



Energie

Nationale Forschungsprogramme 70 und 71

Synthese Geothermie





Energie

Nationale Forschungsprogramme 70 und 71

Geothermie

Verbundsynthese



1. Geothermie

Synthese des NFP-70-Verbundprojekts
«Wasserkraft und Geoenergie»



1.1. Zusammenfassung

1.1.1. Zusammenfassung



Die oberflächennahe Geothermie mit Wärmepumpen ist Stand der Technik und in der Schweiz bereits stark verbreitet. Im künftigen Energiesystem soll zusätzlich die mitteltiefe bis tiefe Geothermie (1–6 km) eine wichtige Rolle spielen. Im Vordergrund steht die Lieferung von Wärme für Gebäude und industrielle Prozesse. Diese Form der Erdwärmenutzung setzt einen gut durchlässigen Untergrund voraus, damit ein Fluid – in der Regel Wasser – die natürlich vorhandene Gesteinswärme übernehmen und an die Oberfläche transportieren kann. Bei Sedimentgesteinen ist dies meist von Natur aus gegeben, wogegen bei Graniten und Gneisen die Durchlässigkeit mittels Einpressen von Wasser künstlich herbeigeführt werden muss. Die so gewonnene Wärme nimmt mit zunehmender Bohrtiefe zu: In 1 km Tiefe liegt die Untergrundtemperatur bei ca. 40 °C und in 3 km Tiefe bei ca. 100 °C.

Um eine Dampfturbine für die Stromproduktion anzutreiben, sind Temperaturen von über 100 °C notwendig. Da dafür grössere Tiefen von 3 bis 6 km erforderlich sind, steigt auch das Risiko der durch die Bohrungen induzierten Seismizität. Der Untergrund eignet sich ausserdem auch zur Speicherung von Wärme und Gasen, zum Beispiel Wasserstoff oder Methan, sowie zur definitiven Einlagerung von CO₂. Dazu muss er ähnliche Voraussetzungen erfüllen wie bei der Wärmegewinnung, zusätzlich ist jedoch eine über dem Reservoir liegende dichte Deckschicht erforderlich, damit das Gas nicht entweichen kann.

Im Verbundprojekt «Wasserkraft und Geothermie» des NFP «Energie» wurde vor allem der Frage nachgegangen, wo sich in der Schweiz geeignete Bodenschichten finden, die die Anforderungen der verschiedenen Nutzungen optimal erfüllen. Ein zweiter Forschungsschwerpunkt betraf Massnahmen zur Reduktion der durch Tiefenbohrungen induzierten Seismizität und der daraus folgenden Schäden an Bauten. Im Weiteren wurden Modelle und Simulationen entwickelt, die zu einem besseren Verständnis der Vorgänge im Untergrund bei der Erschliessung und Nutzung der geothermischen Ressourcen beitragen.

Zusammengefasst zeigen die Forschungsergebnisse, dass in der Schweiz gute Voraussetzungen vorhanden sind für die Nutzung der mitteltiefen Erdwärme (1–3 km), sowohl für den Gebäudepark als auch für industrielle Prozesse. Auch in Bezug auf die saisonale Speicherung von Wärme und Gasen ist Optimismus angebracht. Die Potenziale für die definitive Einlagerung von CO₂ in relevanten Mengen sind demgegenüber als eher limitiert zu bezeichnen. Hinsichtlich der Stromproduktion aus Erdwärme mittels der tiefen Geothermie (> 3 km) besteht noch keine abschliessende Gewissheit, wie gross das wirtschaftlich nutzbare Potenzial im Untergrund wirklich ist. Diesbezüglich sind dringend industriell betriebene Demonstrationsanlagen notwendig, um die Akzeptanz bei der Bevölkerung und bei Investoren zu stärken.

1.2. Kernbotschaften

1.2.1. Kernbotschaften



Der Untergrund kann und wird aller Voraussicht nach im künftigen Schweizer Energiesystem eine zentrale Rolle spielen. Aus den Forschungen im Verbundprojekt «Wasserkraft und Geothermie» lassen sich die folgenden vier Kernbotschaften ableiten:

1. **Potenzial vorhanden** – Die Schweiz hat bei der Nutzung der Erdwärme im oberflächennahen Bereich in den letzten Jahren etwa durch den Einsatz von Wärmepumpen grosse Fortschritte erzielt. Demgegenüber werden die Potenziale der unbestritten vorhandenen Wärmereservoirs in grösseren Tiefen (1–3 km) noch nicht genutzt. Sie sind vor allem für die Einspeisung in Nahwärmenetze und in industrielle Prozesse geeignet. Die Nutzung der Geothermie für die Stromproduktion steckt demgegenüber noch in den Anfängen. Sie kann den Durchbruch aber schaffen, sobald die Risiken von induzierten Erdbeben beherrscht werden. Auch das Potenzial zur Speicherung von Gas und zur Einlagerung von CO₂ ist ausgewiesen, jedoch begrenzt.
2. **Ganzheitlich angehen** – Sowohl die Nutzungsmöglichkeiten zum Wärmebezug, zur Stromproduktion und als Speichermedium als auch die geologischen, hydrogeologischen und tektonischen Gegebenheiten im Untergrund müssen zusammen mit sämtlichen Aspekten der Energieversorgung und der Treibhausgasemissionen ganzheitlich und unter Beachtung der vielfältigen Abhängigkeiten angegangen werden. Nur so lassen sich optimale Lösungen finden.
3. **Breite Akzeptanz notwendig** – Ohne das Einverständnis der Bevölkerung können die grossen Potenziale der tiefen Geothermie nicht genutzt werden. Um die notwendige breite Akzeptanz für die Technologien und für konkrete Vorhaben zu erreichen, muss die Bevölkerung frühzeitig in die entsprechenden Projekte einbezogen und umfassend über die Vor- und Nachteile informiert werden. Die Forschung zeigt: Bürgerinnen und Bürger sind sehr gut in der Lage, auf der Grundlage von

vollständigen und verständlich kommunizierten Fakten eine rationale Interessensabwägung zwischen verschiedenen Optionen zur langfristigen Sicherstellung einer wirtschaftlich und ökologisch verträglichen Energieversorgung vorzunehmen.¹

4. **Prioritäten setzen** – Um den fundamentalen Umbau des Schweizer Energiesystems in den nächsten Jahrzehnten möglichst wirkungsvoll zu unterstützen, müssen bei der Nutzung des Untergrundes klare Prioritäten gesetzt werden:
 1. Die Gewinnung von Wärme aus mittleren Tiefen (1–3 km) zur substanziellen Reduktion des CO₂-Ausstosses.
 2. Die Abtrennung von CO₂ an bedeutenden Punktquellen wie Zementwerken und Kehrlichtverbrennungsanlagen und die sinnvolle Nutzung des CO₂ oder dessen dauerhafte Einlagerung.
 3. Der Ausbau der geothermischen Stromerzeugung zur Deckung des zunehmenden Strombedarfs, der sich aus der Sektorkopplung (zum Beispiel Elektromobilität, Wärmepumpen) ergeben wird.

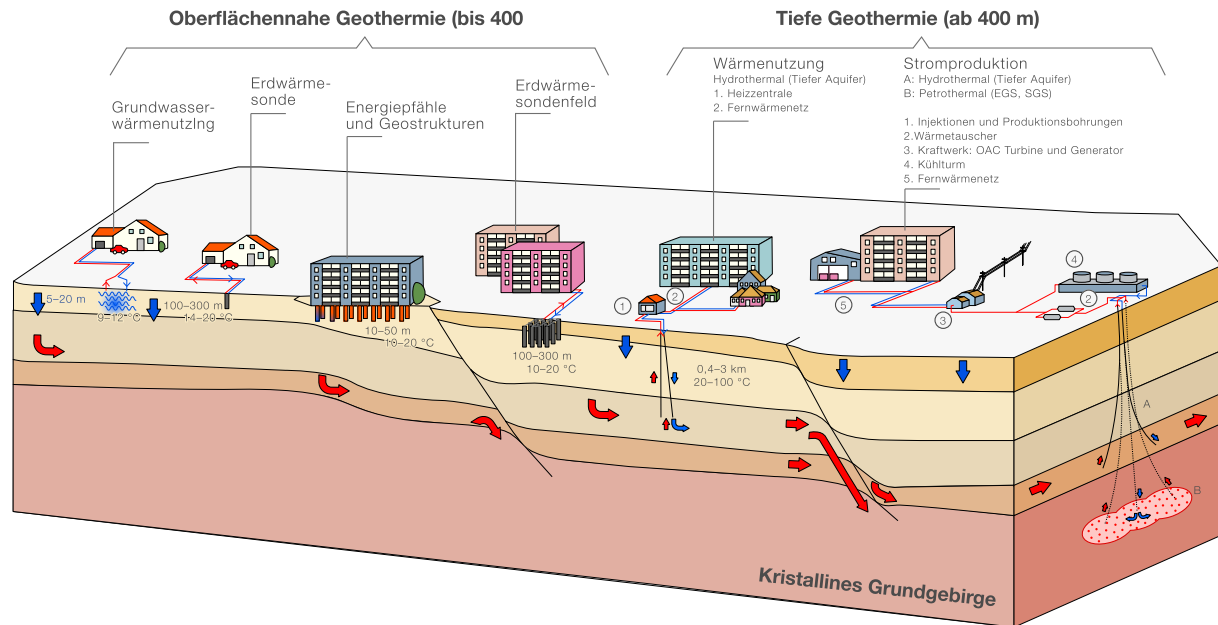
Anmerkungen und Referenzen

1 Knoblauch, T. A., Trutnevyte, E., & Stauffacher, M. (2019). Siting deep geothermal energy: Acceptance of various risk and benefit scenarios in a Swiss-German cross-national study. *Energy policy*, 128, 807–816.

1.3. Der Untergrund als Teil des Energiesystems

Heizen # Wärmepumpe # Energiebereitstellung

1.3.1. Formen und Nutzung der Geothermie



Möglichkeiten der Nutzung geothermischer Ressourcen für die Wärme- und Stromversorgung.

Der Schweizer Untergrund bietet eine Vielzahl von Möglichkeiten, die Ziele der Energiestrategie 2050 zu unterstützen. Im Vordergrund stehen die Wärmenutzung, die Stromproduktion sowie die Fähigkeit von Gesteinsformationen, Wärme und Gase zu speichern. Die Wärme im Untergrund stammt einerseits aus der Frühzeit der Erdentstehung und andererseits aus andauernden radioaktiven Zerfallsprozessen. Im Erdkern beträgt die Temperatur wahrscheinlich noch immer bis zu 6000 °C. Zur Erdoberfläche hin nimmt sie ab, auf den letzten Kilometern unter der Schweiz mit einem Gradienten von durchschnittlich rund 30 °C pro Kilometer.

Aus diesem sogenannten geothermischen Gradienten ergibt sich eine natürliche Schichtung der Temperaturniveaus: Bei der oberflächennahen Geothermie liegen die Temperaturen im Bereich zwischen 10 und 20 °C. Sie kann mithilfe von Wärmepumpen für Heiz- und Kühlzwecke genutzt werden. Die tiefe Geothermie in 1 bis 3 Kilometer Tiefe liefert Wärme im Temperaturbereich von bis zu 100 °C. Dies ist ausreichend für Wärmenetze oder industrielle Prozesse. Möchte man Strom erzeugen, sind nach Stand der Technik und aus Effizienzgründen Temperaturen von über 100 °C und damit Tiefen von 3 bis 6 Kilometer nötig.

Die Schweiz ist – zumindest im Bereich der oberflächennahen Geothermie – bereits heute ein ausgesprochenes Geothermie-Land. 2018 wurden insgesamt 9,3 PJ¹ an Wärme gefördert, davon 85 Prozent über Erdsondenfelder und Wärmepumpen.² Die direkte geothermische Wärmenutzung ohne Wärmepumpe und die Tiefengeothermie zur Stromerzeugung spielen



demgegenüber erst eine Nischenrolle. Hier besteht ein grosses Potenzial, die vorhandenen Ressourcen nachhaltig zu nutzen.

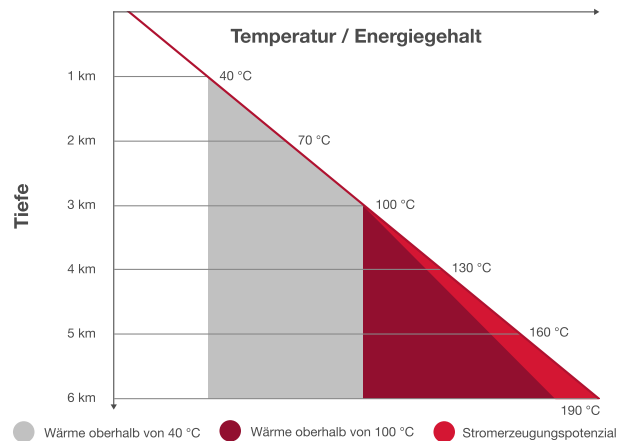
Anmerkungen und Referenzen

1 1 Petajoule (PJ) = 10^{15} J, entspricht ca. 278 GWh, ein 1-GWh-Kraftwerk produziert maximal 31,5 PJ pro Jahr.

2 Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien, Ausgabe 2018

Ressourcen # Kälte / Wärme # Nachhaltigkeit # Energiebereitstellung

1.3.2. Die tiefengeothermischen Ressourcen sind nicht erschlossen



Die Temperatur im Erdreich nimmt um ca. 30 °C pro Kilometer Tiefe zu. Erhebliche Wärmemengen sind oberhalb einer Temperatur von 40 °C (für Raumwärme) oder 100 °C (für Wärmenetze und industrielle Prozesse) verfügbar. Möchte man Strom erzeugen, kann Letzteres mit einer Effizienz von 12 bis 13 Prozent in diesen umgewandelt werden.

Bei der tiefen Geothermie entnimmt man Wärme aus einem Bereich zwischen 1 und 6 km Tiefe. Dort können die Temperaturen zwischen 40 und 190 °C liegen. Die geothermische Energie liegt dabei in Form von Gesteinswärme vor, die durch geeignete Trägermedien – in der Regel Wasser – entnommen werden kann. In der Schweiz sind von der Gesamtfläche von gut 41'000 Quadratkilometer vor allem der rund 30-prozentige Anteil des Mittellandes und die Alpentäler der grossen Flüsse für eine wirtschaftliche Wärmenutzung genügend dicht besiedelt.

Die theoretisch verfügbaren Energiemengen unterhalb dieser etwa 12'000 Quadratkilometer können grob abgeschätzt werden. Dabei sei zunächst angenommen, dass aus praktischen Gründen nur 20 Prozent der Wärme entnommen werden können. Betrachtet man Wärme oberhalb von 40 °C als grundsätzlich nutzbar (d.h. ab einer Tiefe von einem Kilometer), ergeben sich 1'400'000 PJ an gespeicherter Wärmeenergie, was gut dem 5'000-fachen jährlichen Wärmebedarf des Schweizer Gebäudeparks entspricht (Stand 2018).¹ Betrachtet man nur die Wärme über 100 °C, so sind dies immer noch 800'000 PJ. Um das theoretische Potenzial der Stromerzeugung abzuschätzen, muss die Wärmemenge mit dem Carnot-Faktor und dem thermodynamischen Gütegrad eines Kraftwerksprozesses multipliziert werden.² Bei der sich so ergebenden mittleren Effizienz von 12 bis 13 Prozent erhält man ein theoretisches Stromerzeugungspotenzial von 100'000 PJ oder 27'000 TWh³, was etwa dem 130-Fachen des gesamtschweizerischen Elektrizitätsbedarfs entspricht (Stand 2018)⁴.

Anmerkungen und Referenzen



1 BFE (2019), Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2018 nach Verwendungszwecken, Bundesamt für Energie, Ittigen

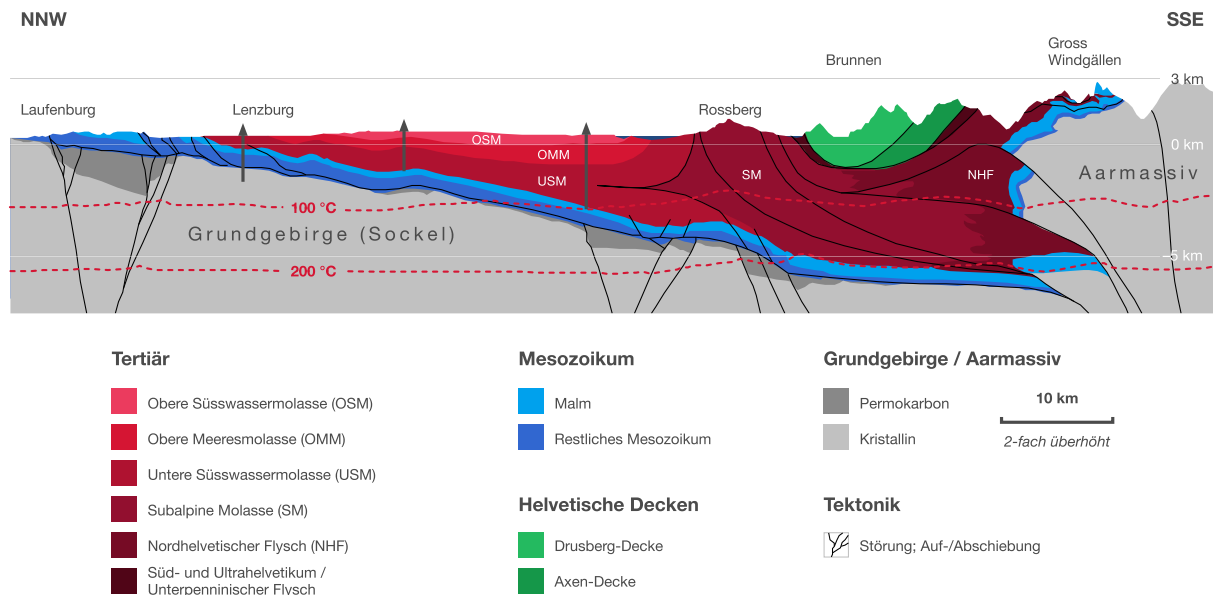
2 Der Carnot-Faktor stellt eine obere Grenze dar, mit der Wärme in Arbeit (und damit Strom) umgewandelt werden kann. Er hängt von der Temperatur der Wärmequelle ab. Der thermodynamische Gütegrad eines Kraftwerksprozesses gibt an, wie viel dieser theoretisch erzeugbaren Arbeit tatsächlich erhalten wird. Für übliche technische Prozesse beträgt er ca. 50 Prozent.

3 $1 \text{ PJ} = 0,27 \text{ TWh}$, $1 \text{ TWh} = 3,6 \text{ PJ}$

4 BFE (2019), Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2018 nach Verwendungszwecken, Bundesamt für Energie, Ittigen

Ressourcen # Kälte / Wärme # Energiebereitstellung

1.3.3. Hydrothermal aus durchlässigem und petrothermal aus dichtem Gestein



Geologisches Profil der Zentralschweiz. Quelle: Dr. Roland Wyss GmbH

Um dem Untergrund Erdwärme zu entnehmen, muss ein Fluid – in der Regel Wasser – durch das heisse Gestein zirkulieren können. Es wärmt sich im direkten Kontakt auf und transportiert dann die Erdwärme an die Oberfläche. Ein solcher Prozess erfordert eine ausreichende Durchlässigkeit des Gesteins, damit sich das Fluid mit der erforderlichen Geschwindigkeit durch ein genügend grosses Volumen von heissem Gestein bewegen kann. Diese Durchlässigkeit ist für verschiedene Gesteinsarten unterschiedlich. Während Sedimentgesteine wie Sand- oder Kalkstein oft eine natürliche Wasserdurchlässigkeit aufweisen, sind Gesteine wie Granit oder Gneis kaum durchlässig.

Aus den porösen Sedimentgesteinen kann über eine Bohrung in eine wasserführende Schicht – ein sogenannter Aquifer – direkt heisses Tiefenwasser zur Oberfläche befördert werden (hydrothermale Geothermie). In der Schweiz finden sich wasserführende Schichten vor allem im Mesozoikum (siehe Abbildung, blaue Schichten), ein Sammelbegriff für eine Reihe von rund 70 bis 250 Mio. Jahre alten Gesteinsformationen, das im Norden nahe an der Oberfläche und zu den Alpen und nach Westen hin in zunehmender Tiefe liegt. Nahe an der Oberfläche ist die Ergiebigkeit höher, allerdings bei niedrigeren Temperaturen.

Im Fall des wenig durchlässigen kristallinen Gebirges (siehe Abbildung, Grundgebirge und Aarmassiv) muss die Wasserdurchlässigkeit mit ingenieurwissenschaftlichen Methoden erhöht werden (petrothermale Erdwärme). Dieses Verfahren wird als Enhanced Geothermal System (EGS) bezeichnet. Dabei werden durch Einpressen von Wasser bestehende Klüfte im Gestein erweitert oder neue Klüfte aufgebrochen. Da das kristalline Grundgebirge durch den



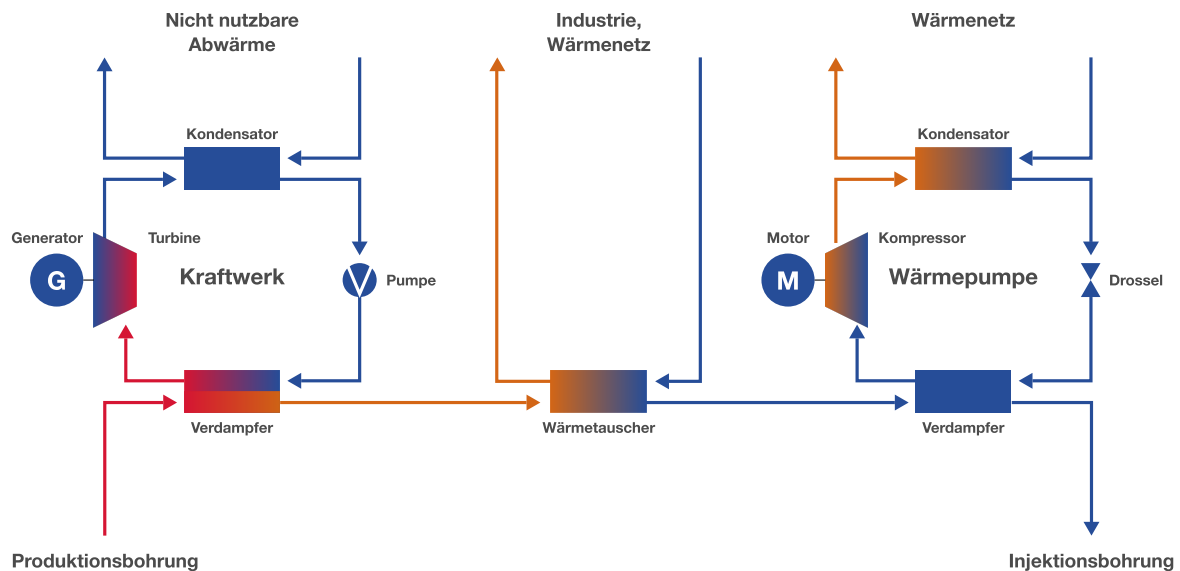
Energie

Nationale Forschungsprogramme 70 und 71

Druck der tektonischen Kontinentalplatten unter hoher Spannung steht, verursachen solche Stimulationen Entlastungsbewegungen, die an der Oberfläche als Erdbeben wahrgenommen werden können. Ein Kernthema der Forschung ist die Vermeidung von Schäden durch diese sogenannte induzierte Seismizität.

Ressourcen # Kälte / Wärme # Energiebereitstellung

1.3.4. Die drei Nutzungsstufen der Geothermie



Die Nutzungsstufen der Geothermie: Stromerzeugung, direkte Wärmenutzung, Wärmenutzung über eine Wärmepumpe.

Je nach Temperaturniveau kann die Erdwärme auf unterschiedliche Arten genutzt werden (siehe Abbildung). Liegt die Temperatur über 100 °C, kann mit heutiger auf dem Markt erhältlicher Technologie Strom erzeugt werden, üblicherweise über einen binären Kreislauf. Im einfachsten Fall besteht dieser aus einem Wärmetauscher, in dem ein geeignetes Arbeitsmedium durch Wärmeaufnahme aus dem geothermischen Trägermedium verdampft wird. Der Dampf entspannt über eine Arbeitsturbine, die einen Generator antreibt. Anschliessend wird das Arbeitsmedium durch Wärmeabgabe an die Umgebung kondensiert und schliesslich über eine Speisepumpe wieder dem Verdampfer zugeführt.

Hat das geothermische Trägermedium nach dem Wärmeaustausch mit dem Arbeitsmedium noch eine ausreichend hohe Temperatur, kann weitere Wärme direkt an ein Wärmenetz oder an einen industriellen Prozess abgegeben werden. Liegt das Temperaturniveau danach unterhalb eines direkt nutzbaren Niveaus, kann dem Trägermedium durch den Einsatz einer Wärmepumpe zusätzlich Wärmeenergie entnommen werden. Allfällige Restwärme kann in Bädern oder in der Landwirtschaft verwendet werden.

In der Praxis wird je nach dem zur Verfügung stehenden Temperaturniveau jede dieser drei Varianten eigenständig realisiert. Denkbar ist auch die Kombination aus Stromerzeugung und nachgeschalteter direkter Wärmenutzung – oder die direkte Wärmenutzung mit anschliessender Nutzung der Restwärme über eine Wärmepumpe.

Kälte / Wärme # CO₂ / Treibhausgase # Energiebereitstellung

1.3.5. Der Untergrund als Wärme- und Gasspeicher



Komplementär zur Entnahme der Erdwärme ist die Nutzung des Untergrunds als Speichermedium für Wärme, Kälte oder für gasförmige Stoffe wie CO₂, Wasserstoff oder Erdgas möglich. Die Speicherung von Wärme erfolgt nach dem gleichen Prinzip wie die Wärmeentnahme, also durch einen Wärmeaustausch zwischen einem Fluid wie Wasser und dem Gestein. Der Unterschied zur reinen Wärmeentnahme besteht darin, dass der Prozess in zwei Richtungen abläuft. Während der Speicherung von Wärme gibt ein heisses Fluid – in der Regel Wasser – seine Wärme an das Gestein ab und kühlt sich dabei ab. Während der Entnahme nimmt ein kaltes Fluid Wärme aus dem zuvor erwärmten Gestein auf. Die Anforderungen an die Durchlässigkeit des Gesteins sind für beide Prozesse genau dieselben. Mit der gleichen Methode lässt sich zudem auch ein geothermisches Reservoir regenerieren, das sich durch Wärmeentnahme abgekühlt hat.

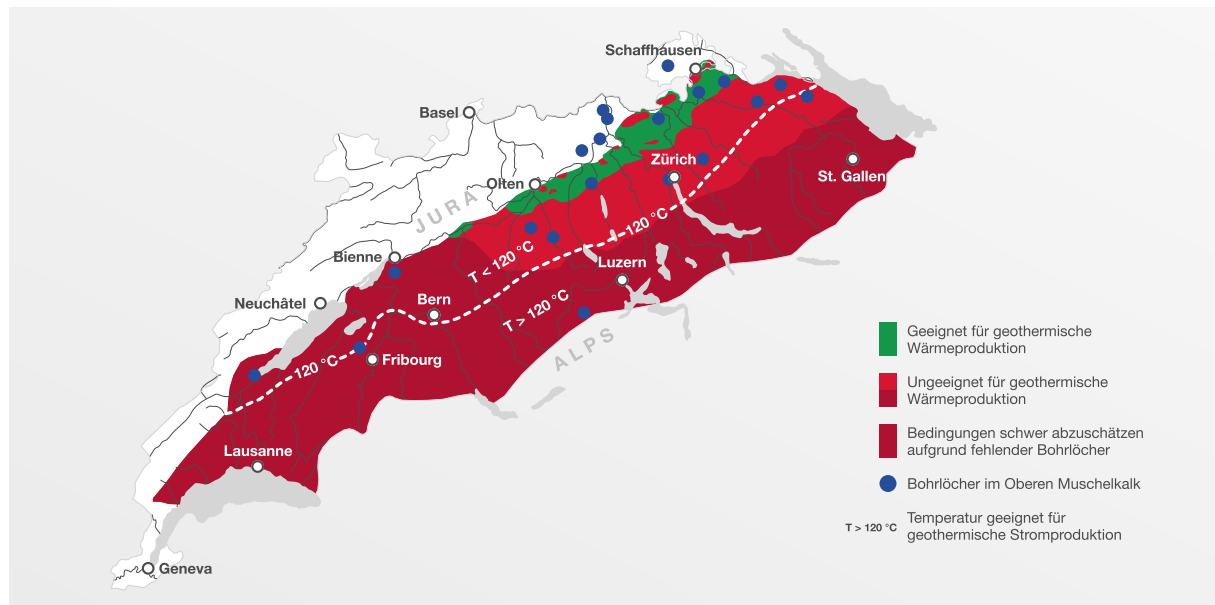
Eine Möglichkeit, den CO₂-Gehalt der Atmosphäre zu senken, ist dessen dauerhafte Speicherung im Untergrund. Diese als Carbon Capture and Storage (CCS) bezeichnete Technologie erfordert neben einer hinreichenden Durchlässigkeit auch eine ausreichende Porosität des Gesteins, um das CO₂ aufnehmen zu können. Zusätzlich muss das Gestein von einer undurchlässigen Gesteinsschicht überlagert sein, damit das eingepresste Gas nicht entweichen kann.

Ähnlich wie CO₂ lassen sich auch andere Gase in Gesteinen speichern. Für die Transformation des Energiesystems von Bedeutung ist insbesondere die saisonale Speicherung von Wasserstoff oder Erdgas. Letztere waren nicht explizit Thema der Forschungsprojekte, allerdings sind die Eignungskriterien für diese Gase praktisch identisch mit denen für die Speicherung von CO₂.



1.4. Der Untergrund als Energiequelle

1.4.1. Potenziale der hydrothermalen Geothermie in der Schweiz



Eignung des Trigonodus-Dolomit-Aquifers im Oberen Muschelkalk für die Produktion von Wärme und Strom. *Quelle: Larryn Diamond, Universität Bern*

Bei der hydrothermalen Stromerzeugung oder Wärmenutzung wird heisses Tiefenwasser einer wasserführenden Schicht, einem sogenannten Aquifer, entnommen und an der Oberfläche einem Kraftwerksprozess oder einer direkten Wärmenutzung zugeführt. Anschliessend wird das abgekühlte Wasser wieder in den Erdboden rückgeführt. In der Schweiz gibt es je nach geologischen Formationen und Strukturen diverse Potenziale.

Im Projekt «Tief liegende Wärmereservoirs»¹ wurden die Eigenschaften eines bestimmten Aquifers, des Trigonodus-Dolomits, eingehender untersucht. Dieser bildet eine 20–30 m dicke Schicht innerhalb des sogenannten Oberen Muschelkalks. Es konnte festgestellt werden, dass die für eine effiziente Nutzung notwendige Porosität und Permeabilität von 10 Prozent bzw. 10 Milli-Darcy nur in Tiefen von weniger als 1130 m vorhanden ist (siehe Abbildung, grüner Bereich). Das schliesst eine Stromerzeugung aber aus, da diese Temperaturen von über 100 °C erfordert, die sich erst in mehr als 3 km Tiefe finden. Somit ist der Trigonodus-Dolomit für die hydrothermale Stromerzeugung nicht geeignet.

Im Gegensatz dazu steht die geografisch sehr ausgedehnte Wärmeanomalie im Rhone-/Rottental zwischen Saint-Maurice und dem Oberwallis, welche eines der besten Geothermipotenziale der Schweiz darstellt. Dort spekuliert man auf das Vorhandensein von spärlich auftretenden, aber umso produktiveren mit Heisswasser gefüllten Bruch- und Kluftsystemen. Diese sind das Ziel eines zurzeit laufenden hydrothermalen Stromprojekts in Lavey-les-Bains.²

In jedem Fall kann eine Wärmenutzung auch bei niedrigeren Temperaturen, wie sie sich in geringeren Tiefen (1–2 km) finden, sinnvoll sein, wenn nötig gekoppelt mit einer nachgeschalteten Wärmepumpe.



Energie

Nationale Forschungsprogramme 70 und 71

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Tiefliegende Wärmereservoirs»

2 <https://www.agepp.ch/>

Ressourcen # Geoenergie # Energiebereitstellung

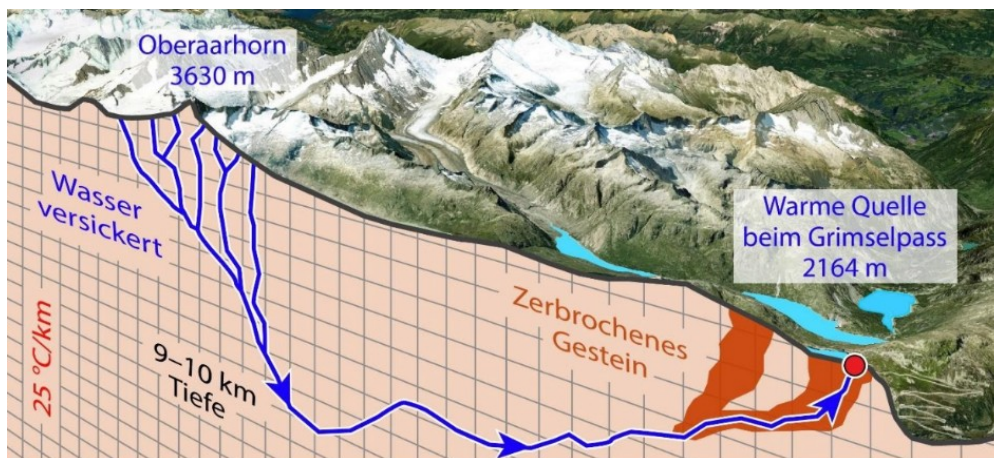
1.4.2. Bruchzonen mit Potenzial für hydrothermale Reservoirs



Der Schweizer Untergrund ist hinsichtlich seiner geologischen und thermischen Eigenschaften nicht homogen. So können im Laufe der Erdgeschichte natürliche Bruchzonen entstehen, entlang deren sich interessante geothermische Quellen bilden. Ein Beispiel ist die sogenannte Grimsel Breccia Fault (GBF) in der Nähe des Grimselpasses. Diese bildete sich vor etwa 20 Millionen Jahren in 20 km Tiefe. Im Laufe der Entstehung der Alpen begann schliesslich eine natürliche Zirkulation von Wasser. Diese speist sich aus Oberflächenwasser in der Nähe des Oberaarhorns, erwärmt sich in 9–10 km Tiefe auf 230–250 °C und tritt schliesslich in der Nähe des Grimselpasses an die Oberfläche.

Infolge dieses Bruchsystems ergab sich also eine sogenannte geothermische Anomalie, bei der die Temperatur deutlich schneller mit der Tiefe ansteigt als im ungestörten Gestein. Die GBF wurde im Projekt «Tief liegende Wärmereservoirs»¹ mit einer Reihe von geologischen und geophysikalischen Methoden charakterisiert. Die wesentliche Erkenntnis aus diesen Untersuchungen ist, dass solche Bruchzonen, wie sie sich in den Zentralalpen und im Gebiet des Rhonetals finden, für die hydrothermale Geothermie vielversprechend sein können. In ihnen finden sich in geringer Tiefe sowohl hohe Temperaturen als auch eine gute Durchlässigkeit des Gesteins.

Schematische Darstellung des geothermischen Systems am Grimselpass.



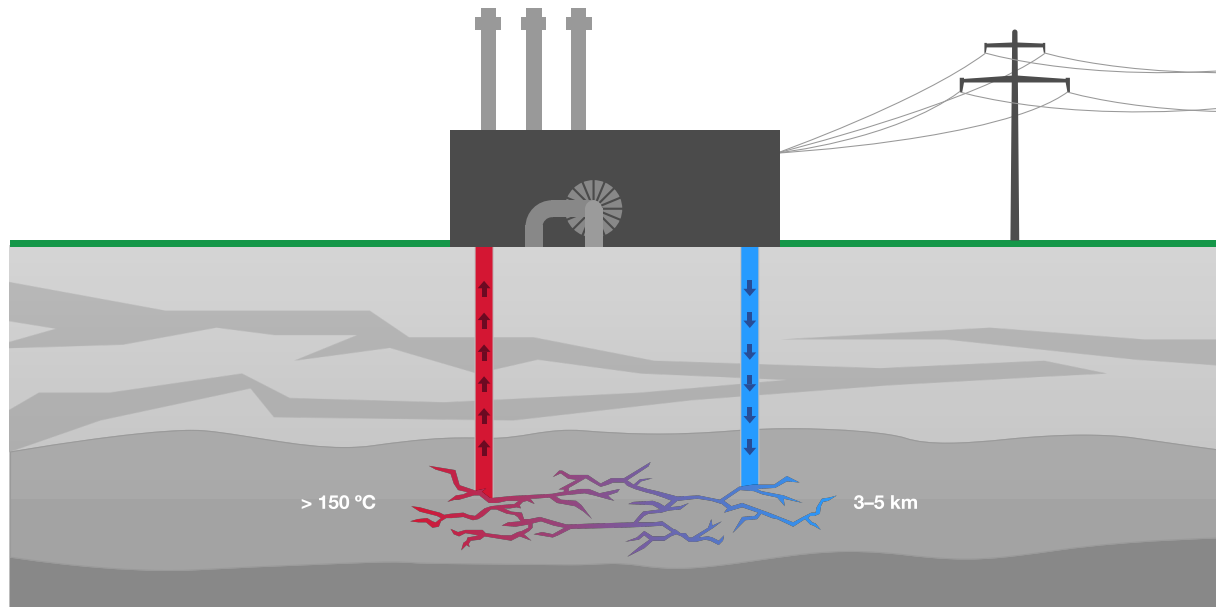
Quelle: Prof. Larry Diamond, Universität Berr

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Tiefliegende Wärmereservoirs»

Risiko # Energiespeicher # Energiebereitstellung

1.4.3. Potenziale der petrothermalen Geothermie in der Schweiz



Die Realisierung eines petrothermalen Geothermieprojekts ist ein mehrstufiger Prozess mit dem Ziel, das Risiko induzierter Seismizität zu minimieren. *Quelle: Geoenergie Schweiz AG*

In Tiefen von 4 bis 6 km finden sich überall im Schweizer Untergrund Temperaturen, die zumindest im Prinzip eine Stromerzeugung mittels eines binären Kraftwerksprozesses erlauben (petrothermale Geothermie). Allerdings muss dafür die Durchlässigkeit des Gesteins erst erzeugt werden, indem durch Einpressen von Wasser entweder bestehende Klüfte im Gestein erweitert oder neue Klüfte aufgebrochen werden.

Grundlegende Untersuchungen zu diesem Thema wurden in den vergangenen Jahren innerhalb des SCCER-SoE (Swiss Competence Center for Energy Research – Supply of Electricity) gemacht. Im Felslabor Grimsel wurden Injektionstests durchgeführt, die gezeigt haben, dass die Durchlässigkeit von Gestein erhöht werden kann, wenn das Reservoir – ausgehend von optimal orientierten Bohrlöchern – abschnittsweise stimuliert und aufgebrochen wird. Dadurch konnten auch die in der Tiefe induzierten Erdbeben auf die zur Erzeugung der Durchlässigkeit erforderliche Intensität begrenzt werden. Weiter wurde aufgezeigt, dass das Risiko von oberflächenwirksamen Erdbeben mittels ausgeklügelter Kontrollsysteme auf ein erträgliches Mass reduziert werden kann. Diese Erkenntnisse werden zurzeit im neuen Felslabor der ETH Zürich im Bedretto-Stollen mit weiteren Versuchen – allerdings in einem 10-mal grösseren Massstab als am Grimselpass – vertieft. Zudem ist ein weiteres, vom Kanton Jura bewilligtes, vom Bund mitfinanziertes und von der Industrie betriebenes Pilotprojekt «Haute-Sorne»¹ angelaufen.

Es läuft derzeit also viel im Hinblick auf die Nutzung der petrothermalen Geothermie. Wenn es



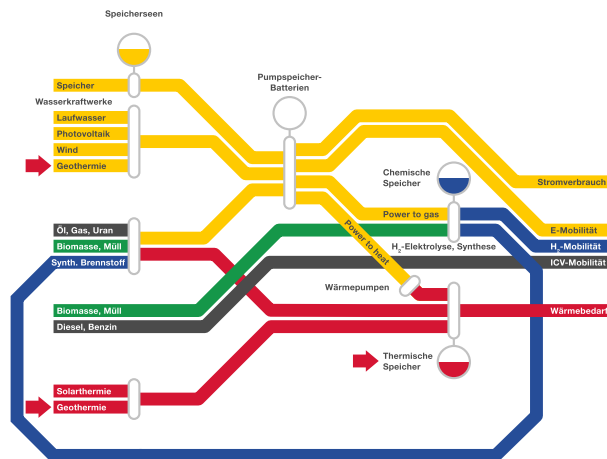
gelingt, die geothermalen Reservoirs zur Stromerzeugung zu erschliessen, dann eröffnet sich zusätzlich immer auch die Möglichkeit einer direkten Wärmenutzung für Wärmenetze oder industrielle Prozesse, insbesondere bei Temperaturen von deutlich über 100 °C. Auch eine saisonale Speicherung von Wärme im Temperaturbereich von 100 bis 200 °C wäre dann möglich.

Anmerkungen und Referenzen

1 <https://www.geo-energie-jura.ch/>

Ressourcen # CO₂ / Treibhausgase # Nachhaltigkeit # Kosten / Nutzen

1.4.4. Strom oder Wärme?



Vereinfachte Darstellung des Energiesystems. Geothermische Energie kann sowohl als Strom wie auch als Wärme einen wichtigen Beitrag zur Vermeidung fossiler Energieträger leisten.

Die petrothermale Tiefengeothermie könnte für Strom und Wärme eine wichtige Rolle spielen. Aufgrund der noch notwendigen Fortschritte in Forschung und Industrie kann sie diese allerdings frühestens ab 2030 wahrnehmen. Ihre charakteristischen Eigenschaften kommen dabei beiden Sektoren zugute. Sie ist grundsätzlich steuerbar, flexibel und in der Lage, Grundlast zu liefern. Sie nutzt zudem einheimische und fast unbegrenzte Primärenergie, und sie verursacht im Betrieb weder CO₂-Emissionen noch Brennstoffkosten.

Geothermischer Strom kann ohne Probleme in das Stromnetz eingespeist werden und kommt damit allen Strombezügern zugute, auch den Wärmepumpen und der Elektromobilität. Die Erzeugung von Wärme ist im Falle der petrothermalen Geothermie zudem nicht an spezielle geologische Gegebenheiten gebunden, kann also in örtlicher Nähe zum Verbraucher (Wärmenetze oder Industrieprozesse) platziert werden.

Eine Herausforderung stellt immer noch die Entnahme von Erdwärme durch eine Kombination von Injektions- und Produktionsbohrungen dar, die mindestens 50 l/s Wasser von über 100 °C liefert. Im Vordergrund steht dabei die Vermeidung von induzierter Seismizität in grösseren Tiefen (4–6 km). Die Wärmeentnahme ist zudem mit hohen Investitionen verbunden, während die laufenden Kosten hingegen relativ niedrig sind. Ein Verhältnis von hohen Anfangsinvestitionen zu niedrigen Betriebskosten ist jedoch typisch für fast alle Technologien eines zukünftigen CO₂-freien Energiesystems (zum Beispiel Photovoltaik, Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge).

In Anbetracht der vielen Ungewissheiten, die heute hinsichtlich der petrothermalen Tiefengeothermie bestehen, kann noch nicht zuverlässig abgewogen werden, ob diese Technologie in der Schweiz besser für die Gewinnung von Strom oder Wärme – oder für beides – eingesetzt werden soll. Die weitere Entwicklung muss deshalb aus heutiger Sicht



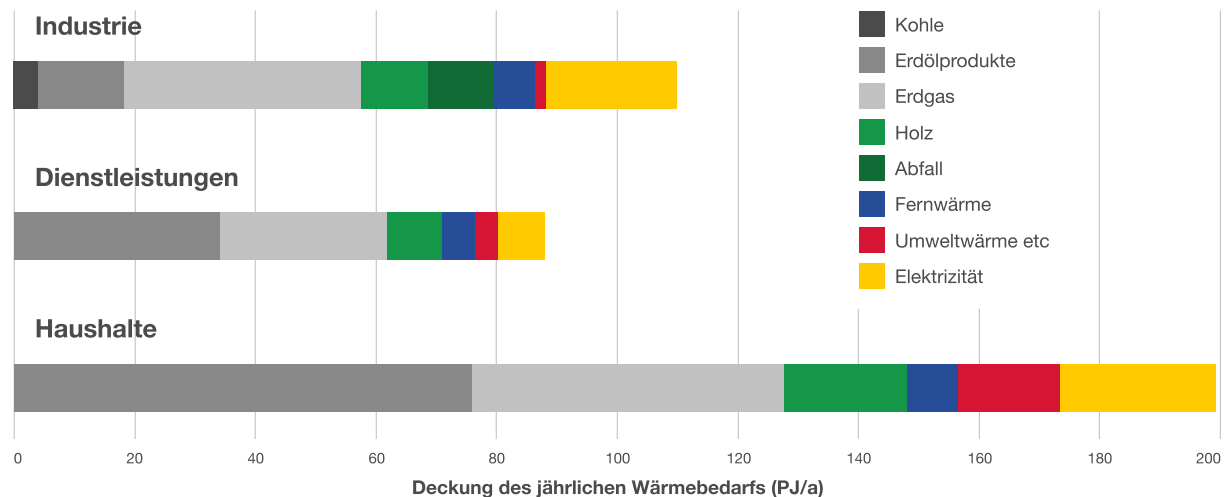
Energie

Nationale Forschungsprogramme 70 und 71

beide Optionen im Auge behalten, sicher ist jedoch, dass die Wärmegewinnung aus mittleren Tiefen (1–3 km) ein deutlich geringeres Erdbebenrisiko aufweist und zudem günstiger ist.

Kälte / Wärme # Energienetze # Energiebereitstellung

1.4.5. Direkte Nutzung der Erdwärme für Nahwärmenetze oder industrielle Prozesse



Die Wärmeversorgung von Haushalten, Dienstleistungen und Industrie (Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme) erfolgt derzeit zu 62 Prozent über fossile Brennstoffe.

Im Jahr 2018 betrug der Endenergiebedarf der Schweiz 775 PJ (witterungsbereinigt). Davon entfielen etwas mehr als 50 Prozent auf Raumwärme, Warmwasser und industrielle Prozesswärme.¹ Im Gebäudebereich wird in Zukunft die Wärmepumpe (Luft, Wasser oder Sole) die dominierende Wärmequelle sein; ein signifikanter Teil des Wärmebedarfs liegt aber in einem Temperaturbereich, für den sich die Tiefengeothermie hervorragend eignet.

Heute werden in der Schweiz etwa 19,4 PJ über Wärmenetze an die Verbrauchssektoren Haushalte, Dienstleistungen und Industrie verteilt. Wärmequellen sind in den meisten Fällen Kehrlichtverbrennungsanlagen. Die Vorlauftemperaturen hängen stark vom konkreten Fall ab, liegen aber um die 80–130 °C. Bei einem üblichen geothermischen Gradienten von 30 °C pro Kilometer erfordert eine entsprechende geothermische Wärmegewinnung also eine Tiefe von etwa 3 km. Zurzeit liegt der Anteil der Fernwärme für Raumwärme und Warmwasser nur bei ca. 5 Prozent. Gemäss Schätzungen des Verbands Fernwärme Schweiz könnte dieser Anteil in Zukunft auf gut ein Drittel steigen.²

Im Bereich der Prozesswärme betrug der Gesamtverbrauch in der Schweiz 2018 ca. 95 PJ. Davon werden aktuell rund 75 Prozent durch Verbrennung von Öl und Gas erzeugt. Der Anteil, der davon durch tiefe Geothermie ersetzt werden könnte, ist allerdings kleiner. Studien zeigen, dass Temperaturen von unter 150 °C vor allem in den Bereichen Nahrungsmittel, Papier und Möbel üblich sind.³ Laut Statistik des Bundesamts für Energie machen diese Bereiche ungefähr ein Drittel des Prozesswärmeverbrauchs aus. Im Prinzip könnten also über 30 PJ an Prozesswärme durch Tiefengeothermie geliefert werden, je nach Temperaturniveau aus einer Tiefe von 3 bis 6 km.

Anmerkungen und Referenzen

- 1 Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2018 nach Verwendungszwecken.
- 2 <https://www.fernwaerme-schweiz.ch/fernwaerme-deutsch/News/>
- 3 Ralf Kuder (2010), Technology orientated analysis of the emission reduction potentials in the industrial sector in the EU-27. Institute of Energy Economics and the Rational Use of Energy. Stockholm.

1.5. Der Untergrund als Speicher

Kälte / Wärme # Energiespeicher

1.5.1. Der Untergrund als Wärmespeicher für den saisonalen Ausgleich

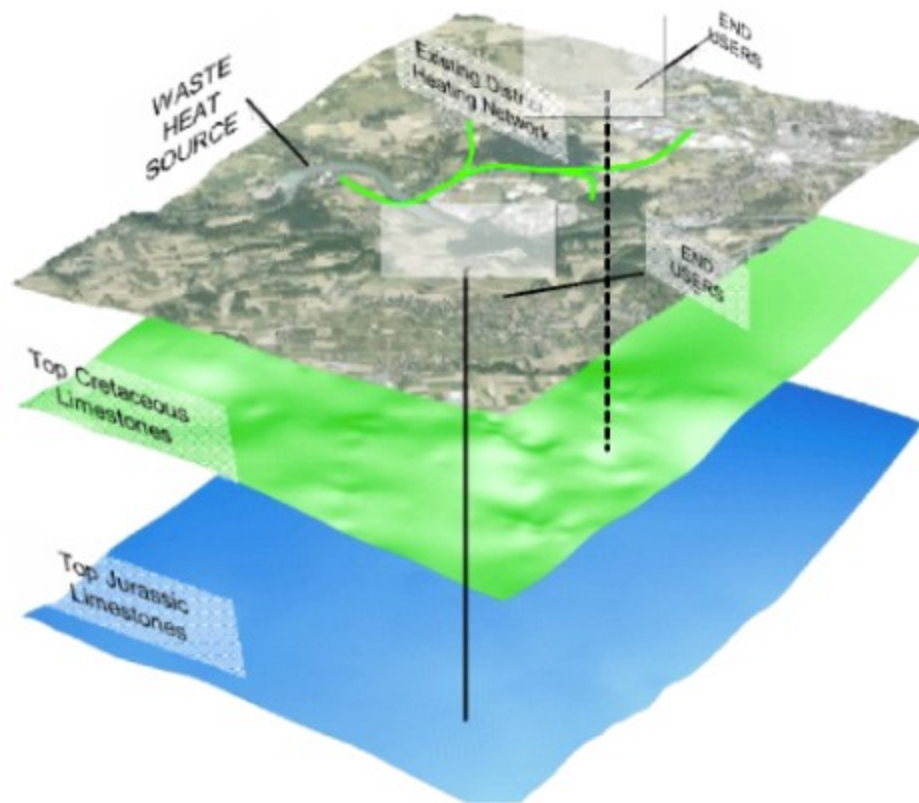


Im Gegensatz zu Strom lässt sich Wärme einfach speichern. Die meisten Heizsysteme verfügen über eine Art von Wasserspeicher, bei der die Erzeugung der Wärme und ihr Verbrauch im Tagesverlauf zeitlich entkoppelt werden. Die Herausforderung ist aber, Wärme kostengünstig saisonal zu speichern. Hier kann die Nutzung des Untergrunds einen wichtigen Beitrag liefern.

Saisonale Wärmespeicher benötigen ein entsprechend grosses Volumen. Der Heizwärmebedarf eines Einfamilienhauses – ca. 10 MWh – erfordert ca. 170 Kubikmeter Wasser (bei einem Temperaturhub von 50 Grad). Grosse Speicher von bis zu 100'000 Kubikmeter werden als Erdbecken ausgeführt und umfassen ein fussballfeldgrosses bis zu 20 m tiefes Loch. Ein solches Erdbecken mit einem Volumen von 75'000 m³ und einer Speicherkapazität von 4350 MWh wurde 2012 in Marstal (Dänemark) in Betrieb genommen. Bei beschränkten Platzverhältnissen sind Erdsondenspeicher eine Alternative.¹

Ähnlich wie bei der mitteltiefen Geothermie kommen nun aber auch wasserführende Gesteinsschichten, sogenannte Aquifere, als Speichermedium infrage. Technisch ist diese Variante identisch mit der Netto-Entnahme von Wärme, mit dem Unterschied, dass sich die Richtung des Wärmeflusses während der Sommermonate umkehrt. Es wird also heisses Wasser eingepresst und kaltes entnommen. In der Schweiz wird diese Technologie im Rahmen des Heatstore-Projekts² an zwei Schweizer Standorten in Genf und Bern erprobt. Schliesslich kann auch die petrothermale Geothermie als Speichertechnologie genutzt werden, vor allem im Zusammenhang mit industriellen Prozessen im Temperaturbereich von 100 bis 200 °C.

Zwei Bohrungen sind im Rahmen des Heatstore-Projekts in der Nähe von Genf geplant. Abwärme einer Kehrlichtverbrennungsanlage soll in den Sommermonaten eingespeichert werden und in den Wintermonaten in ein existierendes Wärmenetz eingespeist werden.



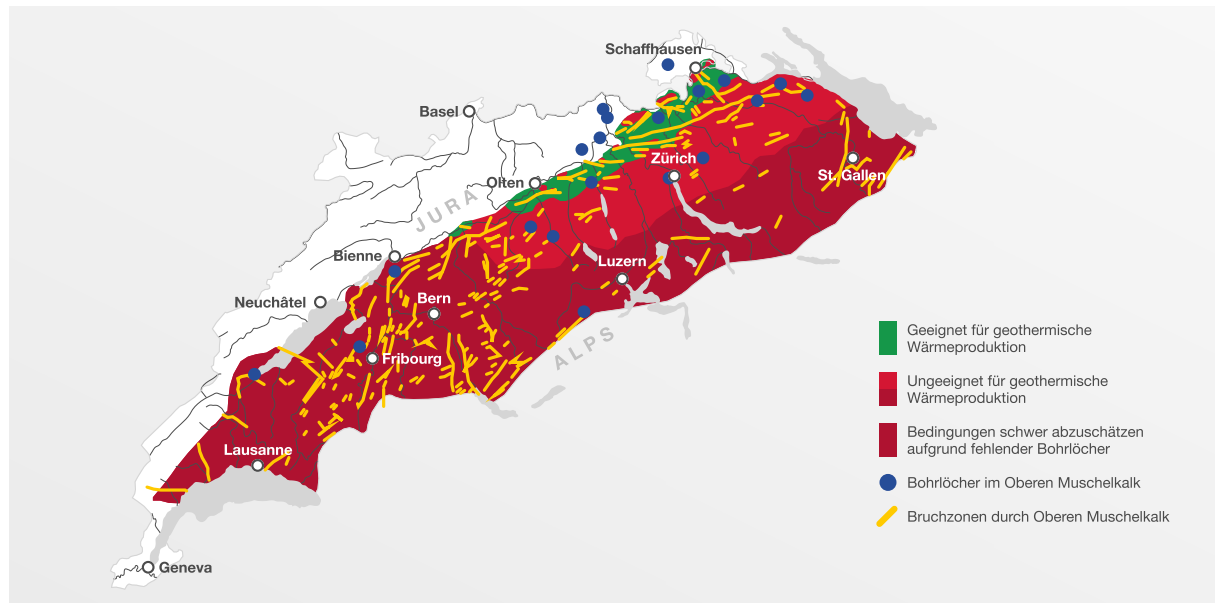
Quelle: Prof. Andrea Moscariello, Universität Gent

Anmerkungen und Referenzen

- 1 Fokusstudie «Saisonale Wärmespeicher – Stand der Technik und Ausblick», Forum Energiespeicher Schweiz
- 2 <https://www.heatstore.eu/>

CO₂ / Treibhausgase # Nachhaltigkeit

1.5.2. Eignung des Oberen Muschelkalks für die CO₂-Speicherung



Eignung des Trigonodus-Dolomit-Aquifers im Oberen Muschelkalk für die dauerhafte Speicherung von CO₂. Weitere Potenziale können sich in anderen Gesteinsformationen finden, diese wurden jedoch im Teilprojekt «Tief liegende Wärmereservoirs» nicht untersucht. *Quelle: Prof. Larryn Diamond, Universität Bern.*

Eine Möglichkeit, die Schweizer CO₂-Emissionen zu reduzieren, ist das Abfangen des Gases am Entstehungsort und seine anschliessende permanente unterirdische Lagerung (engl. Carbon Capture and Storage, CCS). Als konzentrierte CO₂-Quellen kommen dafür Zementwerke, Kehrlichtverbrennungsanlagen oder – falls sie in der Schweiz je gebaut werden sollten – Gaskraftwerke infrage.

Die Einlagerung von CO₂ im Untergrund erfordert geeignete geologische Strukturen. Diese müssen wie bei der hydrothermalen Geothermie eine ausreichende Porosität und Permeabilität aufweisen. Unter dem Schweizer Mittelland finden sich diese Bedingungen am ehesten in einer geologischen Formation, die Trigonodus-Dolomit genannt wird. Diese bildet eine 20–30 m dicke Schicht innerhalb des sogenannten Oberen Muschelkalks.

Im Projekt «Tief liegende Wärmereservoirs» wurden die Eigenschaften des Trigonodus-Dolomits eingehend untersucht. Es konnte festgestellt werden, dass die für eine CO₂-Speicherung benötigten Eigenschaften nur oberhalb von einer Tiefe von 1130 m auftreten. Da eine permanente CO₂-Lagerung Tiefen von mindestens 800 m erfordert, reduziert sich der geeignete Bereich im Schweizer Mittelland auf eine 640 km² grosse Fläche zwischen Olten und Schaffhausen (siehe Abbildung, grüner Bereich).

Nach oben ist der Trigonodus-Dolomit durch eine undurchlässige Schicht aus Gipskeuper abgeschlossen. Dieser wird stellenweise durch Verwerfungen durchbrochen, was eine weitere



Verminderung der verfügbaren Fläche auf 300 km² zur Folge hat. Dieses Reservoir würde zum Beispiel erlauben, die fossilen Emissionen aller 30 Schweizer Kehrichtverbrennungsanlagen (ca. 2 Mt CO₂ pro Jahr) über 25 Jahre zu speichern.

1.6. Den Untergrund beherrschen

Digitalisierung # Planung # Innovation # Energiebereitstellung

1.6.1. Induzierte Bruchnetzwerke durch Simulationen besser verstehen

Geringe Transmissivität
 $1,0 \cdot 10^{-11} \text{ m}^3$

Mittlere Transmissivität
 $2,9 \cdot 10^{-11} \text{ m}^3$

Hohe Transmissivität
 $8,3 \cdot 10^{-11} \text{ m}^3$

Entwicklung des Temperaturfelds in der Umgebung einer elliptisch geformten Bruchzone. Die Abbildung zeigt für drei verschiedene Transmissivitäten¹, wie sich das Temperaturfeld in der Umgebung einer elliptisch geformten Bruchzone entwickelt.

Die petrothermale Geothermie erfordert eine hydraulische Stimulation zur Schaffung von Bruchnetzwerken für die anschliessende Entnahme der Wärme mit einem Fluid. Die zugrunde liegenden physikalischen Prozesse sind kompliziert und erfordern eine enge Zusammenarbeit verschiedenster Disziplinen wie Strömungsmechanik, Wärme- und Stoffaustausch und Bruchmechanik. Da Versuche unter realen Bedingungen zwar möglich, aber sehr teuer sind, werden numerische Simulationen eingesetzt, um die Technologie weiterzuentwickeln.

Im Projekt «Tiefengeothermie»² wurden verschiedene Effekte innerhalb eines solchen Bruchnetzwerks mit numerischen Simulationen untersucht. Dabei konnte unter anderem gezeigt werden, dass die natürliche Konvektion von Wasser zu Temperaturanomalien von bis zu 20 Grad führen kann. Anhand derartiger Anomalien lassen sich unter anderem auch bereits existierende Bruchnetzwerke erkennen und damit auch besser finden.

Ausserdem wurde festgestellt, dass das Einpressen von kaltem Wasser zum Zweck der Wärmeentnahme wichtige Eigenschaften des Bruchnetzwerks wie die Durchlässigkeit beeinflussen kann. Schliesslich konnten auch erste Hinweise gefunden werden, dass kaltes Wasser durch thermoelastische Effekte zum Wachsen von Brüchen führen kann. Ein solcher Mechanismus wurde bisher nur vermutet.

Anmerkungen und Referenzen

1 Als Transmissivität wird die Fähigkeit eines Grundwasserleiters zum Transport von Wasser bezeichnet.

2 Projekt «Tiefengeothermie»

Digitalisierung # Innovation # Energiebereitstellung

1.6.2. Simulation der Veränderung von Permeabilität während der hydraulischen Stimulation



Die Simulation zeigt, wie eine Erhöhung der senkrechten Spannung zu einer Schliessung der Kluft und einer entsprechenden Verringerung der Permeabilität führt.¹

Das Aufbrechen des Tiefengesteins während der sogenannten hydraulischen Stimulation ist ein komplizierter mehrstufiger Prozess. Durch Erhöhung des Wasserdrucks wird das Gestein zunächst aufgebrochen. Aufgrund existierender Scherspannungen verschiebt sich das Gestein dann ähnlich wie bei einem Erdbeben in tangentialer Richtung. Infolge dieser Verschiebung passen die sich gegenüberliegenden Seiten nicht mehr zusammen, wodurch eine Kluft mit permanenten schmalen Kanälen entsteht, durch die nun Wasser zirkulieren kann.

Die detaillierte numerische Simulation eines solchen Prozesses muss dabei die Kopplung der mechanischen Verformung des Gesteins und der Strömung durch die Kluft berücksichtigen. Wichtig ist vor allem eine effiziente Repräsentierung der Geometrie einer solchen rauen Bruchoberfläche. Die Geometrien der Gesteine werden durch Gitter approximiert, wobei es dazu kommt, dass die Gitter an den gegenüberliegenden Seiten der Kluft nicht mehr übereinstimmen. Eine Situation, die zu zahlreichen Problemen bei der Simulation führt. Im Rahmen des Projektes «Tiefengeothermie»² konnte gezeigt werden, wie mittels «variational transfer operators» dieses komplexe Problem effizient gelöst werden kann.

Die oben stehende Abbildung zeigt das Strömungsfeld und die Öffnungsweite in einer Kluft, deren Geometrie auf einer realen Gesteinsprobe beruht. Es konnte gezeigt werden, wie eine Erhöhung der senkrecht zur Kluft verlaufenden Gebirgsspannung (links: 0,25 MPa, Mitte: 8 MPa, rechts: 20 MPa) zu einer Schliessung der Kluft und einer entsprechenden Verringerung der Permeabilität führt. Solche Verfahren erlauben es, die der hydraulischen Stimulation zugrunde liegenden Prozesse besser zu verstehen.



Anmerkungen und Referenzen

1 Von Planta, C., Vogler, D., Chen, X. et al. Comput Geosci (2019). 23: 1125.

<https://doi.org/10.1007/s10596-019-09873-0>

2 Projekt «**Tiefengeothermie**»

Innovation

1.6.3. Charakterisierung von geothermischen Reservoiren



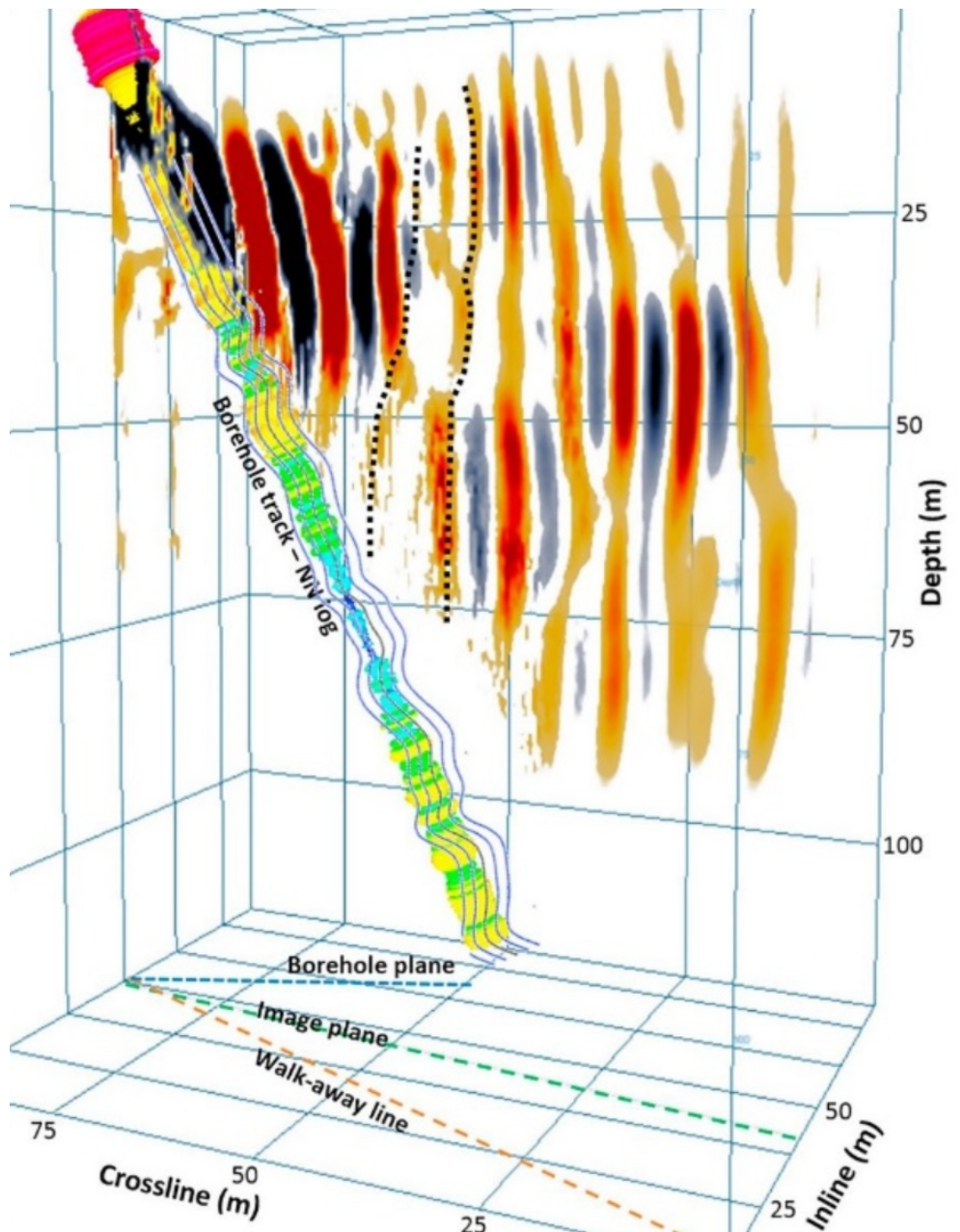
Um Erdwärme aus dem Untergrund entnehmen zu können, muss eine ausreichende Permeabilität für die Zirkulation von Wasser vorhanden sein, oder diese muss durch hydraulische Stimulation erzeugt werden. In jedem Fall sind Mess- und Analyseverfahren nötig, um existierende oder neu erzeugte Bruchnetzwerke in ihren Eigenschaften charakterisieren zu können. Innerhalb des Projekts «Tief liegende Wärmereservoirs»¹ wurde untersucht, welche indirekten Messmethoden die Verteilung von Brüchen im Gestein um ein Bohrloch abbilden können.

Dafür wurden entlang des 125-m-Bohrlochs verschiedene Messungen der physikalischen Gesteinseigenschaften durchgeführt. Unter anderem wurde die Umgebung des Bohrlochs durch kräftige Hammerschläge an der Erdoberfläche zum Vibrieren gebracht (vergleichbar mit den Schwingungen einer Gitarrensaite) und die seismischen Geräusche über sich im Bohrloch befindende Drucksensoren aufgezeichnet.

Die Computeranalyse dieser Daten ergab ein quasidreidimensionales Bild des geklüfteten Gesteins um das Bohrloch. Mit dieser Technik können in Zukunft Brüche im Gestein auch im Umfeld von tieferen Bohrlöchern besser lokalisiert werden, was wiederum eine gezieltere Stimulation des Untergrundes durch Einleitung von Wasser in bestimmte Zonen eines Bohrloches erlaubt. Man erhofft sich dadurch, zukünftig spürbare Erdbeben zu minimieren, wie sie bei den Geothermieprojekten in St. Gallen (2012) und Basel (2006) beobachtet wurden und die mitverantwortlich für den Abbruch beider Projekte waren. Das Verhindern solcher Erdbeben wird entscheidend sein für den Erfolg der Geothermie.

Quasidreidimensionales seismisches Bild vom Umfeld des Bohrlochs auf dem Grimselpass.

Die farbigen, vertikalen Strukturen entsprechen von Brüchen zurückgestreuter seismischer Energie. Die beiden gestrichelten Linien kennzeichnen die Grenzen der grossräumigen als Grimsel Breccia Fault bekannten Störungszone.



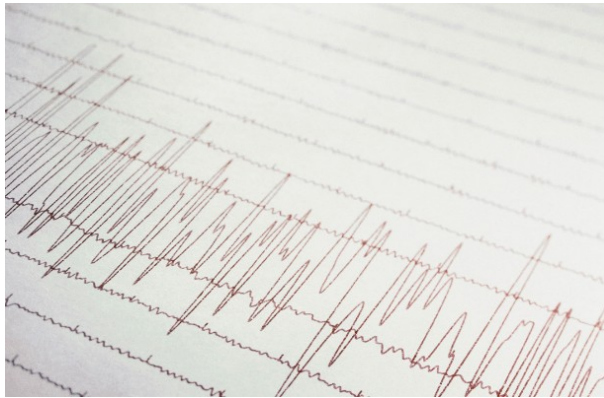
Quelle: Dr. Andrew Greenwood, vormals Universität Lausanne, nun Montanuniversität Leoben

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «Tiefliegende Wärmereservoirs»

Risiko # Akzeptanz # Innovation

1.6.4. Verbesserte Analyse von schwacher induzierter Seismizität

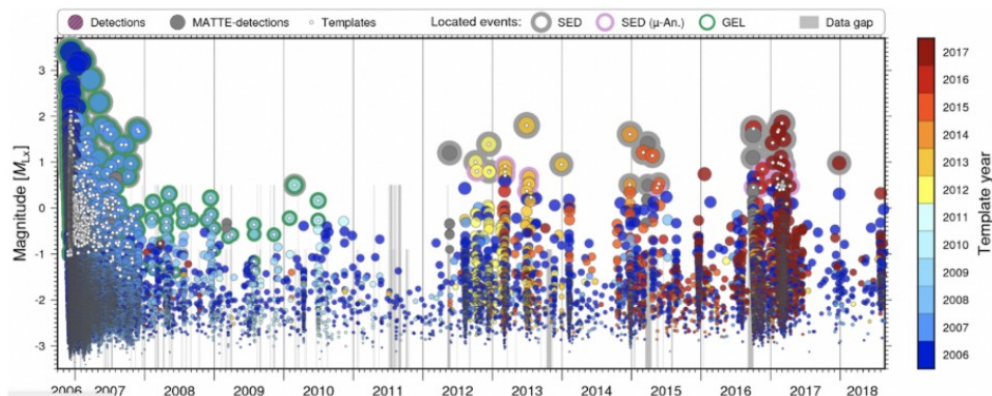


Im Rahmen eines Enhanced-Geothermal-System-Projekts wurde im Dezember 2006 in Kleinhüningen bei Basel eine Probebohrung bis in 5000 m Tiefe durchgeführt. Danach wurde Wasser eingepresst, um die Durchlässigkeit des Gesteins zu erhöhen – das Bohrloch war offen zum Gestein ab einer Tiefe von rund 2500 m. Im Gegensatz zur Vorgehensweise, wie sie in Haute-Sorne geplant ist, wurde hier nicht abschnittsweise, sondern die gesamte rund 2,5 km lange offene Bohrlochstrecke stimuliert.

Im Rahmen des Projekts «Risikomanagement für Geothermie und Wasserkraft»² wurde eine 12-jährige Zeitreihe der Basler Erdbeben detailliert ausgewertet, die von einem in 2,7 km Tiefe platzierten Seismometer aufgezeichnet wurde. Sie umfasst insgesamt 280'000 Ereignisse. Durch Anwendung eines verbesserten Optimalfilters (engl. matched filter) konnte die Empfindlichkeit um zwei Grössenordnungen gesteigert werden, bis hinunter auf eine Magnitude³ von $M_L = -3,4$. Der Optimalfilter basiert auf der Kreuzkorrelation des gemessenen Signals mit den Wellenformen bekannter seismischer Ereignisse.

Da im Swiss Competence Center for Energy Research – Supply of Electricity (SCCER-SoE) entwickelte Konzepte zum Umgang mit dem Risiko der induzierten Seismizität sich grossenteils auf sogenannte Erdbebenkataloge und deren statistische Verteilung abstützen, muss die Anzahl von detektierten Erdbeben – insbesondere der nicht spürbaren – massiv erhöht werden. So kann die Entwicklung des seismischen Risikos während der Erschliessung und später während des Betriebs eines Geothermiereservoirs in Echtzeit beurteilt werden. Die Anwendung des neu entwickelten Auswertungsverfahrens erlaubt es, solche wesentlich schwächeren seismischen Ereignisse zu detektieren.

Zeitreihe der seismischen Ereignisse in der Folge der hydraulischen Stimulation in Basel. Die Farbskala verdeutlicht, aus welchem Jahr die seismischen Ereignisse stammen, die jeweils für die Kreuzkorrelation verwendet wurden.



Quelle: Schweizer Erdbebendienst¹

Anmerkungen und Referenzen

1 Herrmann, M., Kraft, T., Tormann, T., Scarabello, L., & Wiemer, S. (2019). A consistent high-resolution catalog of induced seismicity in Basel based on matched filter detection and tailored post-processing. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 124, <https://doi.org/10.1029/>

2 Projekt «Risikomanagement für Geothermie und Wasserkraft»

3 Die Lokalmagnitude M_L entspricht der Richterskala. Da es sich um eine logarithmische Skala handelt, können auch negative Magnituden auftreten, die entsprechend für sehr schwache Beben stehen.

1.6.5. Verbesserte Beschreibung von Gebäudeschäden bei schwacher induzierter Seismizität



Beobachtete Schadensfälle am Mauerwerk: keine Risse (links), sichtbare Risse (Mitte), Abplatzen von Putz (rechts).¹

Eine Fragilitätsfunktion beschreibt den Zusammenhang zwischen der Intensität eines auslösenden Ereignisses (zum Beispiel eines Erdbebens) und der Wahrscheinlichkeit eines bestimmten Schadens. Übliche seismische Fragilitätsfunktionen betrachten nur den Bereich von gut sichtbaren Schäden an den Gebäudestrukturen bis hin zum Einsturz. Um jedoch geringe Schäden wie Risse im Putz beurteilen zu können, ist eine wesentlich feinere Messskala notwendig, welche Veränderungen am Mauerwerk mit der Stärke von seismischen Ereignissen verknüpft.

Im Rahmen des Projekts «Risikomanagement für Geothermie und Wasserkraft»² wurde dafür an der ETH Zürich verputztes, unbewehrtes Mauerwerk in einem Versuchsaufbau zyklischen Lasten unterworfen, die langen Serien von schwachen bis mittleren seismischen Ereignissen entsprachen. Die Spannungs- und Verformungsfelder der Mauerstücke wurden über digitale Bildkorrelation direkt während der Versuche gemessen. Basierend auf der Verteilung der als Von-Mises-Spannungen gemessenen Gestaltänderungen wurden zwei Schadenskennzahlen definiert, welche die geschädigte Fläche des Mauerputzes und die Länge der Risse quantifizieren.

Für die Auswertungen wurden drei beobachtbare Schadensfälle definiert: (1) keine Risse, (2) sichtbare Risse, (3) Abplatzen von Mauerputz. Die Schadenskennzahlen wurden mittels mathematischer Berechnungen mit den drei Schadensfällen verknüpft. Darauf aufbauend wurde ein Wahrscheinlichkeitsmodell für die Schäden mit einer Korrelation zwischen den

Verformungsamplituden und den berechneten Schadenskennzahlen entwickelt. Dieses Vorgehen erlaubte es schliesslich, eine Verbindung zwischen der Stärke eines seismischen Ereignisses und den Schäden am Mauerwerk herzustellen.

Anmerkungen und Referenzen

1 Didier, M. (2018): Seismic Resilience of Communities and of Their Civil Infrastructure Systems, doctoral thesis, ETH Zurich, Switzerland.

2 Projekt «**Risikomanagement für Geothermie und Wasserkraft**»

1.7. Wollen, können, tun

Das Thema «Geothermie» betrifft eine breite Palette von Anspruchsgruppen – sie umfasst eigentlich alle Beteiligten am Energiesystem, also die gesamte Bevölkerung, alle Betriebe, die Energieversorger, die Berufsverbände, die öffentliche Verwaltung und die Politik.

Die folgenden Empfehlungen richten sich jedoch nur an jene Anspruchsgruppen, die einen unmittelbaren Einfluss auf die künftige Gestaltung der Energieversorgung und auf den Energiekonsum des Schweizer Gebäudeparks ausüben könnten. Dies sind namentlich:

- Politik (Bund, Kantone, Gemeinden)
- Energieversorger
- Betriebe
- Investoren
- Öffentliche Verwaltungen
- Verbände

Zudem werden in erster Linie Empfehlungen formuliert, die sich aus den Forschungen im Verbundprojekt «Wasserkraft und Geothermie» und dem daraus resultierenden Handlungsbedarf ableiten lassen und die im Hinblick auf die Transformation unseres Energiesystems relevant sind.

Öffentliche Verwaltung # Energieversorger # Betriebe # Politik (Bund, Kanton, Gemeinde)

1.7.1. Die Schweiz braucht eine nationale Strategie für den tiefen Untergrund!

Um die Transformation des Schweizer Energiesystems möglichst wirkungsvoll zu unterstützen, muss eine umfassende Strategie für den Untergrund formuliert werden – unter Berücksichtigung der Geothermie und aller anderen Nutzungen.

Geothermie ist die Entnahme von Wärme aus dem Untergrund. Das Verbundprojekt «Geothermie und Wasserkraft» und der dazu komplementäre Swiss Competence Center for Energy Research – Supply of Electricity (SCCER-SoE) haben jedoch deutlich gemacht, dass diese enge Definition den Möglichkeiten, die der tiefe Untergrund bietet, nicht gerecht wird.

An erster Stelle steht stets die Netto-Entnahme von Wärme, die im Erdreich gespeichert ist. Je nach Tiefe, Temperaturniveau und geologischen Gegebenheiten kann diese direkt genutzt oder durch geeignete Prozesse in Strom umgewandelt werden. Der Untergrund kann aber auch als saisonaler Wärmespeicher eingesetzt werden, wobei dies je nach Temperaturniveau in unterschiedlichen geologischen Strukturen und Tiefen erfolgen kann.

Neben der Wärme kann der Untergrund auch zur Speicherung von Gasen wie Wasserstoff oder Erdgas oder zur definitiven Einlagerung von CO₂ dienen. Erforderlich sind dafür eine entsprechende Porosität und eine darüberliegende undurchlässige Gesteinsschicht. Neben all diesen Möglichkeiten darf nicht vergessen werden, dass auch die Endlagerung von hoch radioaktiven Abfällen auf die Ressource Untergrund zugreift und dass auch Transportsysteme in immer grösserer Tiefe angesiedelt werden.

Damit ist klar: Die Schweiz benötigt eine langfristige Strategie, die alle Nutzungsformen des tiefen Untergrunds optimal miteinander verknüpft. Da diese stets mit entsprechenden Anlagen an der Oberfläche verknüpft sind, bedingt das auch auf dieser Ebene eine langfristige Infrastrukturplanung.

Investoren (Fremdkapitalgeber)

Politik (Bund, Kanton, Gemeinde)

1.7.2. Alle Möglichkeiten für eine langfristige CO₂-Speicherung nutzen!



Um das Netto-null-Ziel für die Treibhausgasemissionen erreichen zu können, muss CO₂ aus der Biosphäre entfernt, sinnvoll umgewandelt oder im Untergrund dauerhaft gelagert werden.

Der Bundesrat hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2050 die Schweizer Treibhausgasemissionen auf netto null zu reduzieren. Da es Sektoren wie die Zementherstellung oder die Landwirtschaft gibt, in denen eine Reduktion der Emissionen sehr schwierig sein wird, muss die Schweiz dafür entweder ihre Inlandemissionen im Ausland kompensieren oder aber CO₂ langfristig aus der Biosphäre entfernen. Die erste Option wird längerfristig nicht mehr möglich sein, weil alle Länder der Erde ihren Beitrag zur vollständigen Vermeidung der Treibhausgasemissionen leisten und dafür ihre eigene Bilanz optimieren werden.

Im Projekt «Tief liegende Wärmereservoirs»¹ wurde das Potenzial der geologischen CO₂-Speicherung in einer bestimmten geologischen Struktur abgeschätzt. Diese könnte die Emissionen der Schweizer Kehrichtverbrennungsanlagen für ungefähr 25 Jahre aufnehmen. Um noch grössere Mengen an CO₂ dauerhaft zu entsorgen, müssen Alternativen erarbeitet werden. Eine Option ist die Umwandlung von CO₂ in Methan oder Flugtreibstoff. Denkbar ist auch die Schaffung einer europäischen CO₂-Transportinfrastruktur. Diese sammelt das CO₂ über Pipelines und transportiert es zu ausgebeuteten Öl- und Gaslagerstätten.

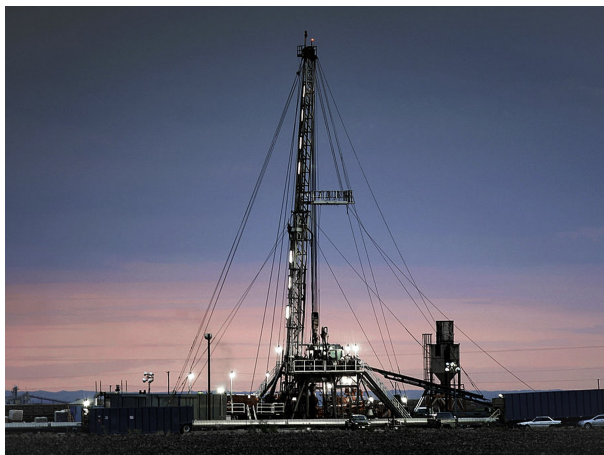
Es ist dringend nötig, dass sich die Schweiz intensiv mit der CO₂-Entsorgung auseinandersetzt, alle Optionen integral analysiert, sich diesbezüglich auch international engagiert und mittelfristig realisierbare Lösungen umsetzt. Die Forschungen haben es gezeigt: Eine optimale Lösung für netto null kann nicht auf rein nationaler Ebene gefunden werden!

Anmerkungen und Referenzen

1 Projekt «**Tiefliegende Wärmereservoirs**»

Verbände und NGOs # Politik (Bund, Kanton, Gemeinde)

1.7.3. Geothermische Stromerzeugung dringend demonstrieren!



Für die hydrothermale und die petrothermale Geothermie sind zwei Pilotprojekte am Start: Lavey-les-Bains (VD) und Haute-Sorne (JU). Mit ihnen müssen nun die in den letzten Jahren in der Forschung erarbeiteten grossen Fortschritte bei der Minimierung der seismischen Risiken in der Praxis demonstriert werden.

Forschung und Industrie arbeiten Hand in Hand an den Grundlagen der hydraulischen Stimulation, mit dem klaren Ziel, eine effiziente Stimulation mit minimalen seismischen Risiken zu realisieren. Ampelsysteme wurden entwickelt und getestet, die eine permanente Überwachung der induzierten Seismizität während des Stimulationsprozesses mit klaren Entscheidungskriterien verknüpft, wann eine Stimulation unterbrochen werden muss. All diese Erkenntnisse fliessen in das Haute-Sorne-Projekt ein. Nach einer erfolgreichen Machbarkeitsstudie nimmt auch das hydrothermale Geothermieprojekt in Lavey-les-Bains (VD) konkrete Formen an.¹

Auch die direkte Wärmenutzung muss vorangetrieben werden. In dicht besiedelten Gebieten, bei hoher Wärmebedarfsdichte oder bei grösseren Wärmeabnehmern aus Landwirtschaft und Gewerbe kann die mitteltiefe hydrothermale Geothermie Wärme auf einem Temperaturniveau von etwa 30–100 °C zu attraktiven Gestehungskosten liefern (siehe Geothermieanlage in Riehen)². Bei höheren Temperaturen und wenn keine hydrothermalen Wärmequellen vorhanden sind, kann wieder die petrothermale Geothermie genutzt werden.

Diese Optionen müssen noch stärker ins Bewusstsein der beteiligten Akteure wie Gemeinden, Projektentwickler oder Industrieunternehmen gebracht werden. Dazu braucht es dringend Pilot- und Demonstrationsprojekte.

Anmerkungen und Referenzen

1 <http://www.agepp.ch/>

2 <https://www.erdwaermeriehen.ch/erdwaerme-riehen.html>

Verbände und NGOs # Energieversorger # Politik (Bund, Kanton, Gemeinde)

1.7.4. Öffentliche Fördermassnahmen sind wichtig und sinnvoll!



Die Tiefengeothermie befindet sich in vielen Bereichen in einem frühen Entwicklungsstadium und kann darum die notwendigen Investitionen noch nicht im freien Markt generieren. Um ihre Weiterentwicklung zu beschleunigen, ist eine gezielte Unterstützung durch den Bund und die Kantone unabdingbar.

Öffentliche Fördermassnahmen werden auch in Zukunft notwendig sein, um das Potenzial der Geothermie zu entfalten. Das Investitionsrisiko wird noch länger in vielen Projekten für privatwirtschaftliche Akteure zu hoch sein.

Aktuell bietet der Bund eine Geothermiegarantie für geothermische Stromprojekte an. Bei dieser können im Rahmen einer Risikogarantie bis zu 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten übernommen werden, falls die Suche nach einem geeigneten geothermischen Reservoir fehlschlägt. Weiter können Pilot- und Demonstrationsprojekte vom Bundesamt für Energie gefördert werden. Für die geothermische Stromproduktion steht zudem eine Einspeisevergütung zur Verfügung.

Im Rahmen der Energiestrategie 2050 wurden weitere Fördermassnahmen beschlossen. Dazu gehören Erkundungsbeiträge von bis zu 60 Prozent der Investitionskosten für Projekte, die auf die Stromerzeugung zielen. Ein solcher wurde im September 2019 für das Projekt in Haute-Sorne gesprochen. Bis zu 50 Millionen Franken werden hierfür bereitgestellt. Neu werden seit 2018 auch Wärmeprojekte mit Erkundungsbeiträgen von bis zu 60 Prozent gefördert.

Mit dem absehbaren Übergang von petrothermalen Pilotprojekten zu ersten produktiven



Energie

Nationale Forschungsprogramme 70 und 71

Anlagen wird auch die öffentliche Unterstützung angepasst werden müssen. Anstelle von Garantien und Erkundungsbeiträgen werden dann Anschubfinanzierungen und Beteiligungen durch die Kantone eine optimale Wirkung erzielen. Da solche Tiefengeothermieranlagen in Zukunft wichtige Pfeiler der Energieinfrastruktur sein werden, ist – analog zur Bahn- und Strasseninfrastruktur – eine Mitfinanzierung durch die öffentliche Hand folgerichtig.