzen (Beispiel: Aquifer «Malmkalk») und b) petrothermale Systeme, die den dichten Untergrund erschliessen, indem durch künstlich generierte Wasserfliesswege ein Wärmetauscher erzeugt wird (nicht massstäblich).

Der Unterschied zwischen den beiden Tiefengeothermie-Systemen liegt in der Herkunft des genutzten Wassers. Beim ersten Typ spricht man von hydrothermalen Systemen. Diese nutzen tief im Untergrund vorkommende natürliche Aquifere, das heisst wasserführende Gesteinsschichten (*Figur 1a*). Wasser kann im Untergrund durch die Gesteine fliessen, welche von Natur aus genügend grosse und vor allem miteinander verbundene Hohlräume besitzen (natürlicher Wärmetauscher). Derartige Voraussetzungen finden sich in der Natur nur lokal begrenzt.

Der zweite Typ wird als petrothermales System bezeichnet (*Abbildung 1b*). Dieses wird angewendet, wenn keine natürlichen Fliesswege im Untergrund vorhanden sind und aus diesem Grund kein nutzbares Wasser vorzufinden ist. Damit Wasser durch das heisse Gestein zirkulieren und sich dabei erwärmen kann, müssen die notwendigen Wasserfliesswege zunächst künstlich erzeugt bzw. erweitert werden. Dafür wird solange Wasser unter hohem Druck in den Untergrund gepresst, bis das Gestein aufbricht (hydraulische Stimulation). Ein künstlicher Wärmetauscher entsteht. In der Literatur werden petrothermale Systeme teilweise auch als Enhanced Geothermal Systems (EGS) bezeichnet. Petrothermale Systeme sind grundsätzlich an jedem Standort anwendbar.

Hydrothermale Systeme werden bereits seit einigen Jahren erfolgreich angewendet. Ein in der Schweiz gelegenes Beispiel ist die seit zirka 15 Jahren betriebene Anlage in

Riehen bei Basel. Die petrothermale Geothermie hingegen ist eine junge und innovative Technologie, welche am Anfang ihrer Entwicklung steht.

Erdbeben – Natürliche Entstehung

Unter den starren Kontinentalplatten befindet sich der weiche Erdmantel. Dort existieren infolge von Dichteunterschieden riesige Zirkulationszellen, welche dazu führen, dass die Platten zerbrechen. Durch die unterschiedliche Bewegungsrichtung und -geschwindigkeit der einzelnen Platten bauen sich enorme Kräfte auf, die Platten stehen unter Spannung. Überschreitet die Spannung an einer Stelle die Schwelle der Gesteinsfestigkeit, bricht das Gestein. Beim Bruchvorgang wird die Spannung durch oftmals ruckartige Bewegungen entlang einzelner Flächen abgebaut. Dieser Vorgang spiegelt sich in einem natürlichen Erdbeben wider. In Bruchzonen, welche oftmals 10er bis mehrere 100 Millionen Jahre alt sind und die Platten nicht nur begrenzen, sondern auch kreuz und quer durchziehen können, ist das Gestein bereits mehr oder weniger stark gestört, wodurch die Gesteinsfestigkeit deutlich herabgesetzt ist. Bezüglich Gesteinsfestigkeit spielt zusätzlich die Anwesenheit von natürlich vorkommendem Wasser (oder allgemein Fluiden, wie auch Gas oder Erdöl) eine sehr wichtige Rolle. Durch dessen Anwesenheit wird ein Druck erzeugt, welcher mit zunehmendem Fluidgehalt ansteigt und die Gesteinsfestigkeit herabsetzt. Bei steigendem Fluiddruck reicht eine immer kleinere Spannung aus, um einen Bruch des Gesteins hervorzurufen. Wasser ist in Klüften und Poren bis in grosse Tiefen in variierender Konzentration vorhanden. Besonders häufig sind grössere Wassermengen in Bruchzonen vorzufinden, da diese natürliche Fliesswege für Wasser darstellen. Dies setzt dort die Gesteinsfestigkeit zusätzlich herab.

Aus diesen Gründen bricht der Untergrund in Bruchzonen bereits bei viel geringerer Spannung als in intakten Gesteinsgebieten. Dies bewirkt, dass der Spannungsabbau, und damit die Erdbebenhäufigkeit, je nach Region stark schwanken und sich auf die grossen alten Bruchzonen konzentriert. Dort sind wiederholt schwächere bis mittlere, vereinzelt auch stärkere natürliche Erdbeben zu beobachten. Ein Beispiel einer solchen lokalen Schwächezone innerhalb einer Platte ist der Oberrheingraben, an dessen Südende Basel lokalisiert ist. Dort ereignete sich im Jahr 1356 ein natürliches Erdbeben mit einer geschätzten Magnitude 6.5–7.0, welches die Stadt teilweise zerstörte. Da die Plattengrenzen besonders grosse Rissstrukturen darstellen, sind dort die stärksten natürlichen Erdbeben zu erwarten. Dies ist beispielsweise in Japan oder in Indonesien der Fall. Das Erdbeben in Fukushima, Japan, im März 2011 war so stark, dass dafür keine entsprechende M_L-Magnitude definiert ist (*Tabelle 1*).

Erdbeben können, wie im Sommer 2005 in der Zentralschweiz geschehen, sogar durch länger andauernde Starkregen ausgelöst werden, da der Fluiddruck dadurch oberflächennah kurzfristig stark ansteigen kann. Durch die sehr geringe Tiefe konnten diese Erdbeben trotz einer deutlich unter 3 liegenden Magnitude (M_L) gespürt und als lauter Knall gehört werden.

Erdbeben – Magnitude und Intensität

Die Magnitude eines Erdbebens, z. B. M_L, die Lokal-Magnitude auf der Richter-Skala, ist ein Mass für die Stärke (Energiefreisetzung) eines Erdbebens. Bestimmt wird sie durch die Amplitude, das heisst dem Maximalwert der von seismischen Messgeräten aufgezeichneten Bodenbewegung. Sie ist nicht gleichzusetzen mit der Intensität eines Erdbebens, welche die Auswirkungen auf Menschen, Gebäude und Landschaft

beschreibt. Die Magnitude wird im Besonderen durch die Grösse der Bruchfläche, dem Versatzbetrag (das heisst wie weit Flächen relativ zueinander verschoben werden) sowie der Bewegungsgeschwindigkeit (langsam oder impulsiv) bestimmt. In der Regel verteilt sich die Bewegung auf eine Vielzahl kleiner Bruchflächen, sodass die einzelnen Versatzbeträge gering sind. Es entstehen unzählige, nicht spürbare Mikrobeben. Konzentriert sich die Bewegung hingegen auf eine einzelne grosse Fläche und treten entlang dieser grössere Versatzbeträge auf, sind höhere Magnituden zu erwarten.

Bei der Einschätzung von Erdbeben-Magnituden ist zu beachten, dass deren Skala logarithmisch verläuft. Daher nimmt bei steigender Magnitude die beim Erdbeben freigesetzte Energie exponentiell und nicht linear zu. Bei einem Magnitudenanstieg von beispielsweise 1 nimmt die freigesetzte Energie ungefähr um das 30-fache, die Bodenbewegungen um das 10-fache zu. Steigt die Magnitude hingegen um 4 (etwa von 0.5 auf 4.5), erhöht sich die freigesetzte Energie um einen Faktor von etwa 1 Million. Die Bodenbewegungen verstärken sich um das 10'000-fache. Bei einer Magnitude, welche um 8 höher ist, steigt die freigesetzte Energie um einen Faktor von etwa 1 Billiarde, während die Bodenbewegungen um den Faktor 100 Millionen zunehmen.

Die Intensität eines Erdbebens beschreibt das Ausmass der Erschütterungen an der Erdoberfläche (Vergleich *Tabelle 1*). Diese hängt nicht allein von der Magnitude eines Erdbebens ab. Vielmehr wird sie stark von der horizontalen Entfernung sowie der Tiefe des Erdbebenherds beeinflusst. Die lokale Beschaffenheit des Untergrundes (hartes Kristallin- oder weiches Sedimentgestein) und die Dauer des Bebens spielen ebenfalls eine wesentliche Rolle. Die Intensität eines Erdbebens wird mit einer Skala von I bis XII beschrieben. Das durch das Tiefengeothermie-Projekt in Basel ausgelöste Erdbeben besass eine Intensität von IV–V. Solche Intensitäten können von den meisten Personen, welche sich innerhalb von Gebäuden befinden, wahrgenommen werden. Wer im Freien ist, verspürt sie hingegen seltener.

Der Schweizerische Erdbebendienst (SED) registrierte zwischen 1975 und 2011 in der Schweiz und im angrenzenden Ausland mehr als 11'000 natürliche Erdbeben. Davon erreichten 2778 Erdbeben eine Magnitude (M_L) grösser 2 und 273 Erdbeben eine Magnitude (M_L) grösser 3. Letztere wurden alle von der Bevölkerung wahrgenommen. Das Magnitude 5 Beben vom 20. November 1991 in Vaz, Graubünden war das stärkste natürliche Erdbeben, das in diesem Zeitraum in der Schweiz aufgetreten war.

M_L	EMS	Definition	Beschreibung der maximalen Erdbeben-Wirkung
1–2	I	Nicht fühlbar	Nicht fühlbar.
	II	Kaum bemerkbar	Nur sehr vereinzelt von ruhenden Personen wahrgenommen.
2–3	III	Schwach	Von wenigen Personen innerhalb von Gebäuden wahrgenommen.
3–4	IV	Deutlich	Im Freien vereinzelt, in Gebäuden von vielen Personen wahrgenommen.
	V	Stark	Im Freien von wenigen, in Gebäuden von den meisten Personen wahrgenommen. Hängende Gegenstände pendeln stark.
4–5	VI	Leichte Gebäude-schäden	Viele Personen erschrecken. Einige Gegenstände fallen um. An vielen Häusern, insbesondere mit schlechtem Baustandard, treten leichte Schäden auf.
	VII	Gebäude-schäden	Die meisten Personen erschrecken. Viele Gegenstände fallen aus Regalen. An vielen Gebäuden solider Bauart treten erste Schäden auf wie kleine Mauerrisse, Abfallen von Putz etc. Bei Gebäuden mit schlechterem Baustandard grössere Mauerrisse und Einsturz von Zwischenwänden.
5–6	VIII	Schwere Gebäude-schäden	Viele Personen verlieren das Gleichgewicht. An vielen Gebäuden einfacher Bausubstanz treten schwere Schäden auf (Giebelteile und Dachsimse stürzen ein). Einige Gebäude sehr einfacher Bauart stürzen ein.
	IX	Zerstörend	Allgemeine Panik. Sogar gut gebaute gewöhnliche Bauten zeigen schwere Schäden oder den eilweisen Einsturz tragender Bauteile. Viele schwächere Bauten stürzen ein.
6–7	X	Sehr zerstörend	Viele gut gebaute Häuser werden zerstört oder erleiden schwere Beschädigungen.
7–8	XI	Verwüstend	Die meisten Bauwerke, selbst einige mit guter erdbebengerechter Konstruktion, werden zerstört.
	XII	Vollständig verwüstend	Nahezu alle Konstruktionen werden zerstört.

Tabelle 1: Intensitäten-Skala (EMS), Intensitäten-Definition, Beschreibung maximaler Schäden (Auszug) sowie Korrelation mit der Magnituden-Skala (M_L) (Quellen: Grünthal, G., 1998: European Macroseismic Scale 1998 (EMS–98), Cahiers du Centre Européen de Géodynamique et de Séismologie, Band 15, Luxembourg und Schweizerischer Pool für Erdbebendeckung, 2003: Die Magnitude – Faktenblatt zum Thema «Erdbeben-Begriffe»).

Erdbeben – Risiko

Das Risiko von Erdbeben wird nicht allein von der Wahrscheinlichkeit, dass ein Erdbeben einer bestimmten Magnitude eintritt (die sogenannte seismische Gefährdung), bestimmt. Das Risiko von Erdbeben setzt sich vielmehr aus mehreren, voneinander unabhängigen Faktoren zusammen. Neben der seismischen Gefährdung sind die Beschaffenheit des Untergrundes, die betroffenen Werte (dünnbesiedelte Gebiete oder hochindustrialisierte Städte) sowie die vom Baustandard abhängige Verletzbarkeit der Gebäude Faktoren, welche in die Risikobewertung miteinfliessen. Auch die Art der gefährdeten Bauten (z. B. Chemieanlagen oder Kraftwerke) sind risikobestimmende Faktoren.

Insgesamt bedeutet dies, dass in dünnbesiedelten Gebieten, in denen öfter starke Erdbeben auftreten, trotz hoher Erdbebengefahr ein vergleichsweise geringes Erdbebenrisiko besteht, da weder Menschen noch Bauwerke betroffen sind.

Induzierte Erdbeben als Folge tiefengeothermischer Anlagen

Bei beiden Tiefengeothermie-Systemen (hydrothermal und petrothermal) sind Erdbeben nicht auszuschliessen, da beide in die natürlichen Verhältnisse im Untergrund eingreifen. Bei petrothermalen Systemen ist die Wahrscheinlichkeit jedoch aus methodischen Gründen höher (siehe oben und *Figur 1*).

Bezüglich hydrothermaler Systeme deutet der erfolgreiche Betrieb bestehender Anlagen z. B. im Gebiet um München, im Grossraum Paris oder in Riehen bei Basel darauf hin, dass diese wahrscheinlich nur mit vergleichsweise schwachen, nicht störenden Beben verbunden sind. Grundsätzlich sind Mikrobeben jedoch nicht auszuschliessen, da durch die Entnahme von Wasser in die natürlichen Verhältnisse des Untergrundes eingegriffen wird.

Bei petrothermalen Systemen ist die künstliche Generierung von Bruchvorgängen, welche sich in Form von (Mikro-)Beben widerspiegelt, Grundlage der Methodik (siehe *Figur 1b*). Erst durch diese werden die für die Wärmegewinnung notwendigen Fliesswege für Wasser im Untergrund geschaffen.

Diese hydraulischen Stimulationsmassnahmen wurden weltweit in Pilot- und Demonstrationsanlagen getestet. In der überwiegenden Zahl der Fälle waren die erzeugten Erschütterungen so schwach, dass sie an der Erdoberfläche nur mithilfe von Messinstrumenten aufgezeichnet werden konnten (*Tabelle 2*). In der Tiefbohrung Groß-Schönebeck, Deutschland, traten beispielsweise Mikrobeben auf, welche nur durch Messgeräte aufgezeichnet werden konnten. Beim GeneSys-Projekt Horstberg waren während des künstlichen Aufbrechens des Untergrundes trotz einer in die Erde gepressten Wassermenge von 20'000 m^3 keine Erdbeben mit einer Magnitude M_L grösser 0 zu registrieren. Insgesamt legen die durchgeführten Stimulationen nahe, dass die lokalen geologischen Untergrundverhältnisse grossen Einfluss sowohl auf die Häufigkeit als auch auf die Intensität von induzierten Erdbeben haben.

In einzelnen Fällen traten jedoch infolge einer hydraulischen Stimulation Erschütterungen oberhalb der Spürbarkeitsgrenze auf. Das bekannteste Beispiel ist das induzierte Erdbeben von Basel, welches die Bevölkerung verängstigte. Das stärkste bisher bei einer Tiefengeothermie-Anlage aufgetretene Erdbeben trat 2003 am Standort Innamincka «Cooper Basin», Australien auf (M_L 3.7 in Folge hydraulischer Stimulation, Tiefe 4.2 km).

Ort/Land	Tiefe (km)	Gestein	Datum	Injektionsart	Max M_L
Geothermie: Magmatische Gesteine					
Le Mayet/F	0.75	Granit	1987	Stimulation	N-Felt
Soultz/F	3.5	Granit	1993	Stimulation	1.9
Soultz/F	5.0	Granit	2003	Stimulation	2.9
Bad Urach/D	4.3	Gneis	2002	Stimulation	1.8
KTB/D	9.0	Gneis	1994	Injektionstest	1.2
KTB/D	3.0/6.0	Gneis	2000	Injektionstest	0.5
Landau/D	3.0	Granit/ Sandsteine Karbonatite	2007	Zirkulation	2.7
Krafla/IS	2.0	Basalt	2002–2004	Zirkulation	≤2.0
Laugaland/IS	1.8/2.8	Basalt	1997–1999	Zirkulation	<-1
Svartsengi/IS	2.0	Basalt	1993	5-Monate Injektion	<-1
Hellisheidi/IS	2.5	Basalt	2003	Bohren / Stimulation	2.4
Monte Amiata/I	3.0	Metamorphite	1969	Zirkulation	3.5
Fjällbacka/S	0.5	Granit	1989	Stimulation	-0.2
Basel/CH	5.0	Granit	2006	Stimulation	3.4
Rosemanowes/UK	2.5	Granit	1987	Zirkulation	2.0
Geothermie: Sedimentäre Gesteine					
Simbach-Brunau/A	1.9	Karbonatite	2001	Zirkulation	N-Rep
Altheim/A	2.2	Karbonatite	2001	Zirkulation	N-Rep
Geinberg/A	2.1	Karbonatite	1998	Zirkulation	N-Rep
Bad Blumau/A	2.6	Karbonatite	1999	Zirkulation	N-Rep
Thisted/DK	1.25	Sandsteine	2001	Zirkulation	N-Rep
Margretheholm/DK	2.5	Sandsteine	2004	Zirkulation	N-Rep
Paris/F	1.16-1.98	Karbonatite	1971-	Zirkulation	N-Rep
Neustadt-Glewe/D	2.4	Sandsteine	1995	Zirkulation	N-Rep
Waren/D	1.55	Sandsteine	1984	Zirkulation	N-Rep
Neubrandenburg/D	1.25	Sandsteine	1989	Zirkulation	N-Rep
Gross Schönebeck/D	4.0	Sandsteine / Vulkanite	2007	Stimulation	-1.1
Horstberg/D	4.0	Sandsteine	2003	Stimulation	<0
Straubing/D	0.8	Karbonatite	1999	Zirkulation	N-Rep
Munich-Pullach/D	3.4/3.4	Karbonatite	2005	Zirkulation	N-Rep
Munich-Riem/D	2.7/3.0	Karbonatite	2004	Zirkulation	N-Rep
Unterhaching/D	3.6/3.35	Karbonatite	2007	Zirkulation	2.4
Unterschleissheim/D	1.6/1.6	Karbonatite	2003	Zirkulation	N-Rep
Bruchsal/D	2.0/2.5	Sandsteine	2008	Zirkulation	N-Rep
Larderello-Travale/I	2.0	Karbonatite	1977	Zirkulation	3.0

Ort/Land	Tiefe (km)	Gestein	Datum	Injektionsart	Max M_L
Latera/I	1.0	Karbonatite	1984	Injektion	2.9
Torre Alfina/I	2.0	Karbonatite	1977	Injektion	3.0
Cesano/I	2.0	Karbonatite	1978	Injektion	2.0
Bialy-Dunajec/P	2.4	Karbonatite	2001	Zirkulation	N-Rep
Uniejów/P	2.0	Sandsteine	2001	Zirkulation	N-Rep
Riehen/CH	1.25/1.55	Karbonatite	1989	Zirkulation	N-Rep

Tabelle 2: Maximale Erdbeben-Magnituden im Rahmen von Tiefengeothermieprojekten in Europa (nach Evans et al., 2012, Geothermics 41). Bei Angabe von zwei Tiefen bezieht sich erstgenannte auf die Injektionsbohrung. «N-Rep.» bedeutet, dass von den Anwohnern bzw. von dem regionalen/lokalen seismischen Messnetz keine Erdbeben registriert werden konnten. Bei «N-Felt» zeichnete ein lokales seismisches Messnetz Erdbeben unbestimmbarer Magnitude auf, welche vom Menschen jedoch nicht wahrgenommen wurden.

Induzierte Erdbeben als Folge anderer menschlicher Eingriffe in den Untergrund

Erdbeben, welche durch menschliche Eingriffe in den Untergrund erzeugt werden, sind seit Jahrzehnten bekannt. Sie entstehen weltweit unter anderem beim Bergbau, bei der Förderung von Gas und Erdöl, beim Verpressen flüssiger Abfälle in den Untergrund und selbst bei Stauseen (*Tabelle 3*). Bei Letztgenannten wurden in der Vergangenheit Magnituden (M_L) bis 6.5 verzeichnet. Dabei sinkt nach anfänglich häufigen und teilweise starken Erdbeben deren Anzahl und Schwere in vergleichsweise kurzer Zeit. Dies ist auf die Einstellung eines neuen Gleichgewichts zurückzuführen.

Ort/Land	Tiefe (km)	Datum	Max. M_L	Intensität
Berg- und Tunnelbau				
Völkershausen, Werra-Revier/D[1]	ca. 0.7-0.9	13.3.1989	5.6	VIII–IX
Sünna, Werra-Revier/D[1]		23.6.1975	5.2	VIII
Krügershall, Saale-Revier/D[1]		24.5.1940	4.9	VII
Teutschenthal, Saale-Revier/D[1]		11.9.1996	4.9	VII
Aschersleben, Nordharz/D[1]		4.4.1971	3.9	VI–VII
Walensee/CH[4]	1-2	22.11.1997	3.8	
Gotthardbasistunnel/CH[4]		25.3.2006	2.4	
Belchatow/Polen[5]		1980	4.6	

Ort/Land	Tiefe (km)	Datum	Max. M_L	Intensität
Stauseen				
Koyna-Stausee/Indien[2]		11.12.1967	6.5	
Assuan-Staudamm/Ägypten[3]	25	14.11.1981	5.2 (5.3[5])	
Hoover/USA[5]		1939	5.0	
Hsingfengkiang/China[9]		19.3.1962	6.1	
Lac de Salanfe/CH[10]		09.1953*	3.5	
Öl- und Gasgewinnung				
Niederlande[6]			3.5	
Long Beach/Kanada[5]		1930er Jahre	5.2	
Gazli/Usbekistan[5]		1976	~ 7.0	
Lacq/France[7]		1967–1989	44 × > 3.0 4 × > 4.0	
Fluidinjektion				
Denver/USA[5]		1960er Jahre	5.3	
Paradox Valley, Colorado/USA[8]		Mai 2000	4.3	

Tabelle 3: Maximale Magnituden nicht-geothermisch induzierter Erdbeben.
* Zeitraum intensivster Erschütterungen.
Quellen: [1]: Grünthal & Minkley (2005); [2]: Housner (1969); [3]: Selim et al. (2002), [4] Deichmann (2012), [5] Majer (2011), [6] Kraaijpoel et al., et al. (2009), [7] Maury (1992), [8] Ake et al. (2005), [9] Talwani & Acree (1984/85), [10] Bianchetti et al. (1992).

Induzierte Erdbeben in der Schweiz

Auch in der Schweiz werden seit langem Erdbeben durch menschliche Eingriffe in die Natur ausgelöst. Sie treten beispielsweise beim Tunnelbau, bei Arbeiten in Steinbrüchen sowie im Zusammenhang mit Stauseen auf. Die Schweizer Fallbeispiele für auf den Menschen zurückzuführende Erdbeben sind zahlreich. Beim Bau des Gotthard-Basistunnels wurden beispielsweise mehrere Erdbeben mit Magnituden (M_L) bis maximal 2.4 gemessen. Der langjährige Gesteinsabbau in einem Steinbruch am Walensee erzeugte 1997 mehrere Erdbeben bis zu einer Magnitude (M_L) von 3.8. Am Lac de Salanfe und an den Stauseen von Emosson und Contra wurden beim Aufstauen bzw. beim Erhöhen der Staukote teilweise starke, für die Bevölkerung beunruhigende Erdbeben registriert.

Mögliche Strategien im Umgang mit der Gefahr von induzierten Erdbeben

Petrothermale Geothermieanlagen können in der Schweiz mittel- bis langfristig eine erneuerbare und einheimische Energiequelle darstellen, welche alle Anforderungen an eine zukünftige Wärme- und Stromversorgung erfüllt.

Um das enorme geothermische Energiepotential jedoch nutzen zu können, müssen die komplexen Zusammenhänge, welche zur Auslösung von Erdbeben führen, verstanden werden. Mithilfe dieser gewonnenen Kenntnisse sollen zuverlässigere Erdbebenvorhersagen abgegeben und müssen störende Erschütterungen durch eine angepasste Vorgehensweise bei der Erstellung der Wärmetauscher weitgehend vermieden werden. Hier liegt eine grosse wissenschaftliche und technische Herausforderung.

Im Rahmen des EU-Forschungsprojekts GEISER sowie des GEOTHERM-Programms an der ETH-Zürich wird beispielsweise bereits intensiv an der Optimierung der Tiefengeothermie-Technologie gearbeitet.

Bezüglich seismischer Risikoabschätzung ist es sinnvoll, diese innerhalb der einzelnen Projektphasen (Vorphase, Phase der Erschliessung bzw. Stimulation des Reservoirs sowie Produktionsphase) differenziert zu betrachten. Da zu Beginn des Projekts die lokalen Verhältnisse noch nicht oder erst wenig bekannt sind, basiert die Risikobewertung zu Beginn auf Analogieschlüssen aus anderen Projekten mit ähnlichen Gegebenheiten. Präzisere Risikoeinschätzungen sind erst im weiteren Verlauf des Projektes durch die sukzessiv anfallenden Daten möglich. Aus diesem Grund bedarf es nicht nur einer wiederholten Neubewertung des seismischen Risikos, sondern auch einem früh beginnenden offenen Dialog und Informationsaustausch zwischen Bewilligungsbehörden, Projektbetreibern und Direktbetroffenen, wie z. B. Anwohnern, über die gesamte Projektlaufzeit hinweg. Mithilfe eines Reaktionsplans kann das seismische Risiko weiter begrenzt werden. Dieser stützt sich auf ein hochempfindliches Beobachtungsnetzwerk zur Registrierung auftretender Mikrobeben mit Echt-Zeit-Datenauswertung. So gelingt es, rechtzeitig einen Anstieg der Erdbebenmagnituden im noch nicht spürbaren Bereich zu detektieren und gegebenenfalls Gegenmassnahmen zu ergreifen. Sollten trotz aller Massnahmen allfällige durch induzierte Erdbeben verursachte kleinere Schäden auftreten, haftet der Projektinhaber.

Quellen:

Ake, J., Mahrer, K., O'Connell, D. und Block, L. (2005): Deep-Injection and Closely Monitored Induced Seismicity at Paradox Valley, Colorado. Bulletin of the Seismological Society of America, Vol. 95 (2), S. 664–683.

Bianchetti, G., Roth, P., Vuataz, F.-D. und Vergain, J.: Deep Groundwater circulation in the Alps: Relations between water infiltration, induced seismicity and thermal springs. The case of Val d'Illiez, Wallis, Switzerland.

Deichmann, N. (2012): Earthquakes in Switzerland and surrounding regins 1996–2011– Version 2012.2 vom 21. September 2012.

Evans, K., Zappone, A., Kraft, T., Deichmann, N. und Moia, F. (2012): A survey of the induced seismic responses to fluid injektion in geothermal and CO2 reservoirs in Europe. Geothermics 41, S. 30– 54.

Grünthal, G und Minkley, W. (2005): Bergbauinduzierte seismische Aktivität als Quelle seismischer Belastungen. Bautechnik 82 (8), S. 508–513.

Housner, G.W. (1969): Seismic Events at Koyna Dam. The 11th U.S. Symposium on Rock Mechanics (USRMS), June 16–19, 1969, Berkeley, CA. Conference Paper.

Kraaijpoel, D., Goutbeek, F., Sleeman, R. und Dost, B. (2009): Induced seismicity in the gas reservoirs of the Netherlands. Poster: EGU General Assembly 2009, April 20-24, 2009, Vienna.

Majer, E. (2011): Induced Seismicity Associated with Energy Applications – Issues, Status, Challenges, Needs. Presentation made to US National Academy of Sciences on April 26, 2011. (http://iea-gia.org/category/publications/annex-xi-publications/).

Maury, V. M. R., Grassob, J.-R., und Wittlinger, G. (1992): Monitoring of subsidence and induced seismicity in the Lacq Gas Field (France): the consequences on gas production and field operation. Engineering Geology, Vol. 32 (3), S. 123–135.

Talwani, P. und Acree, S. (1984/85): Pore Pressure Diffusion and the Mechanism of Reservoir-Induced Seismicity. Pure and Applied Geophysics PAGEOPH, Vol. 122 (6), S. 947-965.

Frauenfeld, 8. Dezember 2012

Bearbeitung: Dr. Roland Wyss und Dr. Katharina Link, GEOTHERMIE.CH

Abkürzungsverzeichnis / Glossar

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AfU	Amt für Umwelt (Kanton Solothurn)
BFE	Bundesamt für Energie
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Deutschland)
GWh	Gigawattstunde (Glossar: «kWh» bzw. «Wärme»)
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
kWh	Kilowattstunde (Glossar: «kWh» bzw. «Wärme»)
LIAG	Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (Hannover, Deutschland)
MWh	Megawattstunde (Glossar: «kWh» bzw. «Wärme»)
NFP	Nationales Forschungsprogramm
PSI	Paul Scherrer Institut
TWh	Terrawattstunde (Glossar: «kWh» bzw. «Wärme»)

GLOSSAR

Arteser / Artesischer Austritt

Liegt ein Grundwasser führender Horizont unterhalb einer undurchlässigen Schicht, kann in diesem ein hoher hydraulischer Überdruck bestehen. Bei einem sogenannten Arteser liegt die Grundwasserdruckfläche über der Geländeoberfläche. Bohrt man einen solchen Arteser an, tritt das Wasser an der Erdoberfläche aus (=artesischer Austritt).

Aquifer

Locker- oder Festgesteinshorizont, welcher wasserdurchlässig ist und somit als Grundwasserleiter wirken kann.

Chemische Stimulation

Diese dient der Verbesserung der Durchlässigkeit natürlicher Aquifere (hydrothermale Systeme) oder künstlich geschaffener Wärmetauscher (petrothermale Systeme) und kann bei karbonatischen Gesteinen bzw. Zementationen verwendet werden.

Dublette

Bei einer Dublette verfügt die tiefengeothermische Anlage über zwei Bohrungen: eine Förder- und eine Injektionsbohrung. Der Tiefenwasserkreislauf ist geschlossen.

Durchlässigkeit

Die Durchlässigkeit eines Gesteins beschreibt die Möglichkeit, ob und wie viel Wasser durch vorhandene Hohlräume das Gestein / das Gebirge durchfliessen kann.

Energie

Es gibt unterschiedlichste Energieformen, z. B. thermische und elektrische Energie. Thermische Energie wird auch als Wärme, elektrische Energie als Strom bezeichnet. Energie kann von einer Form in eine andere wechseln. Wärme kann beispielsweise in Strom umgewandelt werden, wobei die Konvertierung thermodynamisch bedingt nicht vollständig möglich ist. Energie wird mit der Einheit Wh angegeben. In der Geothermie werden meist kWh (= 1000 Wh) oder MWh (= 1 Mio. Wh) verwendet. Für die eindeutige Unterscheidung von elektrischer bzw. thermischer Energie wird beispielsweise kWh_{el} bzw. kWh_{th} verwendet.

Entzugsleistung

Die Entzugsleistung ist die Wärmemenge, die ein technisches System dem Untergrund pro Zeiteinheit entzieht. Sie wird in Watt angegeben.

Erdbebengefährdung

Die Erdbebengefährdung beschreibt die Wahrscheinlichkeit, mit der an einem bestimmten Ort an der Erdoberfläche Erschütterungen einer bestimmten Stärke auftreten.

Erdbebenrisiko

Das Erdbebenrisiko wird nicht nur durch die Erdbebengefährdung, sondern auch durch weitere Faktoren bestimmt. Dies sind insbesondere Besiedlungsdichte, Bauwerkstabilität und vorhandene Vermögenswerte.

Erdwärmeentzug

Der spezifische Wärmeentzug ist die Wärmemenge, welche mittels Erdwärmesonden aus dem Untergrund gewonnen werden kann.

Erdwärmesonde (EWS)

Erdwärmesonden sind vertikal in den Untergrund gebohrte Wärmetauscher von mehreren Dekametern bis ca. 400 Metern Länge. Erdwärmesonden können mit unterschiedlichen Wärmeträgermedien betrieben werden. Am meisten verbreitet sind Doppel-U-Sonden mit Sole (Wasser mit Zusatz von Frostschutzmittel) oder reinem Wasser als Wärmeträger. Erdwärmesonden werden sowohl als Einzelanlagen als auch als Erdwärmesonden-Felder mit 10 bis mehrere Hundert miteinander gekoppelte Erdwärmesonden erstellt.

Erkundung

Unter Erkundung wird die Erforschung der Untergrundverhältnisse verstanden. Es gibt indirekte (geophysikalische Untersuchungen) und direkte Methoden (Bohrungen). Ziel ist es, Informationen über die entscheidenden geologischen Parameter wie z. B. Untergrundaufbau (Tiefenlage Zielhorizont), Durchlässigkeit oder vorhandene Störungen etc. zu erhalten. Die gewonnenen Daten werden interpretiert und darauf basierend Untergrundmodelle erstellt.

Erschliessung

Die Erschliessung umfasst insbesondere den Bohrvorgang. Allfällig durchgeführte Stimulationsmassnahmen und Tests werden ebenfalls dieser Projektphase zugeteilt.

Fracking

Fracking ist ein Begriff der Erdgasindustrie für das Aufbrechen von Gestein für die Gewinnung von unkonventionellem Erdgas in den USA. Das Erdgas wird aus vergleichsweise oberflächennahen Sedimenten gewonnen und es öffnen sich hierbei Risse ohne nennenswerte Seitenbewegung. Um die Schliessung der Klüfte zu verhindern, müssen dem Wasser daher verschiedene viskositätsbeeinflussende Additive und Stützmittel zugefügt werden. Dabei wurden/werden in den USA oft toxische Stoffe ohne klare Deklaration verwendet.

Tiefengeothermieanlagen werden aktuell in grösserer Tiefe und in anderen Gesteinstypen stimuliert. In Abhängigkeit des lokalen Spannungsfelds, der Orientie-

rung der bestehenden Strukturen im Gestein sowie der Orientierung der Bohrung ist davon auszugehen, dass eine mehr oder weniger grosse Scherspannungskomponente auf den erzeugten Rissflächen vorliegt. Diese ist notwendig, damit sich zwei Flächen seitlich gegeneinander bewegen. Prinzipiell ist jedoch nicht auszuschliessen, dass bei den sich öffnenden Rissen keine Scherspannung vorliegt und damit auch keine Seitenbewegung erfolgt. Dies hätte zur Folge, dass auch der bei Stimulation eines tiefengeothermischen Reservoirs Stützmittel zugefügt werden müssten. Für den Kanton Solothurn ist aufgrund des angenommenen Spannungsfeldes eher nicht mit einer solchen Situation zu rechnen.

Gewinnung

Bei der Gewinnung wird die im Untergrund gespeicherte Erdwärme durch eine oder mehrere Bohrungen an die Erdoberfläche transportiert. Die gewonnene Wärme stammt entweder aus Tiefenwasser (hydrothermal) oder Festgestein (petrothermal).

Hydraulische Leitfähigkeit

Siehe «Durchlässigkeit».

Hydraulische Stimulation

Durch das Einpressen von Wasser unter hohem Druck werden Schwächezonen im Gestein so aufgedrückt und gegeneinander bewegt, dass sich die ursprünglich geringe Durchlässigkeit im Untergrund erhöht. Damit können auch ursprünglich relativ wasserundurchlässige Gesteine als Wärmetauscher für geothermische Anlagen genutzt werden. Damit sich die Flächen seitlich gegeneinander verschieben, muss auf der Bruchfläche eine Scherspannung vorliegen (vgl. «Fracking»).

Hydraulic Fracturing

Vgl. «hydraulische Stimulation» und «Fracking».

Hydrothermale Systeme

Hydrothermale Systeme nutzen im Untergrund vorhandene heisse Tiefenwässer als Wärmequelle. Ist die natürliche Fliessrate im Untergrund für eine wirtschaftliche Nutzung nicht hoch genug, kann zur Verbesserung eine chemische und/oder hydraulische Stimulation durchgeführt werden, um die Fliessrate zu steigern.

Induzierte Seismizität

Induzierte Seismizität ist unmittelbar auf menschliche Tätigkeiten zurückzuführen. Sie kann immer dann auftreten, wenn die natürlichen Spannungszustände im Untergrund durch menschliche Eingriffe verändert werden, wie beispielsweise beim Bergbau, beim Aufstauen künstlicher Seen oder auch bei hydraulischen Stimulationen. Bewirkt eine menschliche Aktivität hingegen das verfrühte Auftreten eines natürlichen Erdbebens, spricht man von getriggerter Seismizität.

Kataklastische Zone

Eine kataklastische Zone ist der Teil einer Störung, der aufgrund vergleichsweise geringer Temperaturen durch spröde zerbrochene Gesteine charakterisiert ist. Mit grösser werdender Tiefe wird die Störungszone zunehmend breiter und die Bewegung erfolgt zunehmend durch plastische Verformung. Dies ist die duktile Zone einer Störung.

KW

Kilowatt. Einheit der thermischen bzw. elektrischen Leistung (siehe «Leistung»).

KWh

Kilowattstunde. Einheit von Energie, wie z. B. Wärme (siehe «Energie»).

Leistung

Die Leistung einer Anlage beschreibt, wie viel thermische bzw. elektrische Energie (Wärme bzw. Strom) pro bestimmte Zeiteinheit erzeugt werden kann. Leistungen werden in Watt [W] angegeben. In der Tiefen Geothermie werden in der Regel MW (= 1 Mio. W) verwendet. Zur eindeutigen Unterscheidung von thermischer und elektrischer Leistung wird auf die Bezeichnung MW_{th} bzw. MW_{el} zurückgegriffen.

Petrothermale Systeme

Bei petrothermalen Systemen wird die Wärme aus dem Festgestein gewonnen. Um diese an die Oberfläche zu fördern, wird Wasser in den tiefen Untergrund gepumpt. Um die Wärme aufnehmen zu können, muss das zugeführte Wasser jedoch durch das Gestein zirkulieren können. Aus diesem Grund erfolgt eine hydraulische Stimulation, welche den künstlichen «Durchlauferhitzer» erzeugt.

Reprocessing

Bei einem Reprocessing werden bestehende seismische Rohdatensätze, welche in der Schweiz innerhalb der letzten rund 50 Jahre meist im Zuge der Kohlenwasserstoff-Exploration gewonnen wurden, neu bearbeitet. Dies ermöglicht nicht nur Störsignale zu reduzieren bzw. zu eliminieren, sondern gleichzeitig auch die seismischen Signale zu verbessern.

Seismometer

Ein Seismometer ist ein Instrument, mit dem die Bewegung des Untergrunds an einem Ort aufgezeichnet werden kann. Moderne Seismometer sind hochempfindliche elektromechanische Geräte, die Bodenbewegungen im Bereich von Nanometern (millionstel Millimeter) erfassen können. Frühere mechanische Geräte wurden als Seismographen bezeichnet. Die Darstellung der aufgezeichneten Bewegung über einer Zeitachse bezeichnet man als Seismogramm (Quelle SED).

Singlette

Bei einer Singlette verfügt die tiefengeothermische Anlage nur über eine Förderbohrung. Nach dem Wärmeentzug wird das geförderte Tiefenwasser unter Berücksichtigung geltender gewässerschutzrechtlicher Regelungen in ein Oberflächengewässer eingeleitet.

Spannungsfeld

Eine Spannung beschreibt, welche Kraft auf eine Fläche einwirkt (Verhältnis Kraft pro Flächeneinheit). Das Spannungsfeld kann in der Geomechanik näherungsweise für jede Tiefe mit vier Werten beschrieben werden: Die 3 Hauptspannungswerte (eine Vertikalspannung und 2 Horizontalspannungen) σ_v, σ_H und σ_h, und der Richtung der grössten Horizontalspannung (σ_H).

Spannungsregime

Die Anordnung der 3 Hauptspannungswerte (σ_v, σ_H, σ_h) bestimmt das Spannungsregime: Überschiebung ($\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$), Abschiebung ($\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$) und Blattverschiebung ($\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$).

Stimulation

Stimulationsmassnahmen werden durchgeführt, um die natürliche Förderrate aus Aquiferen zu erhöhen oder um einen künstlichen Wärmetauscher zu erzeugen. Es wird zwischen chemischer und hydraulischer Stimulation unterschieden, welche einzeln oder kombiniert eingesetzt werden können.

Thermische Leistung

Siehe «Leistung».

Transtension / Transtensive Störung

Bei einer Transtension bewegt sich die obenliegende Gesteinsscholle (das «Hangende») entlang der Störungszone abwärts und wird dabei durch einen mehr oder weniger grossen Betrag seitlich verschoben. Die Mischformen reichen von einer fast reinen Abschiebung bis zu einer fast reinen Blattverschiebung.

Transpression / Transpressive Strörungen

Bei einer Transpression wird die Blattverschiebung nicht durch eine dehnende, sondern durch eine überschiebende, d. h. einengende Bewegungskomponente überlagert.

Wärme

Thermische Energie (siehe «Energie»).