Zeitschrift: Mitteilungen der aargauischen Naturforschenden Gesellschaft
Herausgeber: Aargauische Naturforschende Gesellschaft
Band: 38 (2016)

Artikel: Geothermie im Kanton Aargau
Autor: Eberhard, Mark
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-675297

Nutzungsbedingungen
Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation
L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use
The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 09.08.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

MARK EBERHARD

Geothermie im Kanton Aargau

As an alternative to the conventional heat- and powerproduction based on oil, gas and nuclear the canton Aargau is predestinated to supply most of its need for energy through geothermal. The geological-tectonical structures in this region are highly suitable for this sort of renewable energy support.

Als Alternative zur konventionellen Wärme- und Stromversorgung mittels Öl, Gas und Kernkraft bietet sich im Kanton Aargau vorzugsweise die Geothermie an. Die hier vorliegenden geologisch-tektonischen Strukturen eignen sich besonders für diese Art der erneuerbaren Energiegewinnung.

Zusammenfassung

Die Möglichkeiten der Verwendung der geothermischen Energie im Kanton Aargau sind vielfältig. Die oberflächennahe Nutzung mittels Erdsonden und Grundwasser erfreut sich schon seit Jahren einer zunehmenden Beliebtheit. Durch die immer dichter beieinander liegenden Anlagen stösst sie jedoch gegenwärtig lokal bereits an ihre Grenzen, so dass ohne eine seriöse Planung und Kontrolle der Anlagen Nutzungskonflikte vorprogrammiert sind. Mitteltiefe geothermische Heizungen, bei welchen die Erdwärme in einen Fernwärmeverbund eingespeist wird, und tiefe geothermische Anlagen zur Stromerzeugung und Fernwärmeverteilung existieren im Kanton Aargau zurzeit noch keine. Die Voraussetzungen zur Erschliessung und Nutzung der mitteltiefen und tiefen Geothermie sind durch die vorliegenden geologisch-tektonischen Verhältnisse im Kanton Aargau hervorragend. Im Zuge der künftigen vermehrten Nutzung alternativer erneuerbarer Energieträger wäre es sinnvoll, auch diese grundlastfähige Tiefenenergie so bald als möglich zu erschliessen.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung 81
1. Einleitung 83
2. Geothermisches Potenzial in der Schweiz und im Kanton Aargau 85
3. Oberflächennahe, mitteltiefe und tiefe Geothermie 86
4. Bereits realisierte Anlagen in der Schweiz und im Kanton Aargau 91
5. Nutzungs- und Interessenskonflikte 104
6. Gesetzliche Regelungen im Kanton Aargau 108
7. Risiken und Chancen der Tiefenwärmeerschliessung 108
8. Literaturverzeichnis 110

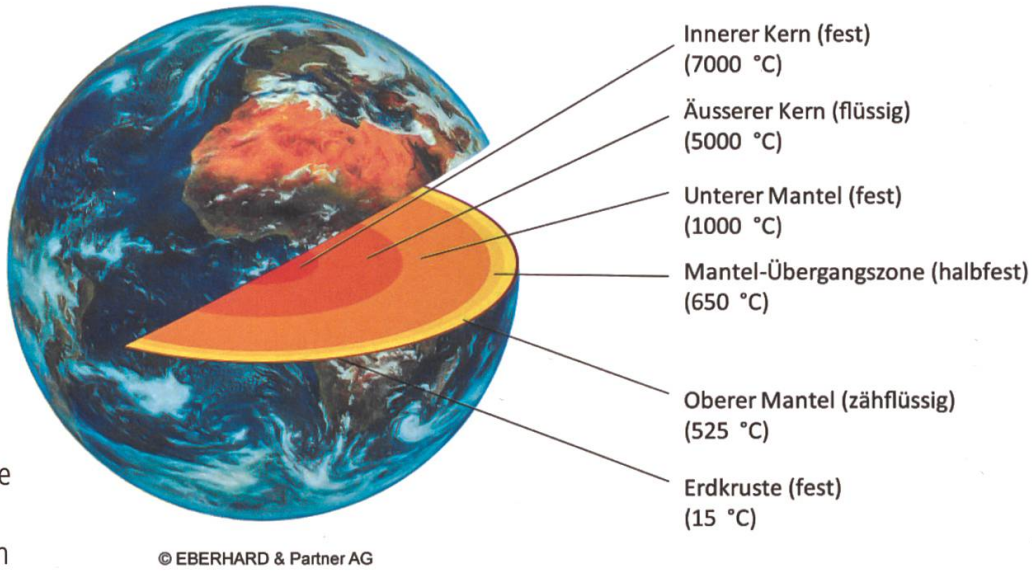


Abb. 1: Der Schalenbau der Erde
– Wärmepotenzial
– Wärmeproduktion

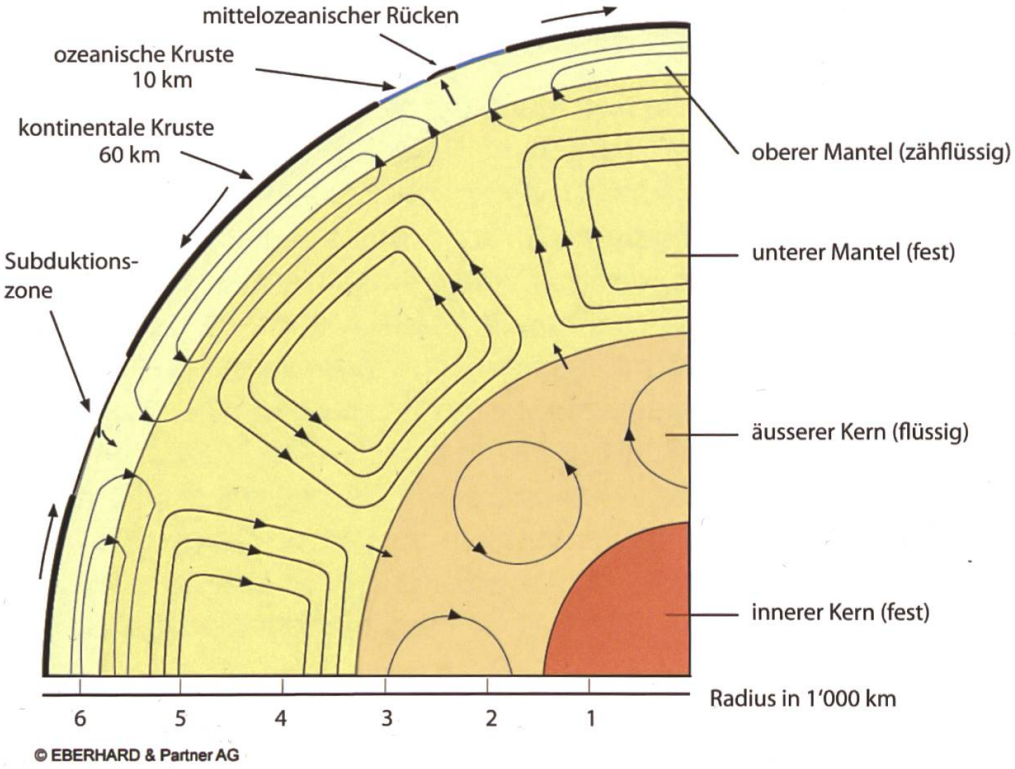


Abb. 2: Schematischer Wärmetransport vom Erdinnern zur Erdoberfläche

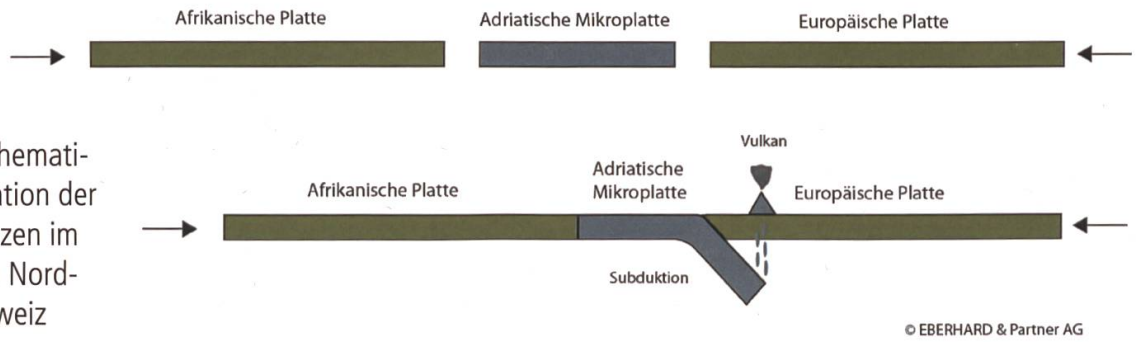


Abb. 3: Schematische Illustration der Plattengrenzen im Bereich von Norditalien, Schweiz

1. Einleitung

Geothermie ist diejenige Energie, welche aus dem Erdinnern bis an die Erdoberfläche in Form von Wärme nachfliesst. Im Erdinnern ablaufende Zerfallsprozesse, indem z. B. Uran U^{238} zu -> U^{234} und dann zu -> Blei Pb^{206} bzw. Thorium Th^{232} zu -> Blei Pb^{208} zerfällt, erzeugen als Nebenprodukt Wärme, so dass im Erdinnern Temperaturen von 5000 bis 7000 °C bestehen. Ein Schnitt durch die Erde zeigt auf, dass diese aus verschiedenen Gesteinsschichten aufgebaut ist und deren Konsistenz von flüssig über zähflüssig, halbfest bis fest wechseln kann (Abb. 1). Je nach diesem Aufbau der Gesteinsschichten wird ein Teil der Wärme durch Zirkulationsbewegungen (Konvektion), Direktübertragung von Gesteinsschicht zu Gesteinsschicht (Konduktion) und Strahlung bis an die Erdoberfläche transportiert, wo sie, falls von uns nicht vorzeitig genutzt, in die Atmosphäre gelangt und anschliessend im Weltall verschwindet. Der oberste Teil der Erde, auf welcher wir leben, ist die Erdkruste (Lithosphäre). Diese mit der Eierschale eines Eies vergleichbare starre Kruste ist auf den Kontinenten bis 60 km und unter den Ozeanen bis 10 km dick. Diese Kruste besteht nicht aus einem Stück, sondern setzt sich aus verschiedenen Platten zusammen, welche sich auf einer zähflüssigen Schicht der Asthenosphäre hin und her bewegen, sich berühren, aneinander vorbeischrammen oder unter einander gedrückt (subduziert) werden. Diese Bewegungen kommen durch das Aufsteigen warmer leichter und das Absinken kalter dichterer Materie zustande (Abb. 2). Das Zusammenstossen und Vorbeischrammen der starren Platten verursacht Erdbeben. In Subduktionszonen kann es zusätzlich zu Vulkanausbrüchen kommen.

Je tiefer man ins Erdinnere vordringt, desto wärmer wird es. 12 m unter der Oberfläche liegen normalerweise Temperaturen von durchschnittlich 10 °C vor und pro 33 m Tiefenzunahme kommen 1 °C dazu. In einer Tiefe von 350 m ist somit eine Temperatur von 20 °C zu erwarten.

An Schwachstellen in der Erdkruste oder den Plattengrenzen kann jedoch flüssiges Gestein bei Vulkanen oder heisses Wasser in Thermalquellen bis an die Oberfläche vordringen, sodass in diesen Regionen schon in geringen Tiefen viel höhere Temperaturen vorliegen. Schon die Römer haben an diesen «heissen Stellen» (Hot Spots) Thermalbäder errichtet und intensiv für ihre Körperpflege, ihre gesellschaftlichen Anlässe und zu ihrer Entspannung benützt [2].

Im Bereich Norditalien–Schweiz stossen die Afrikanische und die Europäische Platte aufeinander [24]. Zwischen die beiden Platten ist eine kleine Platte, die adriatische Mikroplatte, eingeklemmt, die unter die Europäische Platte subduziert wird (Abb. 3). An den Rändern der Mikroplatte, dort wo sie allmählich im Untergrund verschwindet und aufgelöst wird, liegen bekannte Vulkane wie z. B. der Vesuv sowie das Tal des Teufels in der Toscana, wo im Jahr 1904 in Larderello zum ersten Mal die Geothermie zur Stromerzeugung genutzt wurde [26]. Im Randbereich, wo die Afrikanische an die Europäische Platte stösst, befinden sich der Rhone-, Saone- und Rheingraben (Abb. 4) [39]. Quer zu diesen Gräben verlaufen unter dem Schweizer Mittelland der nachgewiesene nordschweizerische Permokarbontrog und weitere

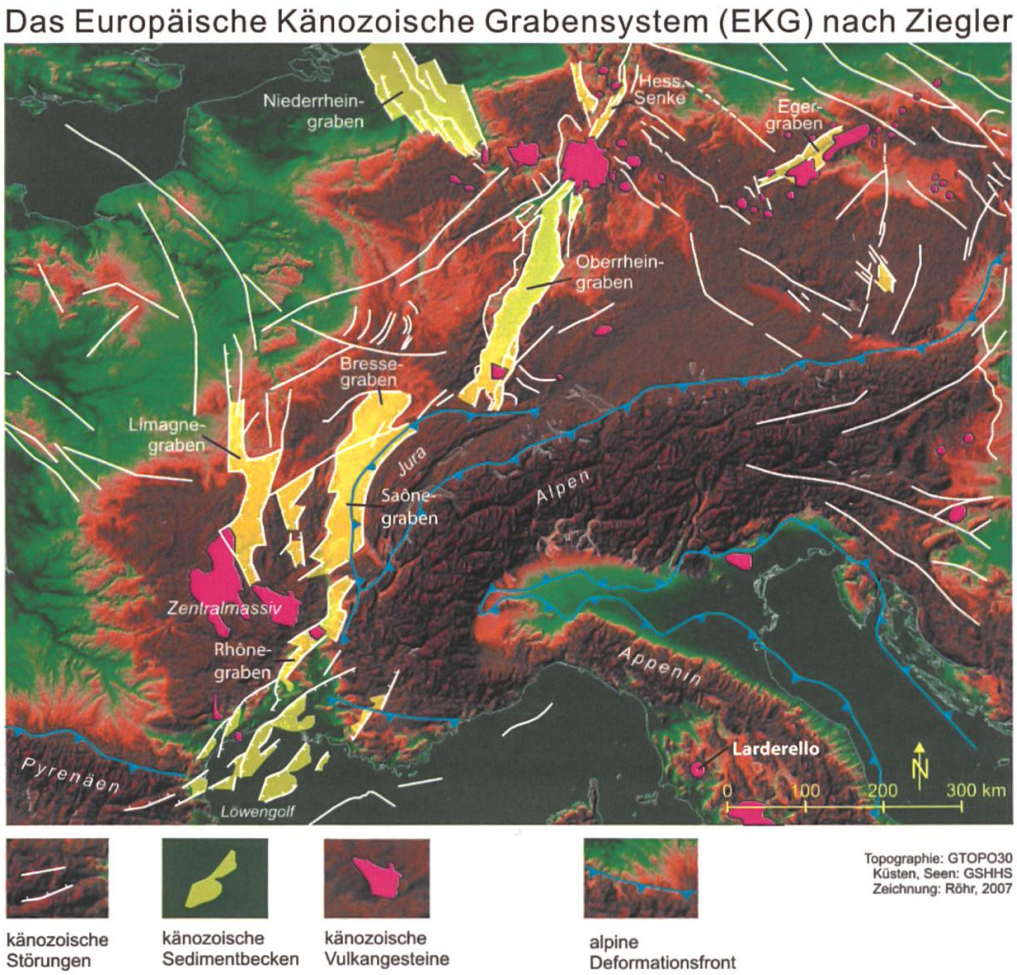


Abb. 4: Übersicht über das europäische Grabensystem / Grafik: verändert nach Ziegler, 1990 [39]

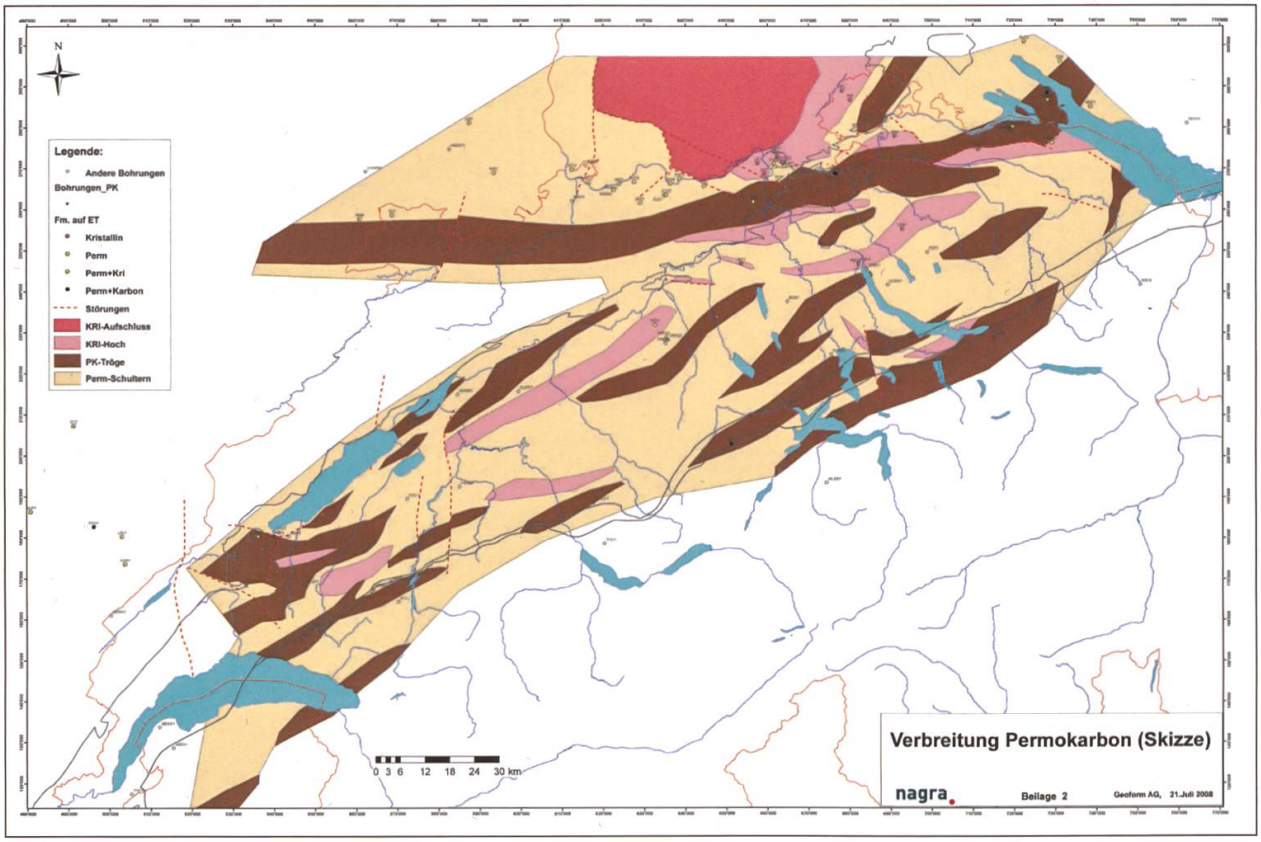


Abb. 5: Permokarbontröge in der Schweiz, Leu (2008) in Nagra Arb. Ber. NAB 08-49 [25]

vermutete Grabensysteme (Abb. 5, 6) [25, 29, 30]. An diesen Schwächezonen, wo ein Teil des Untergrundes abgesackt und der ansonsten kompakte Gesteinsverband von unzähligen Störungen und Rissen durchzogen ist, können heisse Wässer bis weit nach oben vordringen (Abb. 7) [32].

2. Geothermisches Potenzial in der Schweiz und im Kanton Aargau

In der heutigen Zeit wird die Geothermie weltweit vermehrt für die Energieerzeugung gebraucht. Dabei muss in Wärmenutzung und Stromerzeugung unterschieden werden. Während die effiziente Stromerzeugung mit Geothermie aufgrund der benötigten sehr hohen Temperaturen von 200 °C und mehr weltweit immer noch auf wenige ausgesuchte «heisse Stellen» begrenzt ist, erfährt die Wärmeversorgung mit Erdwärme einen regelrechten Boom. In der Schweiz ist die Nachfrage in der Zwischenzeit so gross, dass es aufgrund von ungünstigen Bodenverhältnissen schon jetzt zu Gebietsbeschränkungen oder aufgrund der verdichteten Bauweise zu Nutzungskonflikten kommt (siehe Kap. 5). Das geothermische Potenzial wird durch den in einer bestimmten Zeit aus der Tiefe nachfliessenden Wärmestrom bezogen auf einen m^2 ausgedrückt (Wärmestromdichte). Normalerweise

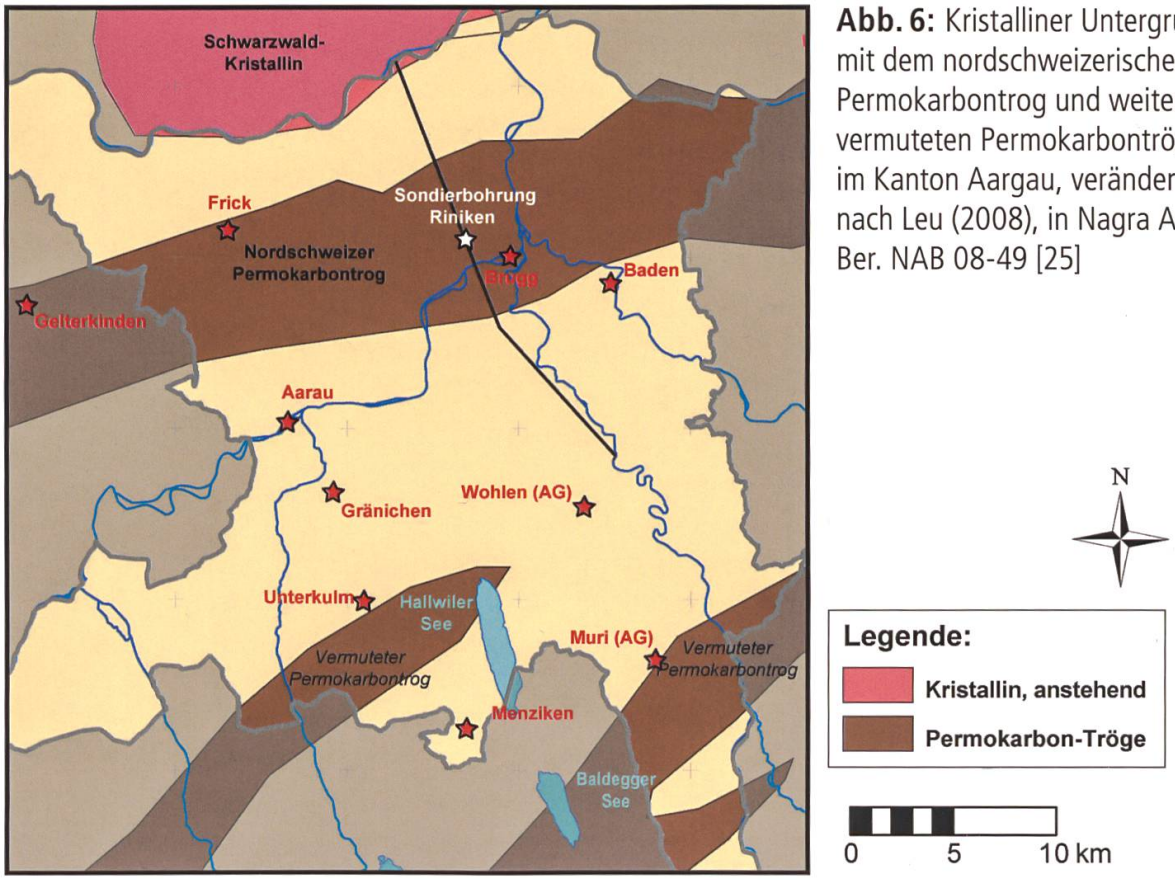


Abb. 6: Kristalliner Untergrund mit dem nordschweizerischen Permokarbontrog und weiteren vermuteten Permokarbontrögen im Kanton Aargau, verändert nach Leu (2008), in Nagra Arb. Ber. NAB 08-49 [25]

sollte dieser, wie schon in der Einleitung erwähnt, überall gleich gross sein. Durch die ebenfalls erwähnten Störungszonen im Untergrund und die unterschiedlichen Wärmeleitfähigkeiten der Gesteine und deren Schichtmächtigkeit gibt es jedoch bedeutende Unterschiede. Aus Abbildung 8 wird ersichtlich, dass in der Schweiz vor allem die Nordschweiz eine gegenüber der restlichen Schweiz erhöhte Wärmestromdichte aufweist. Speziell im Bereich des Kantons Aargau werden Wärmestromdichten von über 130 Milliwatt pro Quadratmeter (mW/m^2) gegenüber einem Durchschnittswert in der Schweiz von 80 mW/m^2 ausgewiesen (Abb. 9) [28]. Dies ist vorwiegend auf Schwächezonen im Untergrund zurückzuführen, in welchen die Gesteine stark gestört sind und die Wärme wie schon geschildert verlustarm bis relativ nahe an die Oberfläche gelangen kann.

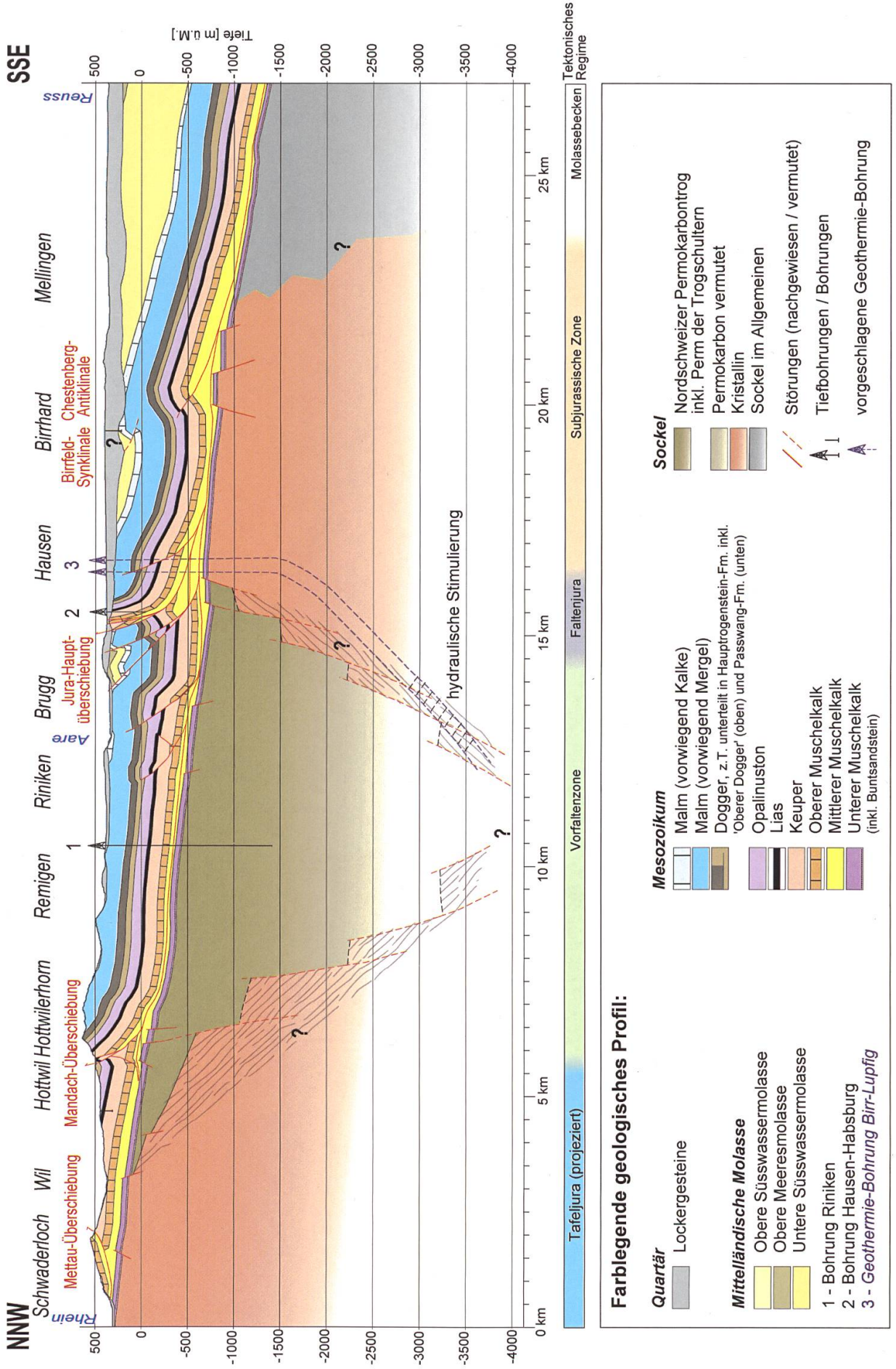
3. Oberflächennahe, mitteltiefe und tiefe Geothermie

Je nach der Tiefenlage der erschlossenen Energiequelle spricht man von oberflächennaher, mitteltiefer und tiefer Geothermie.

1. Die oberflächennahe Geothermie bewegt sich in einem Bereich von 0 m bis in eine Tiefe von 500 m. Diese Systeme werden zur indirekten Verwendung der Wärme benutzt, indem aufgrund zu niedriger Fördertemperaturen zwischen den Wärmeentzug aus dem Erdreich oder dem Grundwasser und der Wärmeverteilung im Haus noch eine Wärmepumpe zwischengeschaltet wird (Abb. 10) [14]. Die Wärmepumpe erhöht dabei unter Stromzufuhr die aus dem Untergrund geförderten niedrigeren Fördertemperaturen auf die für die Wärmeverteilung im Haus benötigten höheren Temperaturen. Je kleiner dabei die Differenz von geförderter Temperatur zu verteilter Temperatur ausfällt, desto niedriger fällt die benötigte Stromzufuhr aus.
2. Die mitteltiefe Geothermie bewegt sich in einem Bereich von 500 bis 3000 m Tiefe. Sie wird für eine Direktheizung verwendet. Im Idealfall resultiert daraus ein Fernwärmeverbund mit verschiedenen Wärmeabnehmern (Abb. 10, 14).
3. Die tiefe Geothermie bewegt sich zwischen 3000 und 5000 und mehr Metern. Sie bezweckt sowohl die Stromerzeugung wie auch die Fernwärmeverteilung (Abb. 10).

In den Fällen, wo frei im Untergrund fliessendes oder unter Druck stehendes Grund- oder Kluftwasser aktiv ins System eindringt, wird bei den oberflächennahen Geothermieanlagen von einem offenen System gesprochen. Bei den mitteltiefen und tiefen geothermischen Anlagen spricht man in diesem Fall von einem hydrothermalen System. Bei den Erdwärmesonden, wo eine Direktübertragung der Temperaturen vom Erdreich an das Entzugsrohr erfolgt, wird von einem

Abb. 7: Schnitt durch den nordschweizerischen Permokarbontrog im Bereich von Brugg / Grafik: verändert nach Nagra Techn. Ber. NTB 08-04, 2008 [32]


NNW
SSE
Schwaderloch
Wil
Hottwil
Hottwilerhorn
Remigen
Riniken
Brugg
Hausen
Birrhard
Mellingen
Rhein
Mettau-Überschiebung
Mandach-Überschiebung
Aare
Jura-Haupt-überschiebung
Birrfeld-Synklinale
Chestenberg-Antiklinale
Reuss
Tiefe [m ü.M.]
500
0
-500
-1000
-1500
-2000
-2500
-3000
-3500
-4000
0 km
5 km
10 km
15 km
20 km
25 km
1
2
3
?
hydraulische Stimulierung
Tektonisches Regime
Tafeljura (projeziert)
Vorfaltenzone
Faltenjura
Subjurassische Zone
Molassebecken
Farblegende geologisches Profil:
Quartär
Lockergesteine
Mittelländische Molasse
Obere Süsswassermolasse
Obere Meeresmolasse
Untere Süsswassermolasse
1 - Bohrung Riniken
2 - Bohrung Hausen-Habsburg
3 - Geothermie-Bohrung Birr-Lupfig
Mesozoikum
Malm (vorwiegend Kalke)
Malm (vorwiegend Mergel)
Dogger, z.T. unterteilt in Hauptrogenstein-Fm. inkl. 'Oberer Dogger' (oben) und Passwang-Fm. (unten)
Opalinuston
Lias
Keuper
Oberer Muschelkalk
Mittlerer Muschelkalk
Unterer Muschelkalk
(inkl. Buntsandstein)
Sockel
Nordschweizer Permokarbontrog inkl. Perm der Trogschultern
Permokarbon vermutet
Kristallin
Sockel im Allgemeinen
Störungen (nachgewiesen / vermutet)
Tiefbohrungen / Bohrungen
vorgeschlagene Geothermie-Bohrung

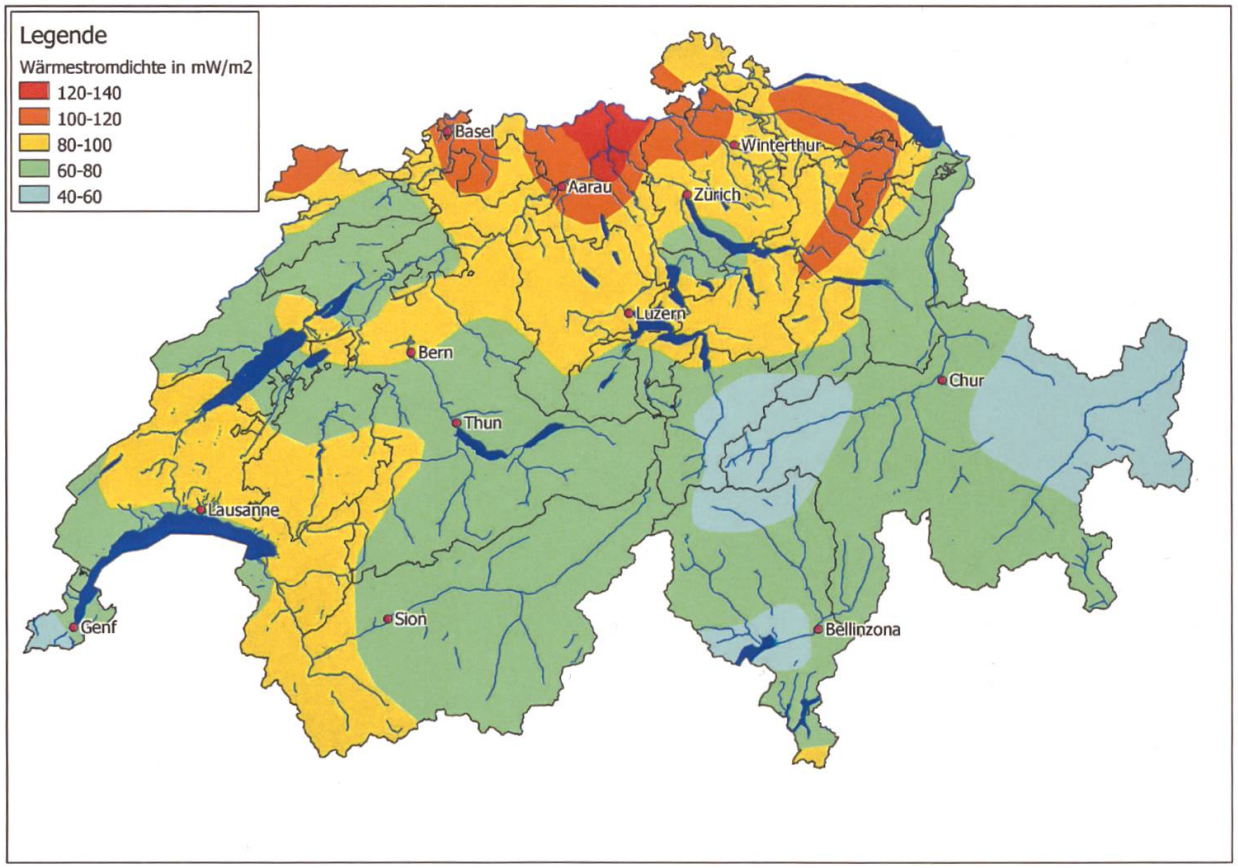


Abb. 8: Wärmestromkarte der Schweiz / Grafik: verändert nach Medici & Rybach, 1995 [28]

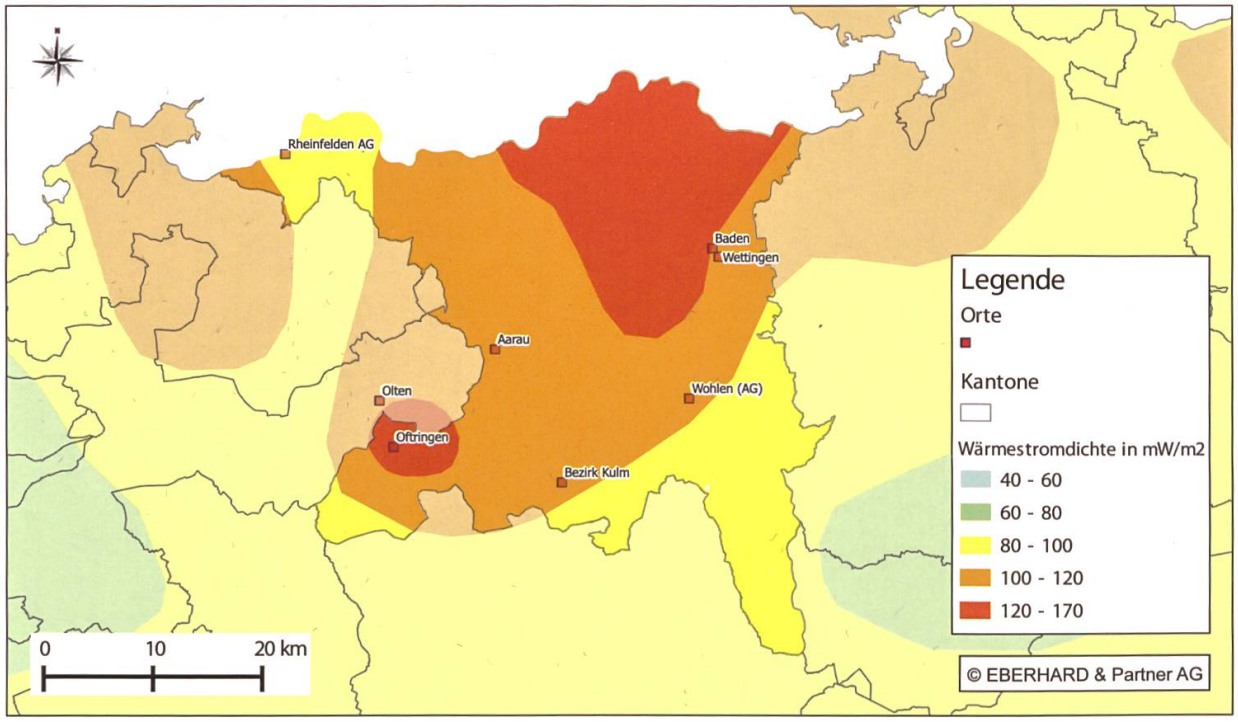


Abb. 9: Wärmestromkarte des Kantons Aargau / Grafik: verändert nach Medici & Rybach, 1995 [28]

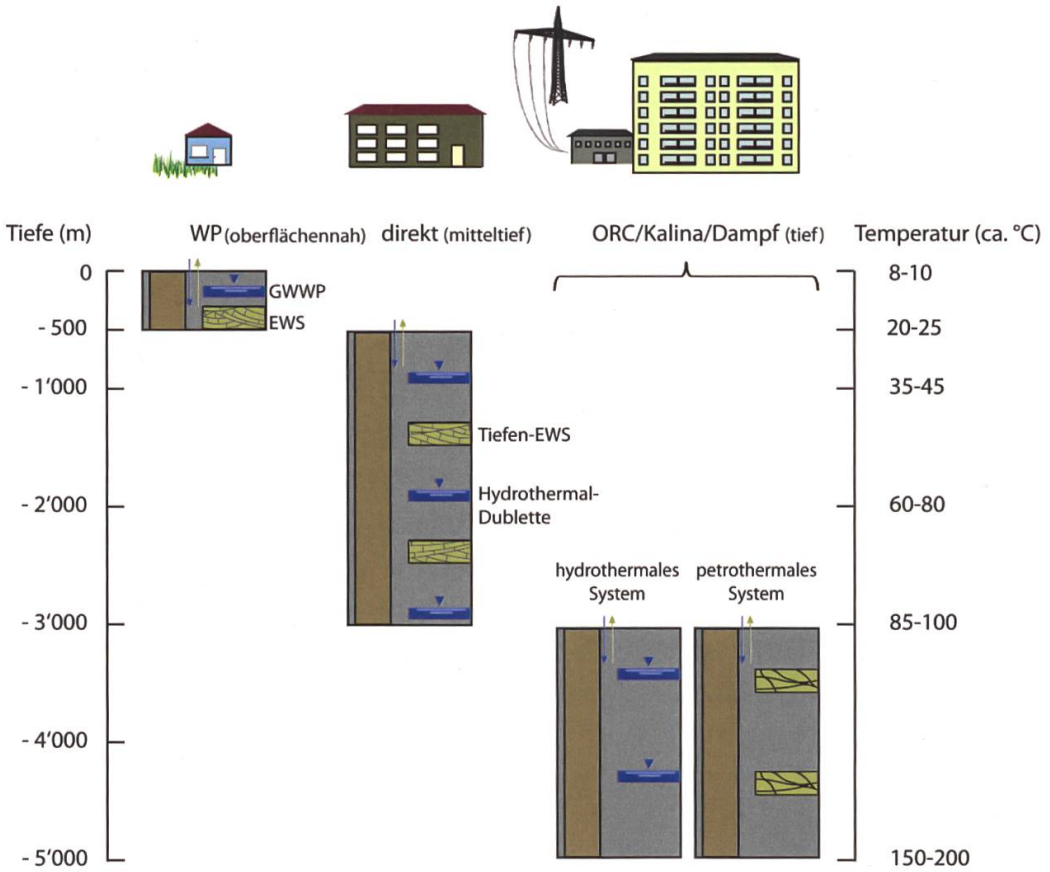


Abb. 10: Energiegewinnung aus unterschiedlichen Tiefen / Grafik: verändert nach geothermie.ch, 2008 [14], WP = Wärmepumpe, EWS = Erdwärmesonde, ORC = Organic-Rancine-Cycle

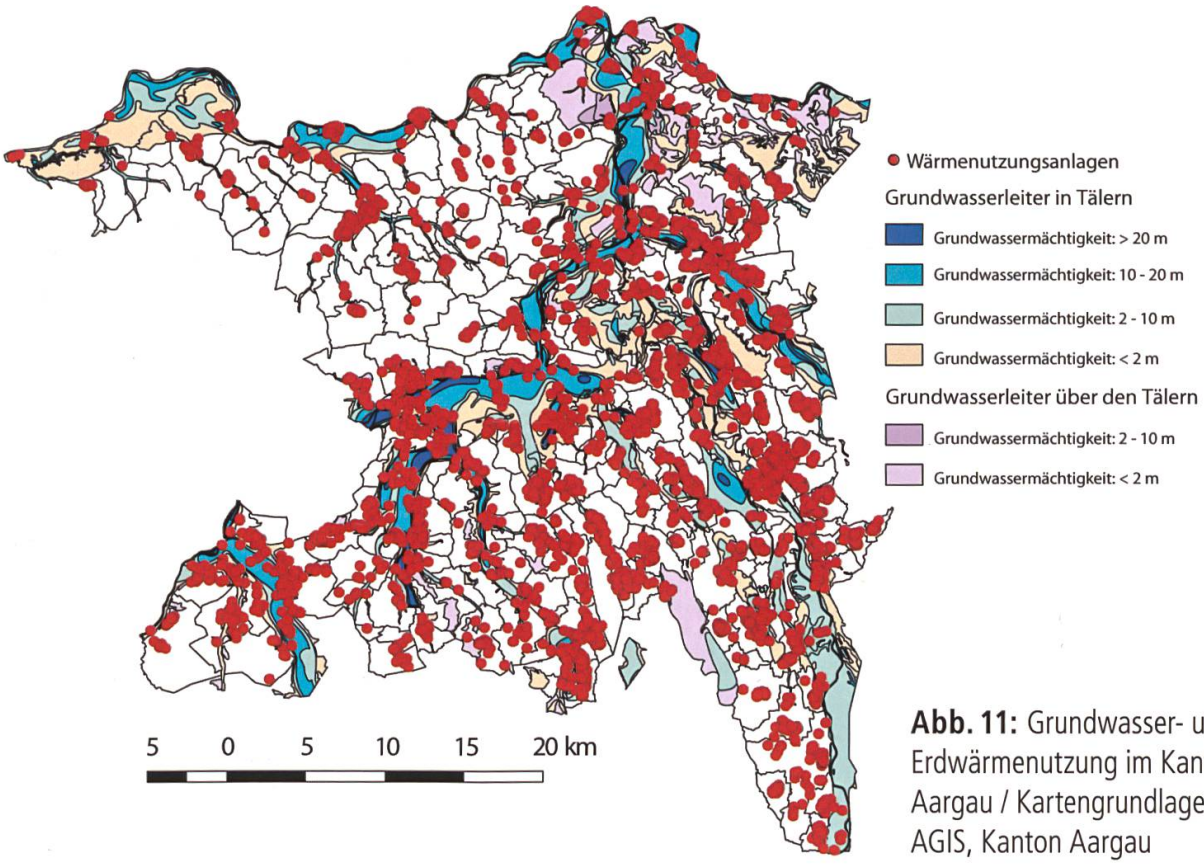


Abb. 11: Grundwasser- und Erdwärmenutzung im Kanton Aargau / Kartengrundlage: AGIS, Kanton Aargau

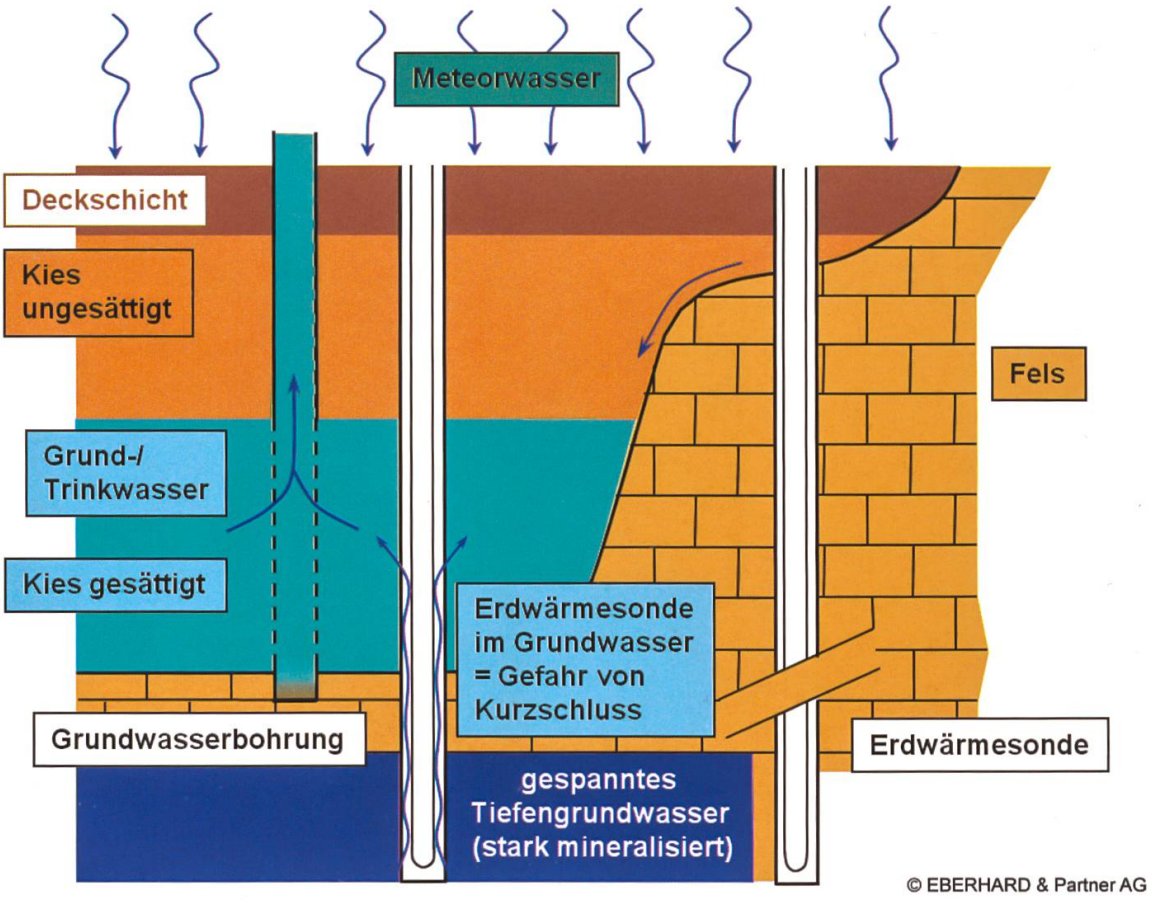


Abb. 12: Oberflächennahe Nutzung der Geothermie

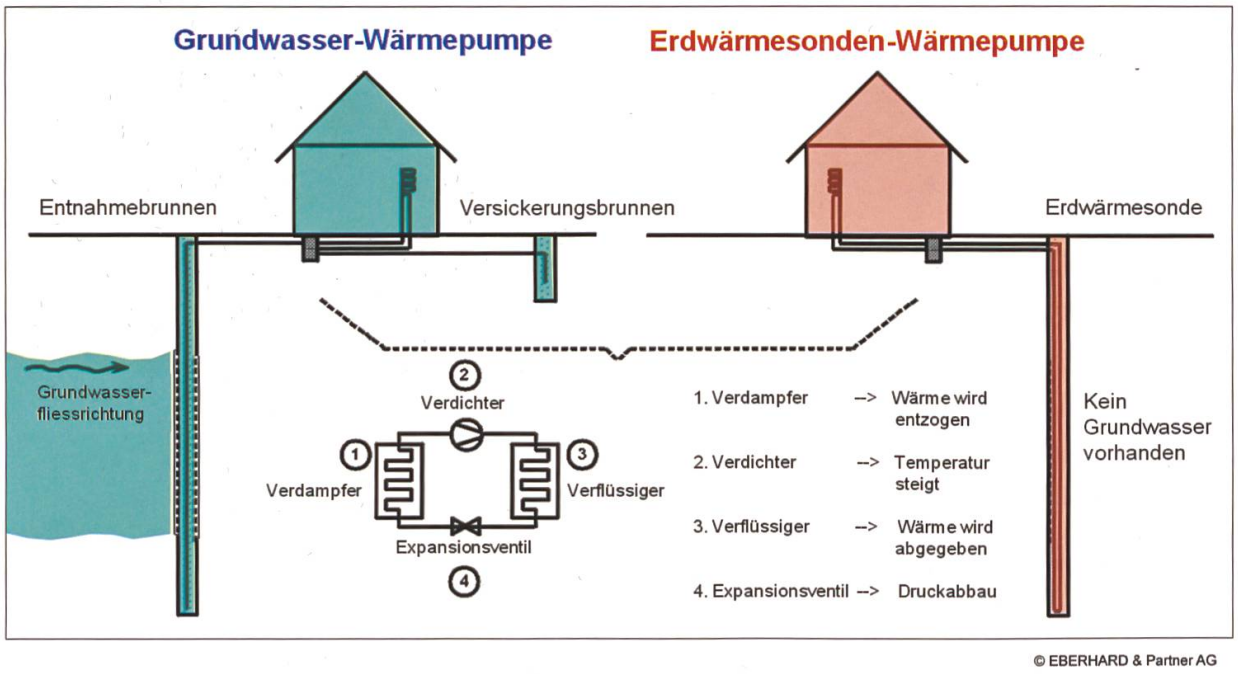


Abb. 13: Erdwärmenutzung mittels Wärmepumpen

geschlossenen System gesprochen (Abb. 10). Bei den mitteltiefen und tiefen Geothermieanlagen, bei welchen kein Tiefenwasser vorliegt, jedoch aktiv kaltes Wasser in den Untergrund geleitet wird, sodass es sich im Untergrund erhitzen kann und in einem Förderbrunnen wieder an die Oberfläche gelangt, spricht man von einem petrothermalen System. Diese Technologie wird auch als Hot Dry Rock (HDR) System oder Enhanced Geothermal System (EGS) bezeichnet. Das Gestein im Untergrund zwischen dem Förder- und dem Rückgabebrunnen wird dabei durch künstlich erzeugte Klüfte aufgeweitet (künstliche Stimulierung), sodass sich das kalte Wasser durch die Erdwärme möglichst stark erwärmt [31].

4. Bereits realisierte Anlagen in der Schweiz und im Kanton Aargau

1. Oberflächennahe Anlagen

Bei oberflächennahen Anlagen unterscheidet man zwischen Anlagen, welche mit Grundwasser (Grundwasser-Wärmepumpenanlagen) betrieben werden, und Anlagen, welche direkt mit Erdwärme betrieben werden (Erdsonden-Anlagen). Im ersteren Fall muss Grundwasser im Untergrund vorhanden sein, im letzteren nicht (Abb. 11).

Bei den Grundwasser-Wärmepumpenanlagen wird Grundwasser direkt mit einer Unterwasserpumpe zur Wärmepumpe befördert. Über einen Wärmetauscher wird dem Wasser dort ein Teil seiner Wärme (rund 4 °C) entzogen. In der Wärmepumpe wird die Temperatur durch Stromzufuhr auf das im Verteilsystem des Hauses benötigte höhere Temperaturniveau angehoben. Anschliessend wird das abgekühlte Grundwasser dem Grundwasserkörper wieder durch eine Versickerungsanlage zurückgegeben. Die Grundwassertemperaturen liegen im Mittelland generell zwischen 10 und 12 °C (Abb. 12, 13).

Bei den Erdsonden-Wärmepumpenanlagen wird in die realisierte Bohrung, deren Tiefe von der jeweiligen Heizleistung abhängt, ein Polyethylenrohr (PE) mit zwei Vor- und Rückläufen eingeführt und diese mit einem Ethylenglykol-Wassergemisch gefüllt. Eine Zirkulationspumpe führt das im Erdreich aufgewärmte Medium zu einem Plattentauscher, wo es einen Teil der vom Untergrund mitgeführten Wärme abgibt und in der Wärmepumpe wie bei der mit Grundwasser betriebenen Anlage auf die im Verteilsystem benötigten Temperaturen erhöht. Das abgekühlte Medium wird nach dem Wärmetauscher in die zwei Rückläufe des PE-Rohres geführt, wo es sich im Erdreich wiederum erwärmen kann (Abb. 12, 13). Die Wärmeübertragung vom Erdreich zum PE-Rohr erfolgt über ein Bentonit-Zementgemisch, welches zwischen PE-Rohr und Bohrlochwand eingebracht wird.

Während in früheren Jahren für den Wärmeentzug aus dem Erdreich vermehrt nicht so tiefe Sonden, dafür mehrere davon realisiert wurden (Erdsondenfelder), geht im Zuge der verdichteten Bauweise der Trend heute eher zu möglichst tiefen, dafür in der Anzahl umso weniger Sonden. Im Hinblick auf eine möglichst effizi-

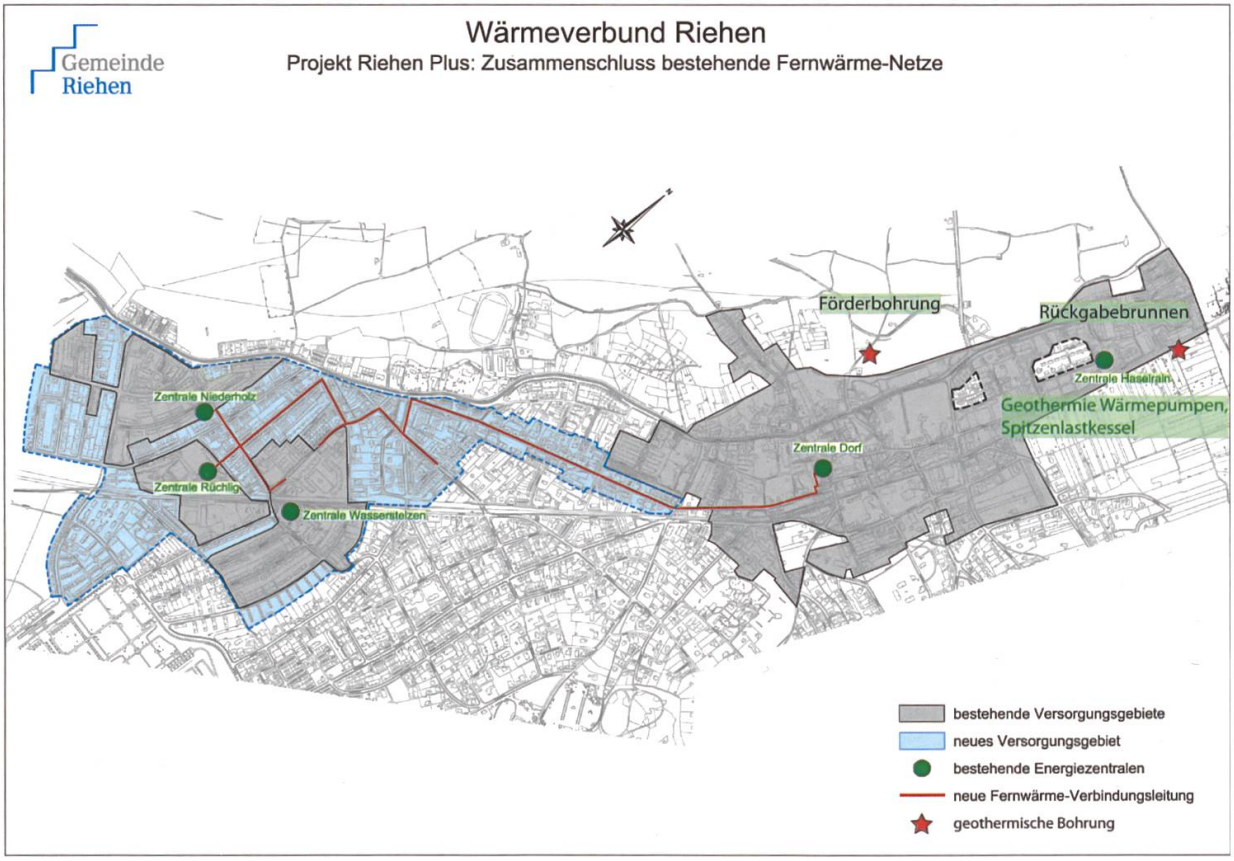
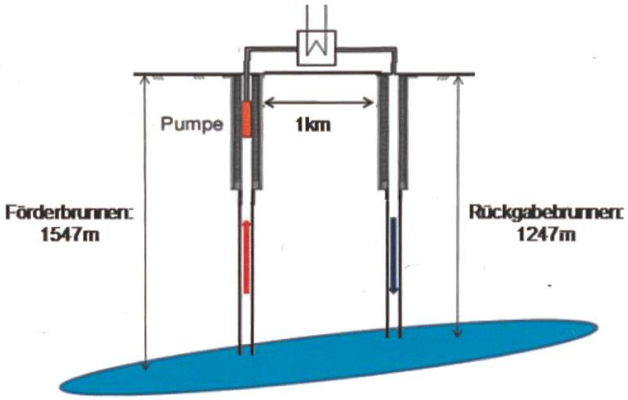


Abb. 14: Wärmeverbund in Riehen (BL) mit Einbindung der Geothermie / Grafiken: Wärmeverbund Riehen AG



ente Wärmeversorgung ist dieser Trend zu begrüssen, da die Temperaturen des Erdreichs mit zunehmender Tiefe höher werden und dadurch ein verminderter Stromverbrauch resultiert.

Beide bewilligungspflichtigen Anlagesysteme sind heute ein Standardprodukt und somit über die ganze Schweiz verteilt, wobei die grösste Dichte im Mittelland zu verzeichnen ist. Diese Anlagen können auch für die Gebäudekühlung verwendet werden.

2. Mitteltiefe geothermische Anlagen

In der Schweiz existieren zurzeit zwei mitteltiefe geothermische Anlagen, welche speziell für die Bereitstellung von Heizwärme realisiert wurden. Dies sind die in einen Wärmeverbund eingebundene Anlage in Riehen (BL) (Abb. 14) und jene des

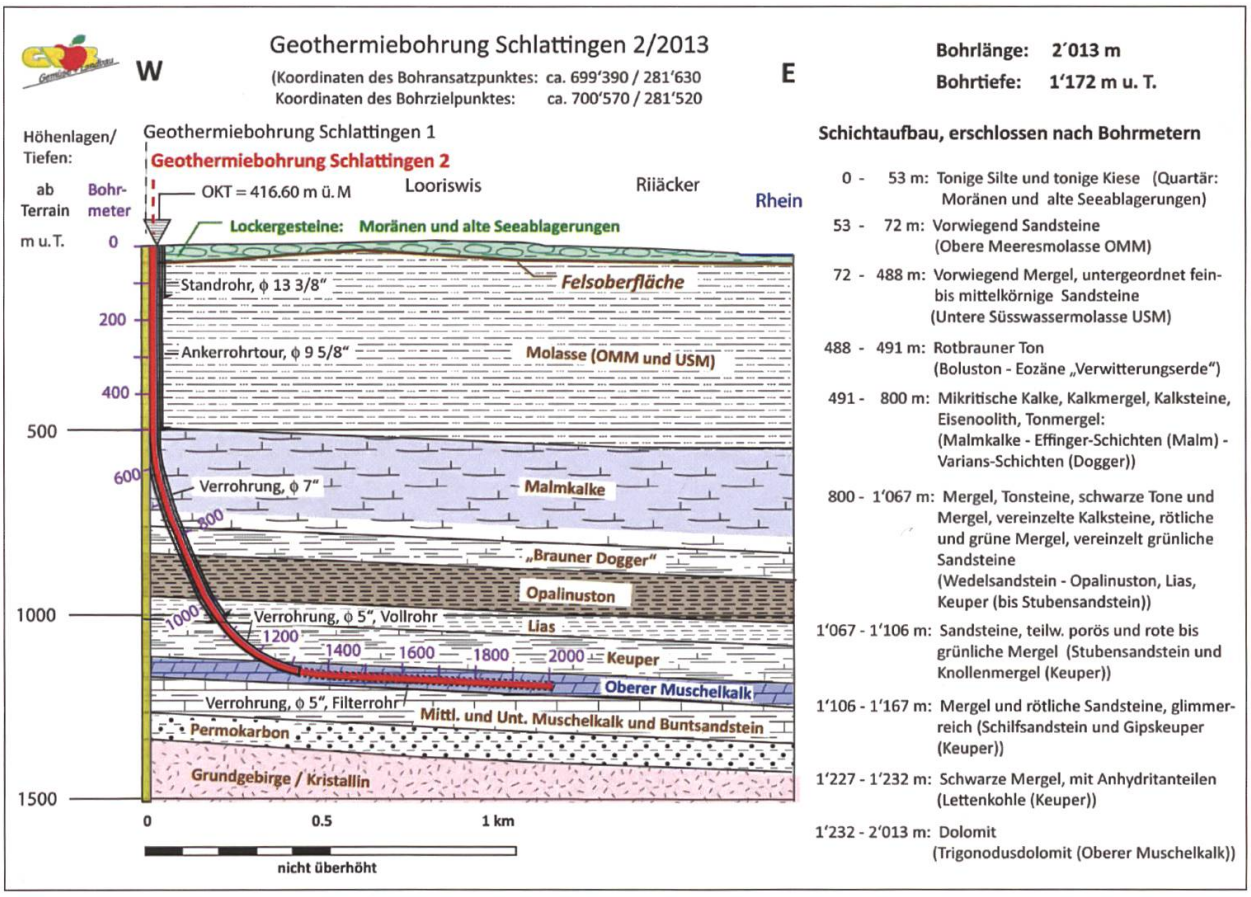


Abb. 15: Querschnitt durch den abgelenkten Förderbrunnen in Schlattingen (TG) / Quelle: [12]

Gemüsebauern Grob in Schlattingen (TG), welche die erschlossene Wärme für die Beheizung der Treibhäuser benötigt (Abb. 15, 16). Bei der Anlage in Riehen wurde erstmals in der Heizperiode 1993 bis 1994 pro Minute 1200 Liter 65 °C heisses Wasser über einen 1547 m tiefen Förderbrunnen an die Oberfläche gepumpt und nach einer Erhöhung der Temperatur mittels Wärmepumpen auf 90 °C in das Fernwärmenetz eingespeist. Das hoch mineralisierte Wasser wird über einen Wärmetauscher auf ein Temperaturniveau von 35 °C abgekühlt und in einem Rückgabebrunnen von 1247 m Tiefe in den Hauptmuschelkalk zurückgeführt (Abb. 14) [37, 38].
Aus dem im Jahr 2013 realisierten 1172 m tiefen, bewusst abgelenkten Förderbrunnen in Schlattingen werden pro Minute 600 Liter 68 °C warmes Wasser gefördert. Die Ablenkung wurde notwendig, um aus den Hauptmuschelkalkschichten genügend Wasser zu erhalten. Diese Menge reicht aus, um den gesamten Wärmebedarf des Gemüsebaubetriebs abzudecken. Das geförderte Wasser wird abgekühlt in den schon im Jahre 2011 realisierten und 1508 m tiefen, vertikal verlaufenden Rückgabebrunnen in das System zurückgegeben (Abb. 15 und 16) [12].
Im Kanton Aargau selbst existieren neben den ab 1999 auch für Heizzwecke verwendeten Tiefenbohrungen von Bad Schinznach zurzeit noch keine solchen mitteltiefen Anlagen. Es werden jedoch in neuerer Zeit vermehrt nähere Abklärungen vorgenommen.

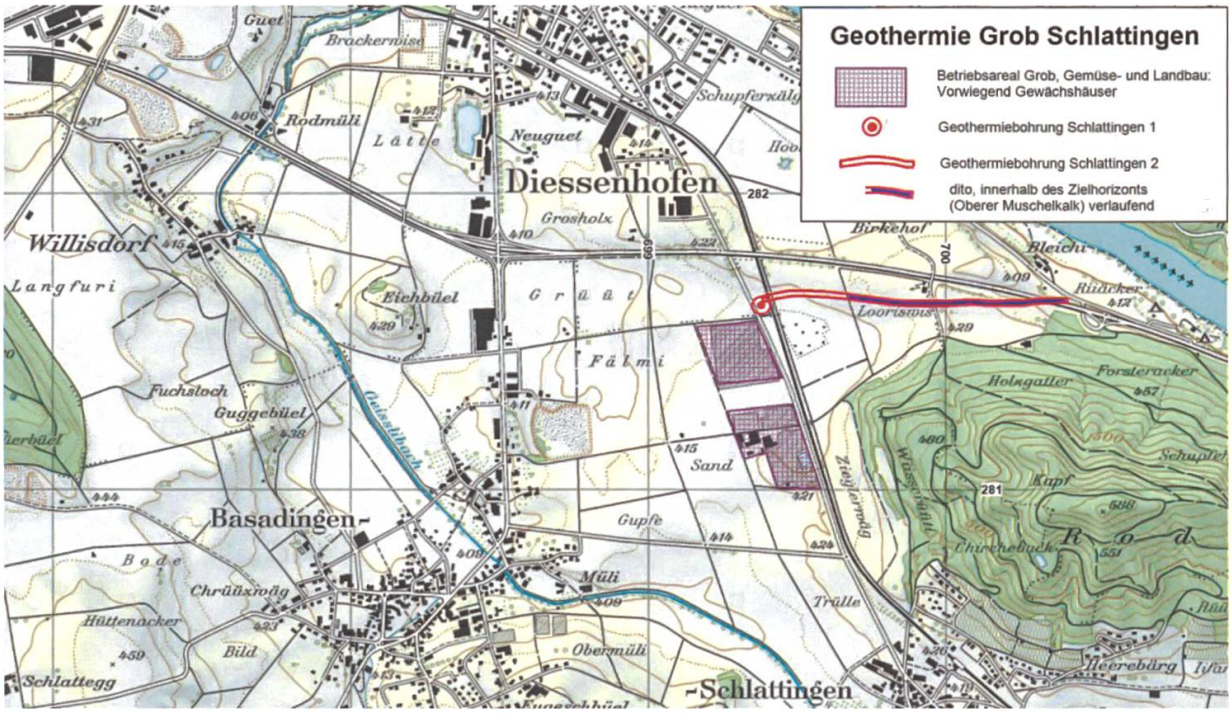


Abb. 16: Aufsicht auf den abgelenkten Förderbrunnen in Schlattingen (TG) / Quelle: [12]
Reproduziert mit Bewilligung von swisstopo (BA16081)

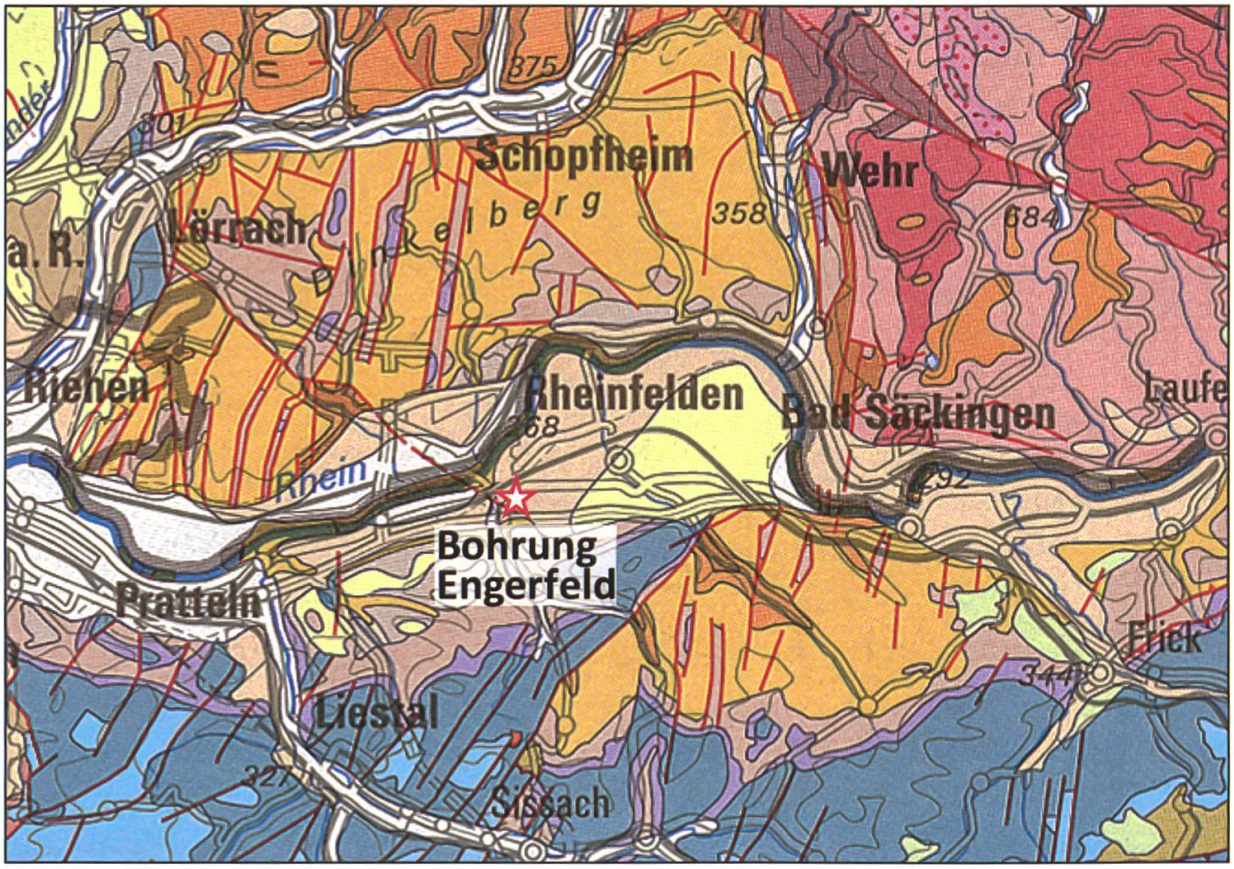


Abb. 17: Geologische Karte von Rheinfelden und Umgebung / Quelle: Bundesamt für Landestopographie

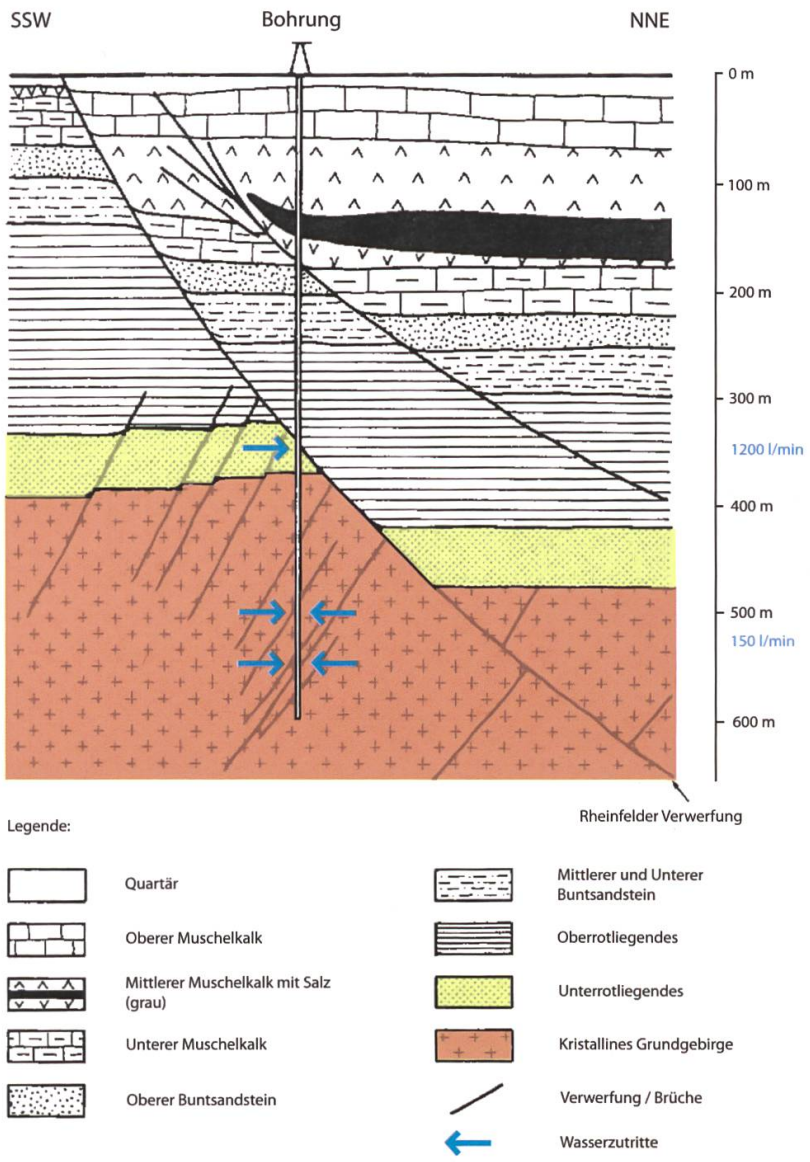


Abb. 18: Querprofil durch die Thermalwasserbohrung in Rheinfelden / Grafik: verändert nach Ryf, W. 1983 [34]

Die Bohrung S3 in Bad Schinznach ist bis in eine Tiefe von 415 m ausgebaut und fördert pro Minute 500 Liter 45 °C warmes Wasser, welches für die Heizung der Gebäude auf 55 °C angehoben wird [1, 11, 15, 16, 17]. In Oftringen plant die *Erdwärme Oftringen AG* mit einer Bohrung bis in Tiefen von 1200 bis 1500 m dem Erdreich Wärme zu entziehen und diese in einen Fernwärmeverbund einzuspeisen. Aufgrund einer Machbarkeitsstudie der EBERHARD & Partner AG von 2011 darf in diesen Tiefen, in welchen wiederum der Hauptmuschelkalk wie in den beiden oben erwähnten Anlagen angetroffen wird, mit Temperaturen von 50 bis 75 °C gerechnet werden [5]. Ob allerdings der Muschelkalk in diesen Tiefen genügend geklüftet ist, sodass ausreichend Wasser als Fördermedium dieser Wärme zur Verfügung steht, ist erst durch eine Bohrung definitiv feststellbar.

In Rheinfelden wurde im Jahre 1983 zum Zweck der Thermalwassererschliessung und auf Initiative des Stadtrates Richard Molinari eine 600 m tiefe Bohrung in die vermutete «*Rheinfelder Verwerfung*» realisiert (Abb. 17). Die Bohrung erschloss in 342 m Tiefe im Rotliegenden ein erstes unter 8 bar Druck stehendes, 27 °C warmes Kluftwasservorkommen mit einer Schüttung pro Minute von 1200 Liter (Abb. 18).

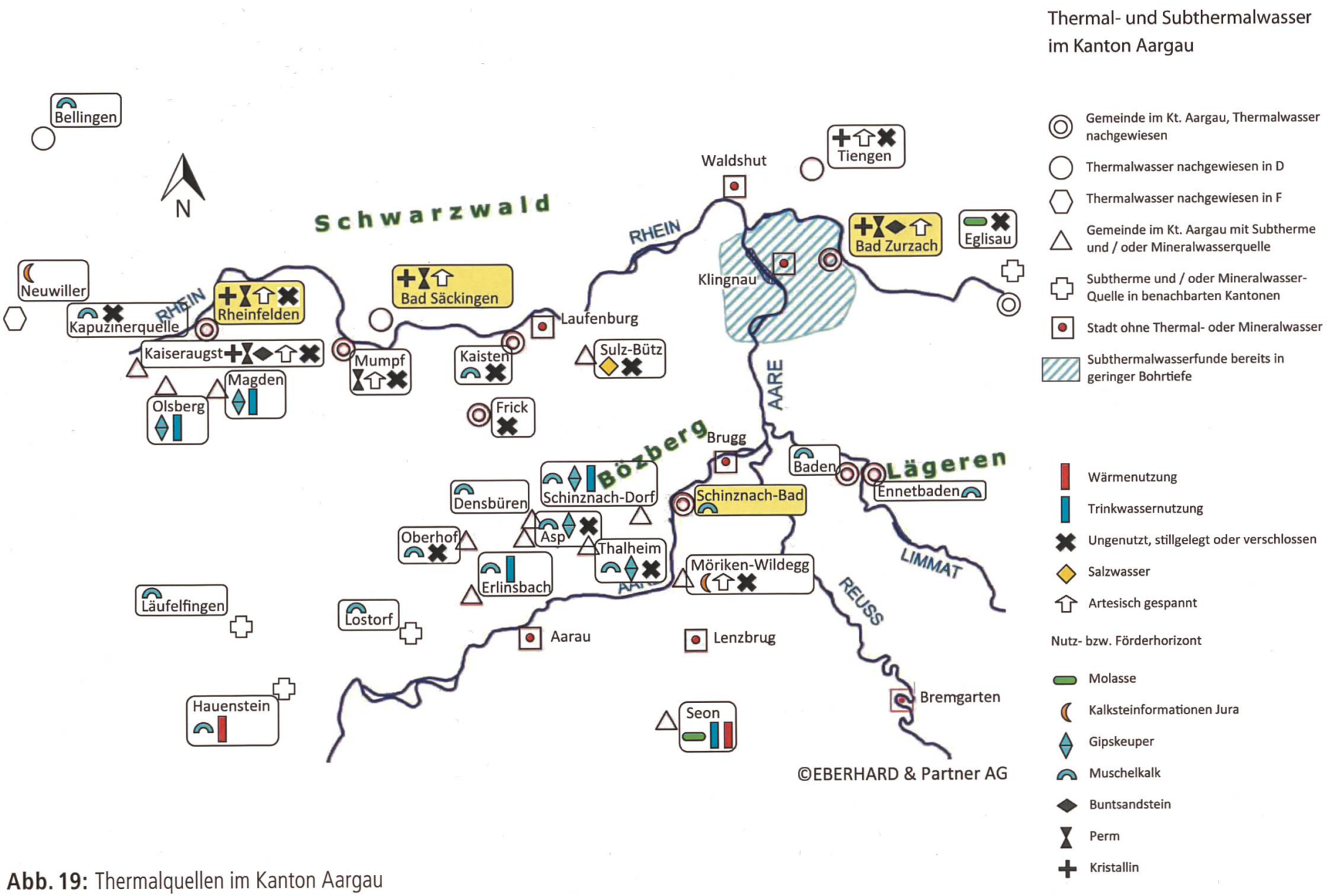


Abb. 19: Thermalquellen im Kanton Aargau

Im Kristallin zwischen 500 bis 550 m wurde ein weiteres ebenfalls unter 8 bar Druck stehendes, 27 °C warmes, jedoch nur noch 150 Liter pro Minute schüttendes Kluftwasservorkommen erschlossen [8, 34]. Das obere Vorkommen wurde durch den Ausbau mit rostfreiem Stahl wieder verschlossen und das untere bis 1988 als kleines öffentliches Thermalbad beim Sportplatz «im Schiffacker» genutzt. Aus finanziellen Gründen wurde die Bohrung im Jahre 1991 definitiv verschlossen. In der Folge blieb die Bohrung bis im Jahre 2013 ungenutzt. Da die Bohrung sowohl Salz- als auch Anhydrit- und Gipsschichten durchstösst, musste der Zustand der Bohrung auf kantonales Verlangen hin durch die EBERHARD & Partner AG im Jahre 2014 untersucht werden [6]. Da die Bohrung nach wie vor vollständig intakt ist, konnte vom Kanton eine weitere 10-jährige Nutzungsbewilligung erreicht werden. Im Auftrag der AEW wurde zu Beginn des Jahres 2016 durch die EBERHARD & Partner AG eine Machbarkeitsstudie durchgeführt, welche nachgewiesen hat, dass die Bohrung grundsätzlich in den bereits bestehenden Fernwärmeverbund in Rheinfelden eingebunden werden kann.

Neben diesen Anlagen existieren diverse weitere Anlagen im Kanton, deren warmes Tiefenwasser natürlich bis an die Erdoberfläche vordringt und hier schon früh in der Vergangenheit für Thermalbäder gebraucht wurde. Neben Bad Schinznach sind die Thermalbäder von Baden und Zurzach die bekanntesten (Abb. 19). Da dieses warme Wasser in den oberen Gesteinsschichten mehrheitlich durch kaltes Oberflächenwasser vermischt wird, wurde das Thermalwasser in den letzten Jahren durch Tiefbohrungen direkt in der Tiefe neu erschlossen (z. B. Bad Schinznach). Es fällt auf, dass vor allem am Nordrand der Schweiz, dort wo eine geringe Sedimentüberdeckung über dem stark gestörten kristallinen Untergrund vorliegt, und im Bereich des Faltenjuras, dort wo durch den Alpenschub die Kalksedimente des

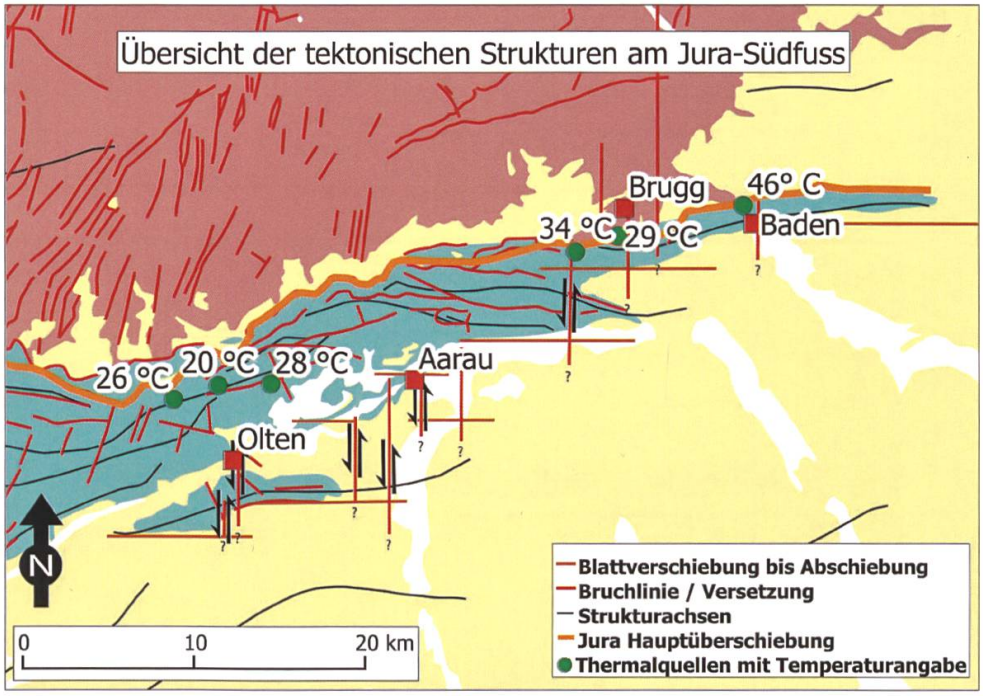


Abb. 20: Thermalquellen im Faltenjura mit Temperaturangaben

© EBERHARD & Partner AG

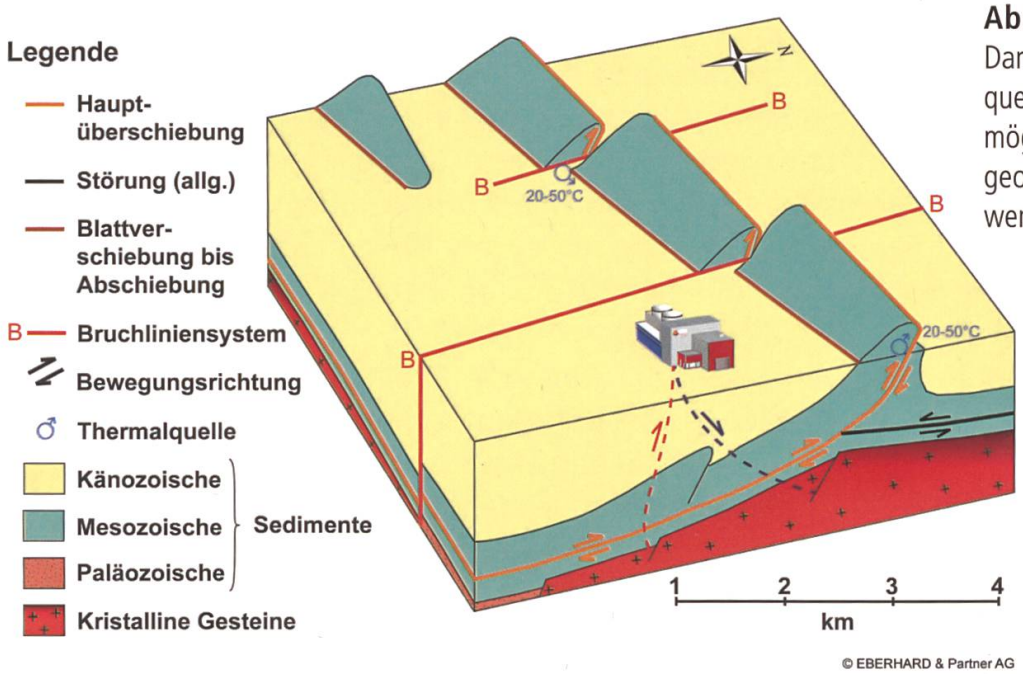


Abb. 21: Schematische Darstellung der Thermalquellen im Faltenjura mit möglicher Lage eines geothermischen Kraftwerks

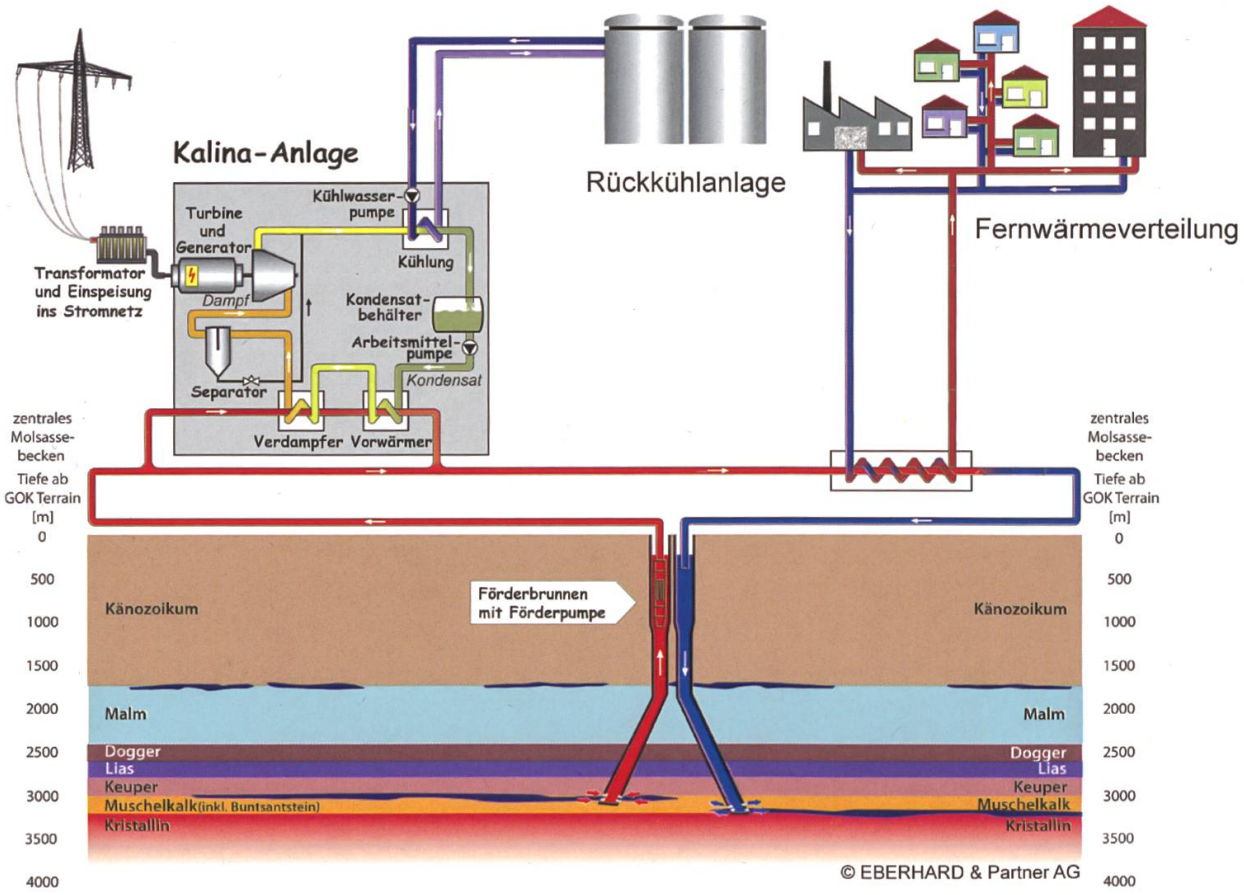


Abb. 23: Prinzipschema einer Kalina-Anlage

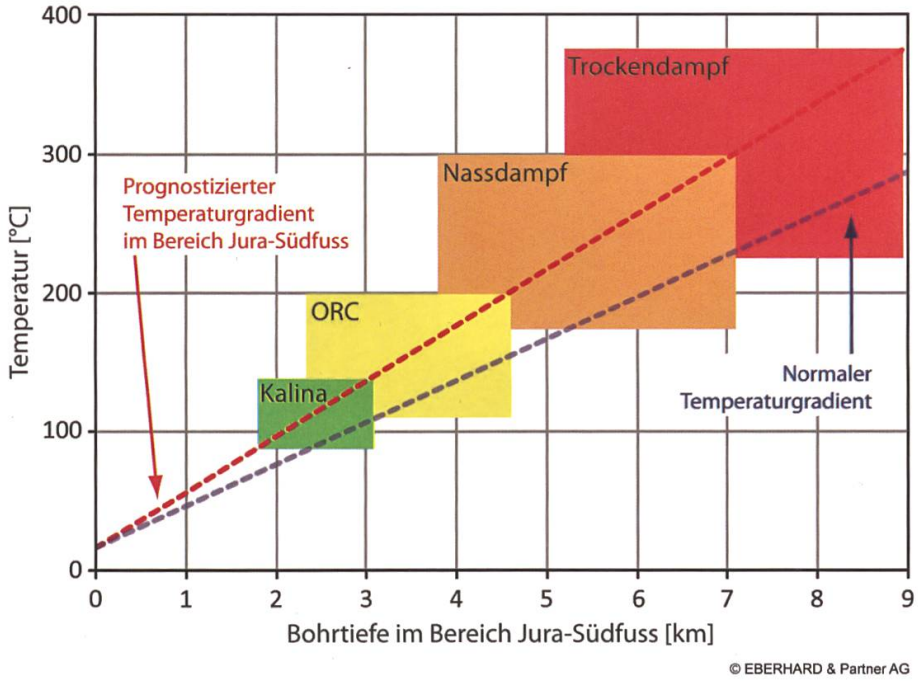


Abb. 22: Anlagetypen der geothermischen Kraftwerke

Juras durch die Molasseablagerungen aufgedrungen sind, vermehrt Thermalwasservorkommen auftreten. Der Grund liegt im ersteren Fall an der geringen Sedimentauflast, welche das warme Wasser nur bedingt am Aufdringen bis an die Oberfläche hindert, und im zweiten Fall an den vermehrten Störungen in den Kalkablagerungen, an welchen das warme Wasser bis an die Oberfläche aufdringen kann (Abb. 20, 21). In beiden Fällen liegen diese Zonen vorwiegend im Kanton Aargau.

3. Tiefe geothermische Anlagen

Bei den geothermischen Kraftwerken, welche Strom erzeugen, existieren je nach dem vorgefundenen Temperaturniveau und der Phase, in welcher Dampf aus dem Erdreich austritt, verschiedene Anlagetypen.

Der effizienteste Anlagetyp ist die Trockendampfanlage (Abb. 22). Hierbei tritt ein bis 350 °C heisser Trockendampf direkt aus dem Erdreich aus. Dieser Trockendampf ist vollkommen trocken und weist somit auch keine korrosiven Tröpfchen auf, welche die Turbine, die den Generator antreibt, korrodieren könnten. Der Dampf kann somit direkt auf die Turbine geleitet werden. In Lardarello (IT) werden solche sehr effizienten Trockendampfanlagen betrieben (Abb. 24–26).

Bei einer Nassdampfanlage tritt ein zwischen 180 °C und 300 °C heisser Nassdampf aus dem Erdreich aus. Da der Dampf nass und korrosiv ist, muss ein Separator vor die Turbine geschaltet werden, welcher die korrosiven Töpfchen separiert. Nach dieser Separation wird der nun trockene Dampf auf die Turbine geleitet. In Olkaria in Kenia werden solche Anlagen betrieben.

Abb. 24: Druckregulierung im geothermischen Kraftwerk Sasso II in Larderello – 16 MWe / Foto: M. Eberhard

Abb. 25: Turbinen-Generatorübergang beim geothermischen Kraftwerk Sasso II in Larderello – 16 MWe / Foto: M. Eberhard

Abb. 26: Transformator und Stromverteilung im geothermischen Kraftwerk Sasso II in Larderello / Foto: M. Eberhard

Wenn die aus dem Erdreich austretenden Temperaturen nicht so hoch sind, wie es z. B. bei den weiteren Anlagen in Europa der Fall ist, tritt der korrosive Dampf mit Temperaturen zwischen knapp 100 °C und 180 °C aus. Aufgrund der niedrigeren Temperaturen wird ein Wärmetauscher zwischen den Förderbrunnen und die Turbine geschaltet (Abb. 23). Dabei wird die Wärme vom Förderbrunnen über diesen Wärmetauscher an ein niedriger siedendes Medium abgegeben, welches dann die Turbine antreibt. Als Medien werden hierbei beim ORC *(Organic-Rancine-Cycle-System)* Penten und Pentan und bei der Kalina-Anlage ein Ammoniak-Wasser-Gemisch verwendet. Die Kalina-Anlage kann schon ab Temperaturen von 100 °C noch effizient betrieben werden [4]. Das Ammoniak-Wassergemisch kann bei sich verändernden Fördertemperaturen noch angepasst werden, während bei der ORC-Anlage die einmal definierte Zusammensetzung auch bei sich verändernden Fördertemperaturen beibehalten werden muss. Dies ist in bestimmten Fällen, bei welchen sich die Fördertemperaturen nach der Inbetriebsetzung noch verändern, ein Nachteil. Die restliche Wärme nach der Stromproduktion wird idealerweise in ein Fernwärmenetz eingespeist, sodass man einerseits die Restwärme zur Beheizung von Gebäuden nutzt und das Delta T zwischen der Förderung und der Rückspeisung möglichst gross ist und so die grösstmögliche Effizienz der Anlage erreicht wird.
Trotz mehrerer Versuche, welche die Stromerzeugung mit Geothermie beabsichtigen oder beabsichtigten, existiert in der Schweiz zurzeit noch kein solches geothermisches Kraftwerk. Das petrothermale *Deep-Heat-Mining-Projekt* in Kleinhüningen in Baselstadt, welches die Gewinnung von Strom und Wärme aus

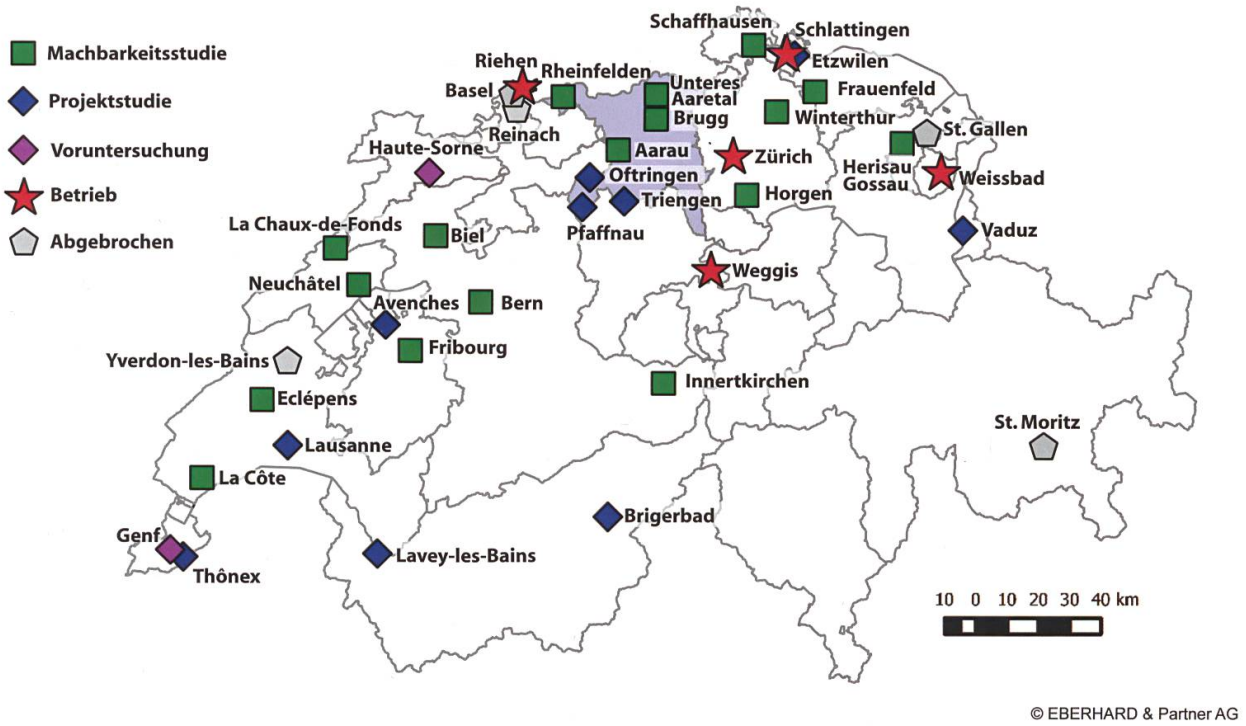
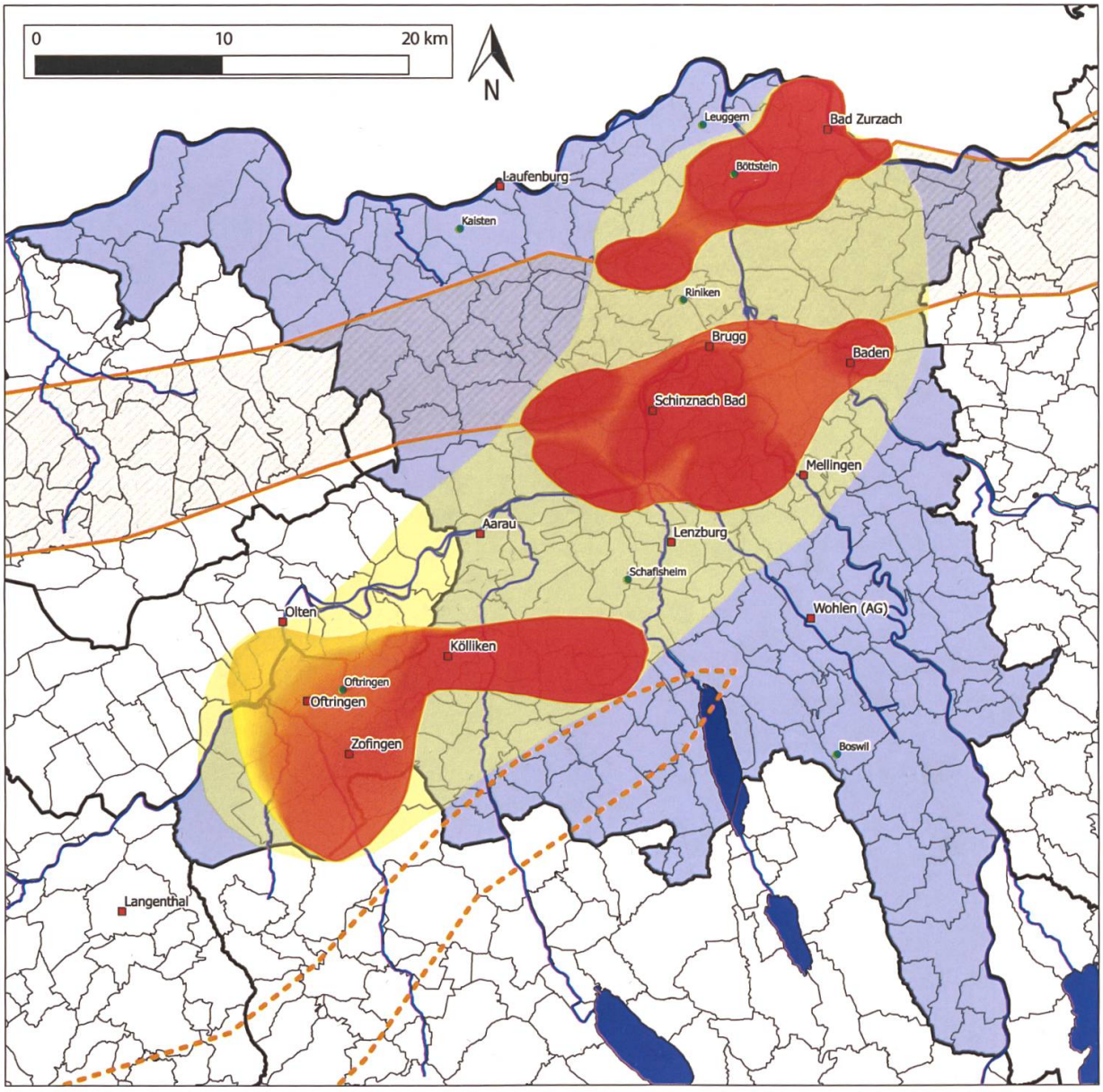


Abb. 27: Aktuelle Tiefengeothermieprojekte in der Schweiz

geothermischer Energie beabsichtigte, musste im Jahr 2010 aufgrund starker Erschütterungen während der Erschliessung des Wärmereservoirs im Untergrund auf 5000 m abgebrochen werden [19]. Beim geplanten hydrothermalen *Geothermieprojekt in St. Gallen* führte im Jahre 2013 ein Erdgaseintritt in 4400 m Tiefe zuerst zu einem Unterbruch der Arbeiten. Das aus der Bohrung austretende Gas musste hierbei mit grossem Wasserdruck in das Gestein zurückgedrängt werden. Die Folge davon waren starke Erschütterungen des Untergrundes, welche die Bevölkerung der Stadt St. Gallen verunsicherten. Zum definitiven Abbruch des Projektes im Jahre 2014 führte jedoch das zu geringe Tiefenwasservorkommen, das lediglich 10% des benötigten Wasservorkommens aufwies [20]. Weitere Projekte wie das geplante petrothermale *Projekt im jurassischen Haute-Sorne,* bei welchem mittels 5000 m tiefer Bohrungen sowohl Strom erzeugt als auch Wärme (Kraftwärmekopplung) verteilt werden soll, sind in der Planung (Abb. 27) [13].



In der Absicht, bis im Jahr 2020 im Kanton Aargau ein geothermisches Kraftwerk zu realisieren, wurde im Mai 2010 der *Verein Geothermische Kraftwerke Aargau (VGKA – www.vgka.ch)* gegründet. Der Verein beabsichtigt auf dem Fundament seiner Fachkompetenz mit Öffentlichkeitsarbeit die Entscheidungs- und Verantwortungsträger im Kanton Aargau für die Realisation solcher geothermischer Kraftwerke zu überzeugen und im Sinne der eidgenössischen Energiestrategie 2050 die zukünftige Energieversorgung zu sichern.

Wie schon in Kapitel 2 erwähnt, ist der Kanton Aargau im Bereich des Nordschweizer Permokarbontroges, an welchem der kristalline Untergrund gestört und in grössere Tiefe abgesackt ist, speziell für die Tiefengeothermie bzw. für die Realisierung eines geothermischen Kraftwerkes zur Stromerzeugung und Wärmeverteilung geeignet. Weitere solcher Permokarbontröge werden im südlichen Teil des Kantons vermutet [25]. Vor allem die Randbereiche dieser Tröge sind interessant, da in diesen Zonen grössere Störungen vermutet werden, in welchen die Wärme aus dem tieferen Untergrund relativ verlustfrei durch zirkulierendes Tiefenwasser weiter nach oben transportiert wird (Abb. 6, 7) [35, 36]. Mehrere Machbarkeitsstudien am Jura Südfuss (Region Oftringen, Aarau) und dem unteren Aaretal (Brugg bis Zurzach) haben nachgewiesen, dass vor allem der Raum um Brugg für ein solches erstes Werk prädestiniert wäre [3, 4, 5, 27, 28]. Im Gegensatz zum Norden des Kantons, wo der kristalline Untergrund ebenfalls stark gestört ist und in diesen Zonen viel warmes Wasser zirkuliert, liegen hier die gestörten Zonen viel tiefer im Untergrund und sind zudem durch den während der Alpenfaltung darüber geschobenen Sedimentmantel vor dem Eindringen kälteren Wassers geschützt. Während sich somit die warmen Wässer im Norden der Schweiz aufgrund des zu niedrigen Temperaturniveaus «nur» für Thermalbäder bzw. für die Wärmeversorgung eignen (Rheinfelden, Bad Säckingen, Zurzach etc.) liegt das Temperaturniveau in diesen tieferen Zonen höher. Eine im Bereich von Birr-Lupfig in die vermuteten wasserführenden Schichten abgelenkte 4000 m tiefe Bohrung dürfte auf ein Temperaturniveau von 150 bis 170 °C stossen [4]. Dieses Temperaturniveau würde sowohl für die

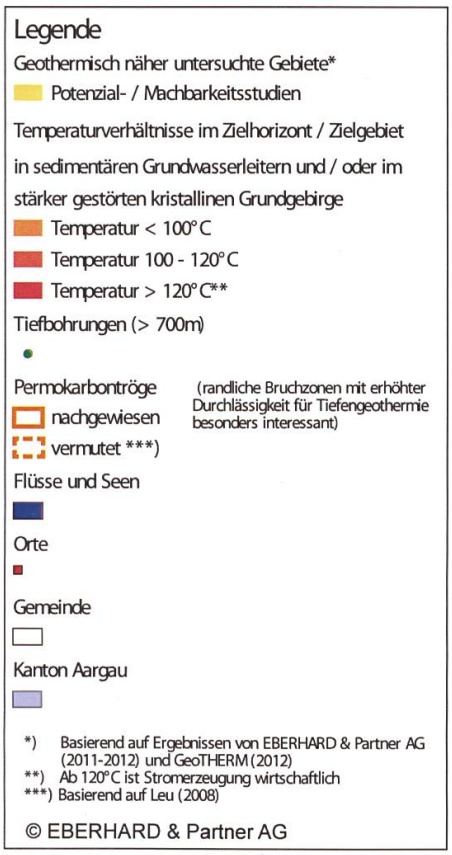


Abb. 28: Eignungspotenzial eines geothermischen Kraftwerks im Kanton Aargau

Stromerzeugung als auch für eine nachgeschaltete Wärmeverteilung ausreichend sein (Kraftwärmekopplung). Die prosperierende Gegend um Birr-Lupfig, in welcher sich in letzter Zeit viele neue Firmen wie ABB Schweiz, Alstom (Schweiz AG), Sika Schweiz, Hiestand etc. angesiedelt haben, könnte künftig sowohl mit Geothermiestrom versorgt als auch relativ verlustfrei mit Wärme beliefert werden. In naher Zukunft könnten zudem die schon bestehenden Fernwärmenetze Refuna und Untersiggenthal mit den entsprechenden Anpassungen an das System angeschlossen werden. Die für die Betreibung eines solchen geothermischen Kraftwerks notwendigen Tiefbohrungen sollten in erster Linie auf die petrothermale Gewinnung der Tiefenwärme ausgerichtet werden. Bei dieser Vorgehensweise kann man flexibel auf die jeweils angetroffenen hydrogeologischen Verhältnisse (Kluftwassergrösse) im Untergrund reagieren und somit eine möglichst grosse Planungssicherheit erreichen. Aufgrund der positiven Resultate der realisierten Machbarkeitsstudien könnten weitere Werke im Raum Oftringen über Aarau, Lenzburg, Brugg bis südlich von Zurzach folgen. Hierzu müsste allerdings auch die Bereitschaft in der Bevölkerung vorhanden sein, in Zukunft auf solche alternative Energieträger zu setzen, endsprechend Geld zur Verfügung zu stellen und sich nicht vor Rückschlägen entmutigen zu lassen [22]. Das grundlastfähige Potenzial ist vorhanden, wir müssen nur den Mut aufbringen, es uns zu erschliessen.

5. Nutzungs- und Interessenskonflikte

1. Oberflächennahe geothermische Anlagen

Aufgrund der vermehrten Nachfrage solcher alternativer Systeme kommt es schon heute zu Nutzungs- und Interessenskonflikten.

Bei der Realisation von Grundwasser-Wärmepumpenanlagen ist man auf die sich vorwiegend im Bereich der Täler befindenden Schottergrundwasservorkommen angewiesen (Abb. 11). Das Wasser dieser Grundwasservorkommen stammt von Meteorwasser, welches direkt in den Talanlagen versickert oder von den Talflanken zufliesst und sich an den tiefsten Stellen des Geländes anreichert (Abb. 12). Da immer mehr natürliche Flächen durch neu erstellte Gebäude und Strassen versiegelt und somit der natürlichen Grundwasseranreicherung durch die Einleitung des Wassers in die Kanalisation entzogen werden, kann sich im Untergrund nur noch bedingt neues Grundwasser anreichern. Zudem steigt durch den ständigen Bevölkerungszuwachs die Nachfrage an Grundwasser für unsere Trinkwasserversorgung stark an. Die Klimaveränderung mit ihren zunehmend extremen Wetterbedingungen bzw. verstärkten Trockenperioden trägt hierzu noch bei. Mit der generellen Entwässerungsplanung (GEP) versucht man diesen Tendenzen entgegenzuwirken, indem dort, wo es möglich ist, das saubere Dachwasser in den Untergrund versickert wird. Trotzdem ist festzustellen, dass der Grundwasserspiegel in den letzten Jahren ständig abgesunken ist. In grossen, mächtigen Grundwasserkörpern wie

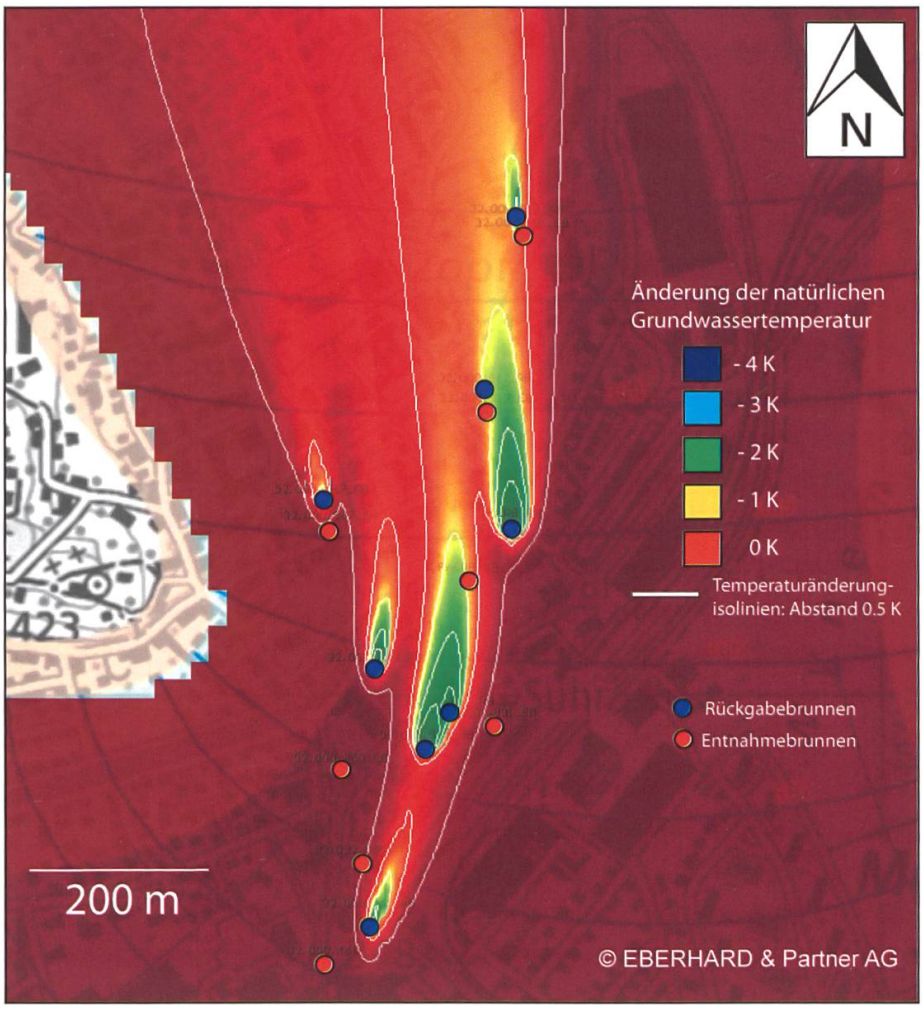


Abb. 29: Grundwasser-Modflow-Modellierung im Bereich Suhr (AG)

z. B. dem Aaregrundwasserstrom, wo Mächtigkeiten bis zu 30 m und mehr vorliegen, ist die Situation noch nicht dramatisch. An Orten mit geringmächtigen, durch die Talflanken eng begrenzten Grundwasservorkommen sind bereits jetzt Engpässe vorhanden. Durch den zunehmenden Bedarf an Grundwasser-Wärmepumpenanlagen verschärft sich die Situation in diesen Gegenden in Zukunft noch. Mit gesamtheitlichen Bedarfsabklärungen und darauf basierenden Grundwassermodellierungen können nachbarschaftliche Nutzungskonflikte, wie die gegenseitige Beeinflussung der Anlagen und somit eine eingeschränkte Effizienz der Anlagen oder gar die Übernutzung des Grundwasserkörpers, durch eine optimierte Platzierung der Entnahme- und Rückgabebrunnen vorzeitig ausgeräumt werden (Abb. 29). Die Tendenz zu immer grösseren Fernwärmeanlagen (z. B. in Aarau mit seinen grossen Grundwassersystemen Kasino, Torfeld und weiteren geplanten Anlagen) dürfte auch bei den grossen Grundwasserkörpern langfristig zu einer Übernutzung derselben bzw. zu immer grösseren Nutzungskonflikten führen.
Wie bei der Nutzung des Grundwassers ist auch bei den Erdsonden-Wärmepumpenanlagen eine immer stärkere Nutzung des Untergrundes zu Wärmezwecken festzustellen. Im Zuge der verdichteten Bauweise kommen diese Anlagen immer näher beieinander zu liegen. Die Gefahr der gegenseitigen Beeinflussung der An-

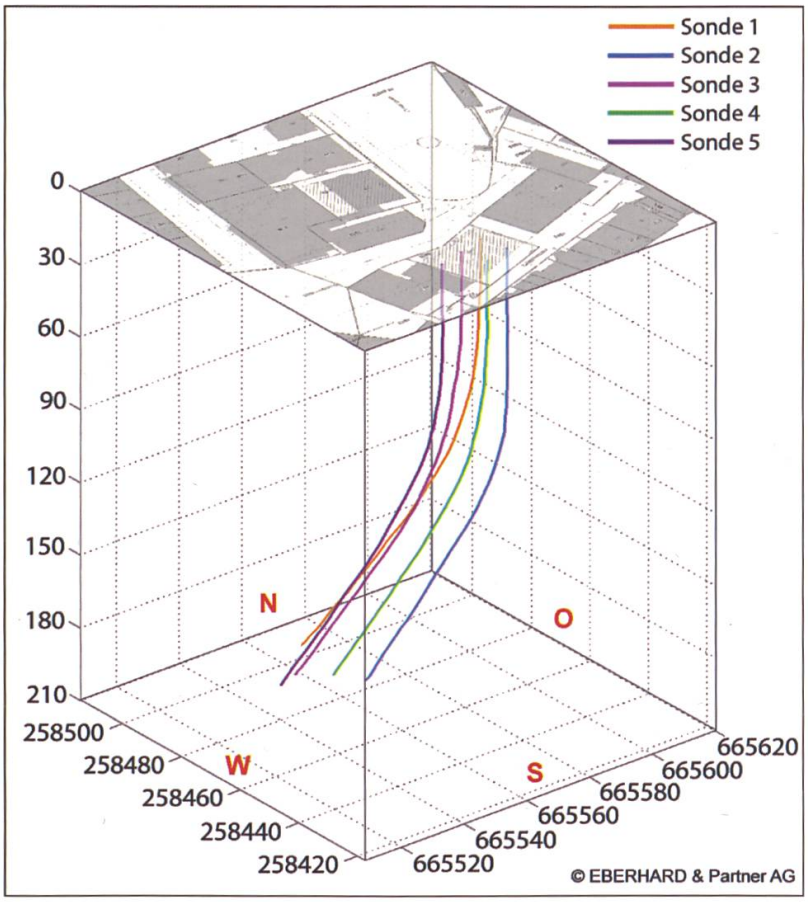


Abb. 30: Annäherung der Erdsonden in der Tiefe (DeepDrifter®-Vermessung)

lagen steigt somit an. Da die Erdsondenbohrungen zudem nicht wie die Tiefbohrungen in der Richtbohrtechnik ausgeführt werden, bei welchen man jederzeit bei einem Verlassen des idealen Bohrverlaufs eingreifen kann, verlaufen diese Bohrungen nur in den seltensten Fällen wie beabsichtigt vollkommen vertikal in die Tiefe. Sie weisen je nach Verrohrungstiefe, geologischem Schichtenaufbau, Störungen im Untergrund, Bohrmeisselwahl, Pressdruck etc. eine kleinere oder grössere Abweichung aus der Vertikalen (Drift) auf (Abb. 30, 31). Auch wenn bedingt Einflussnahmen wie der Einsatz von Schwerstangen möglich sind, werden diese in den seltensten Fällen auch eingesetzt. Die Konsequenz daraus ist, dass der Bohrverlauf und die anschliessend in die Bohrung eingeführte Sonde mehrere Meter bis Zehnermeter von der Vertikalen abweicht. Die Folge davon kann sein, dass bei Erdsondenfeldern die Sonden in der Tiefe einander sehr nahe kommen, sich somit gegenseitig beeinflussen und in der Folge die Wärmeentzugsleistungen reduziert werden. In den schlechtesten Fällen treffen sich die Sonden sogar, sodass nachgebohrt werden muss. In vielen Fällen werden die Bohrungen relativ nahe an Grundstücksgrenzen gesetzt, sodass mit einem Wegdriften der Bohrung unter nachbarschaftliche Grundstücke gerechnet werden muss (Abb. 31). Im Hinblick darauf, dass auch der Nachbar in ferner Zukunft einmal eine Erdsondenanlage erstellen möchte, sind nachbarschaftliche Konflikte vorprogrammiert. Um in dieser Sachlage Sicherheit zu haben, empfiehlt es sich die Sonden mit dem *DeepDrifter®-System* vermessen zu lassen, sodass die Sondenspur in der Horizontalen und Vertikalen vermessen wird

[7, 9, 10, 40]. Der genaue Verlauf der Sonde und in welche Richtung sie abgelenkt ist, sind dadurch erkennbar. Im Kanton Aargau besteht seit dem Jahr 2013 ein Gesetz, welches vorschreibt, dass jede Sonde ab 100 m Tiefe vermessen werden muss (siehe Kapitel 6) [21]. In anderen Kantonen ist man dahingehend noch nicht so weit. Entsprechende Vorbereitungen sind jedoch zurzeit im Gange.

2. Mitteltiefe und tiefe geothermische Anlagen

Im Gegensatz zu den flachen geothermischen Anlagen, bei welchen die Bohrungen ohne Massnahmen hinsichtlich deren Ablenkung aus der Vertikalen erfolgen und somit eine kleinere oder grössere Drift aufweisen, werden bei den mitteltiefen und tiefen geothermischen Anlagen die Bohrungen mittels der Richtbohrtechnik ausgeführt. Durch diese Technik wird eine unbeabsichtigte Ablenkung aus der Vertikalen verhindert [33]. Wie im Falle der mitteltiefen Bohrung in Schlattingen (Abb. 15, 16) oder der tiefen Bohrung in St. Gallen ist es heute aber gerade das Ziel, dass eine Ablenkung aus der Vertikalen erfolgt. Mit dieser beabsichtigten Ablenkung wird es möglich, länger in den anvisierten geklüfteten Gesteinsverbänden zu ver-

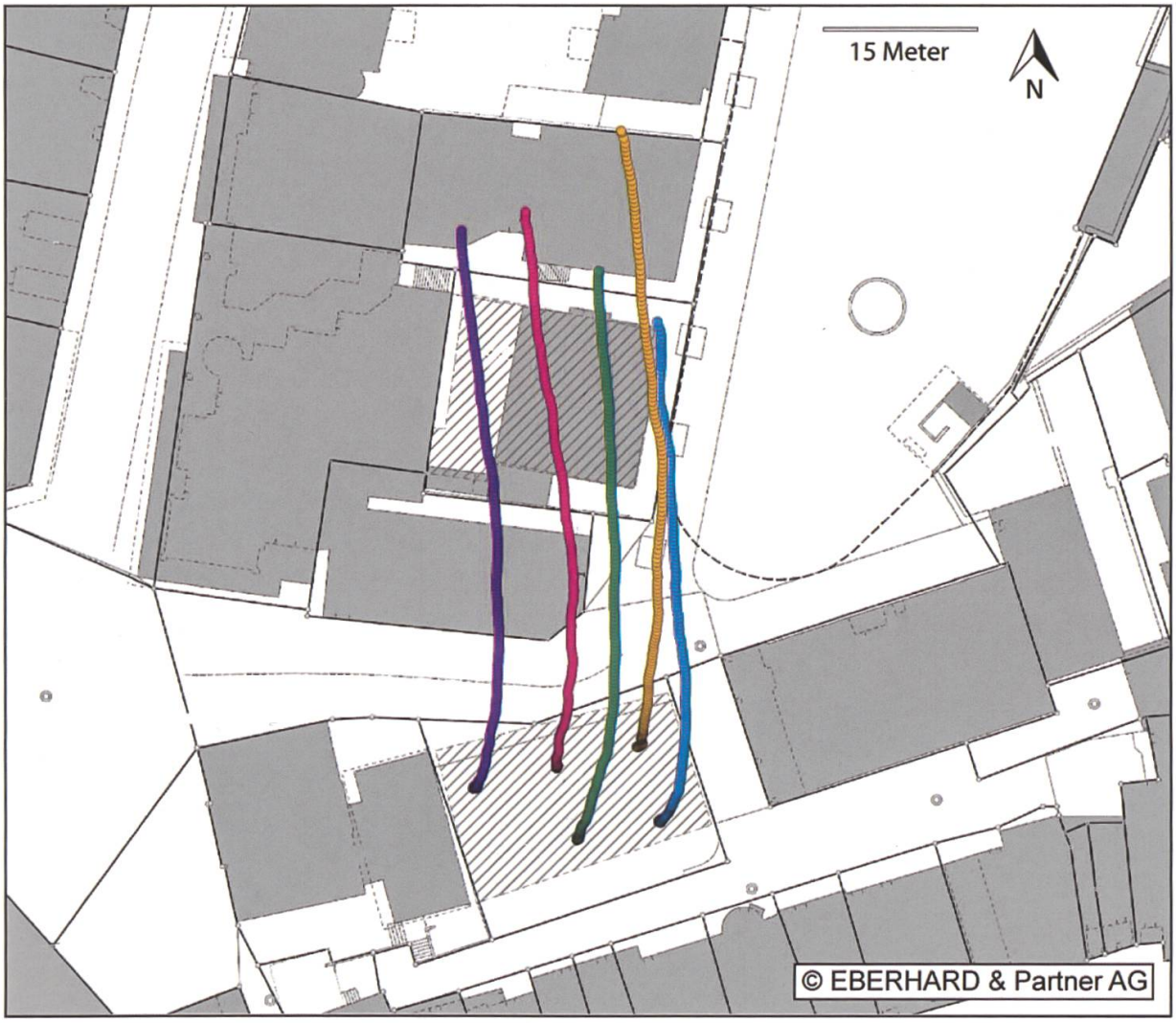


Abb. 31: Drift über mehrere Nachbarzellen hinweg (DeepDrifter®-Vermessung)

bleiben und dadurch die Wasserförderleistung zu erhöhen. Durch diese bewusste Ablenkung werden jedoch im Untergrund allenfalls mehrere fremde Grundstücke gequert, wodurch deren Besitzer in den zukünftigen Planungen eingeschränkt werden können. Im Zuge allfälliger weiterer projektierter Nutzungen des Untergrundes wie dem Abbau von Bodenschätzen wie Kies oder Kohlenwasserstoffen, der Realisierung von Tunnelprojekten, der Verlegung von Höchstspannungsleitungen, der Gasspeicherung, der Entsorgung von radioaktiven Stoffen etc. ist es wichtig, den genauen Verlauf der Bohrungen aufzuzeichnen, um künftigen Nutzungskonflikten vorzeitig entgegenwirken zu können.

6. Gesetzliche Regelungen im Kanton Aargau

1. Oberflächennahe Anlagen

Im Kanton Aargau sind gemäss dem Einführungsgesetz zur Bundesgesetzgebung über den Schutz von Umwelt und Gewässer (EG UWR, Artikel 15) Bohrungen jeder Art bewilligungspflichtig. Seit dem 1. März 2013 müssen zudem Bohrungen mit einer Tiefe von mehr als 100 m bezüglich ihrer seitlichen Abweichung vermessen werden [21]. In einer Übergangsregelung hat der Kanton jedoch beschlossen, dass nur Bohrungen ab einer Tiefe von 200 m vermessen werden müssen. Erst ab dem 1. Oktober 2016 müssen alle Bohrungen, welche tiefer als 100 m sind, vermessen werden.

2. Mitteltiefe und tiefe geothermische Anlagen

Das am 19. Juni 2012 erlassene Gesetz über die Nutzung des tiefen Untergrunds und die Gewinnung von Bodenschätzen (GNB) im Kanton Aargau regelt alle Bewilligungen für Bohrungen, welche tiefer als 400 m in den Untergrund reichen [23]. Erdwärmesonden bis zu einer Tiefe von 400 m benötigen keine Konzession. Sie werden gemäss den Vorschriften des Umweltrechts bewilligt [21].

7. Risiken und Chancen der Tiefenwärmeerschliessung

Bei den oberflächennahen geothermischen Anlagen liegen die Risiken durch die zunehmende Inanspruchnahme dieser Ressource auf den Nutzungskonflikten. Sowohl bei den Grundwasser- wie den Erdsondenanlagen steht die gegenseitige Beeinflussung nachbarschaftlicher Anlagen, welche mit einer möglichen Effizienzeinbusse einhergeht im Vordergrund. Zunehmend tritt vor allem bei den Grundwasseranlagen auch eine Übernutzung der Ressource und bei den Erdsonden eine Unterquerung nachbarschaftlicher Grundstücke in den Fokus. Durch eine seriöse Planung und Nachkontrolle der Anlagen lassen sich grössere Konflikte jedoch vermeiden.

Bei den mitteltiefen und tiefen hydrothermalen Anlagen, liegt das grösste Risiko im Verfehlen eines genügend grossen Wasserreservoirs bzw. konstanten Fördervolumens im Untergrund. Ebenso von grosser Bedeutung ist die chemische Zusammensetzung des geförderten Tiefenwassers. Ein hoch mineralisiertes bzw. korrosives Tiefenwasser kann die eingesetzten Werkstoffe schon nach kurzer Zeit stark angreifen, wodurch sie schon bald wieder ersetzt werden müssen und dadurch ein hoher Materialverschleiss und entsprechend Kosten verursachen. Beim Niederbringen von so tiefen Bohrungen besteht zudem immer die Gefahr, auf ein explosives Gasgemisch zu treffen. Relativ risikolos sind die jeweils angestrebten Temperaturen, da der geothermische Tiefengradient zuverlässig ist bzw. in den meisten Fällen einem Minimalwert entspricht.
Bei den mitteltiefen petrothermalen Anlagen, bei welchen geschlossene Erdsonden versetzt werden, ist das Risiko eines Fehlschlags relativ klein, da zum vornherein mit gut voraussagbaren Parametern gerechnet werden kann.
Bei solchen mitteltiefen und tiefen petrothermalen Anlagen, bei welchen kein natürliches Tiefenwasser vorhanden ist, jedoch aktiv kaltes Wasser in den Untergrund eingegeben wird, sich im hydraulisch stimulierten Bereich erhitzt und in einem Förderbrunnen wieder an die Oberfläche gelangt, besteht vor allem zum Zeitpunkt der Stimulierung des Untergrundes ein Erschütterungsrisiko. Die Stimulierung erfolgt neuerdings in mehreren Schritten während des Niederbringens der Tiefbohrungen, sodass sich die Erschütterungen auf einen eng begrenzten Raum beschränken und nicht wie in Basel auf einen Schlag erfolgen und dadurch eine viel grössere Magnitude resultiert [13].
Die hier aufgezeigten Risiken überwiegen bei weitem nicht die Chancen, welche sich durch den vermehrten Einbezug der Geothermie zur Wärmeversorgung und Stromerzeugung eröffnen. Die oberflächennahen Anlagen haben in den letzten Jahren einen Siegeszug erfahren, sodass heute bei Neubauten nur noch selten konventionelle Heizsysteme wie Ölheizungen eingesetzt und bei Altbauten auf diesen Heizbetrieb umgerüstet werden. Auch bei diesen oberflächennahen Anlagen liegt uns eine Energie vor, welche durch einen immer geringer werdenden Strominput sehr kostengünstig und umweltfreundlich zur Verfügung steht. Durch den regelrechten Boom sind jedoch Engpässe entstanden, welche durch eine minutiöse Planung und Überprüfung der Ausgangsparameter auch in Zukunft gemeistert werden können.
Bei den mitteltiefen, für eine Fernwärmeverteilung geeigneten und besonders bei den tiefen, in erster Linie für die Stromerzeugung geplanten geothermischen Kraftwerkanlagen (Kraftwärmekopplung) sind hinsichtlich der optimalen, risikoarmen Erschliessung des Tiefenwärmepotenzials noch einige Herausforderungen zu meistern [18]. Das Erdwärmepotenzial, das unserer Erschliessung noch harrt, ist jedoch riesig und vor allem der Kanton Aargau ist für diese Erschliessung bestens geeignet. Diese einheimische geothermische Energie ist nachhaltig. Bei den künftig geplanten geothermischen Kraftwerken, welche für die Stromerzeugung und Wärmeverteilung vorgesehen sind, ist zu beachten, dass diese CO_2-neutrale Energiequelle dereinst Bandenergie liefern kann und somit keine saisonalen Engpässe aufweisen wird. Die

Energie kann nahe beim Verbraucher bezogen werden, so dass lange Versorgungswege und die Auslandabhängigkeit entfällt. Zudem braucht eine solche Kraftwerkanlage sehr wenig Platz und kann somit platzsparend erstellt werden.

8. Literaturverzeichnis

[1] BODMER, PH. ET AL. (1982): Geothermal exploration in the hot spring area Baden-Schinznach, Switzerland; Contribution no. 323. Zürich: Institut of Geophysics ETH Zürich, 241–248.
[2] BURGER, H. (2011): Die Thermalwässer und Mineralwässer im Kanton Aargau und seiner näheren Umgebung. Mitt. Aarg. Natf. Ges., Bd. 37,91–111.
[3] EBERHARD & PARTNER AG. (2011): Machbarkeitsstudie Geothermisches Kraftwerk im Raum Aarau (AG) (Region Erlinsbach – Aarau – Teufenthal), Abschlussbericht, 08. 08. 2011.
[4] EBERHARD & PARTNER AG. (2011): Machbarkeitsstudie Tiefengeothermie im Raum Brugg (AG) (Region Rupperswil – Mägenwil – Untersiggenthal), Abschlussbericht, 30. 09. 2011.
[5] EBERHARD & PARTNER AG. (2011): Machbarkeitsstudie Tiefengeothermie im Raum Oftringen (AG) Region Kölliken – Oftringen – Reiden, Abschlussbericht, 27. 11. 2011.
[6] EBERHARD & PARTNER AG. (2013): Thermalwasserbohrung Engerfeld, Istzustandserhebung der im Jahre 1983 ausgebauten Bohrung, 15. Dezember 2013.
[7] EBERHARD, M., FUCHS F. (2015): Erfahrungen mit Erdwärmesonden im Kanton Aargau. Schweizer Baujournal – SBJ 5/2015, 70–71.
[8] EBERHARD, M., REYES-TRÜSSEL, B. (2014): Bohrung Rheinfelden, Kanton gewährt Potenzialabschätzungen. GÉOTHERMIE.CH, Nr. 57, 22–23.
[9] EBERHARD, M., SACHS, O. (2012): DeepDrifter – neues räumliches Vermessungssystem von bestehenden Erdwärmesonden. Umwelttechnik Schweiz 10–11/12.
[10] EBERHARD, M. & SACHS, O. (2012): Qualitätssicherung Erdwärmesonden: Lage, Effizienz und Qualität der Hinterfüllung. HK-Gebäudetechnik 8/12, 34–36.
[11] FLURY, ST. (2002): Bad Schinznach, Wärmegewinnung aus Thermalwasser S3, Schlussbericht Mai 2002. BfE DIS-Projekt Nr. 22 939.
[12] FRIEG, B. (2013): Bohrungen Schlattingen, Auch beim zweiten Anlauf fliesst Warmwasser. GÉOTHERMIE.CH, Nr. 55, 23–24.
[13] GEO-ENERGIE SUISSE AG. HTTP://www.geo-energie.ch/de/projekte/hautesorne.php (13. 11. 2015).
[14] GÉOTHERMIE.CH. (2008): Erdwärmenutzung – Möglichkeiten und Perspektiven. Umwelttechnik Schweiz, 6/08, 12–13.
[15] —. WWW.GEOTHERMIE.CH/INDEX.PHP?P=EXAMP_THERMALWATER (13. 11. 2015).
[16] HÄRING, M. O. (1997): Geothermie-Sondierbohrung Schinznach Bad S3, Schlussbericht.
[17] —. HTTP://www.bad-schinznach.ch/wp-content/uploads/BSAG_Bohrprofil_S3.pdf 1997 (13. 11. 2015).
[18] HIRSCHBERG, S., WIEMER, S. & BURGHERR, P. (2015): Energy from the Earth; Deep Geothermal as a Resource for the Future? Zentrum für Technologiefolgen-Abschätzung.
[19] INFO-GEOTHERMIE.CH. HTTP://www.info-geothermie.ch/index.php?id=105 (13. 11. 2015).
[20] —. HTTP://www.info-geothermie.ch/index.php?id=94 (13. 11. 2015).
[21] KANTON AARGAU (2007): Einführungsgesetz zur Bundesgesetzgebung über den Schutz von Umwelt und Gewässer (EG Umweltrecht, EG UWR) vom 4. September 2007 (Stand 1. März 2013).
[22] KANTON AARGAU (2015): Energie Strategie Kanton Aargau energieAARGAU. Departement Bau, Verkehr und Umwelt, Beschlüsse vom Grossen Rat am 2. Juni 2015.
[23] KANTON AARGAU (2012): Gesetz über die Nutzung des tiefen Untergrunds und die Gewinnung von Bodenschätzen (GNB) vom 19. Juni 2012 (Stand 1. März 2013).

[24] LAUBSCHER, H.P. (2006): Zur Geologie des Erdbebens von Basel 1356. Basel: 184. Neujahrsblatt, 207–229, Schwabe Verlag.
[25] LEU, W. (2008): Permokarbon-Kartenskizze (Rohstoffe), Kompilation eines GIS-Datensatzes auf der Basis von bestehenden Unterlagen (Bereich Schweizer Mittelland), Arbeitsbericht NAB 08–49.
[26] LEUSCHNER, U. HTTP://www.udo-leuschner.de/basiswissen/SB112–02.htm (13. 11. 2015).
[27] MATOUSEK, F., FISCH, H.-R. & HUBER, M. (2012): Das Untere Aaretal – ein Baustein im geothermischen Standortpuzzle der Schweiz. Kongress-Bibliothek GeoTHERM Offenburg, http://www.geotherm-offenburg.de/de/kongresssecured (Website accessed 09–12–2014).
[28] MEDICI, F., RYBACH, L. (1995): Geothermal map of Switzerland 1:500'000 (Heat Flow Density). Beitr. Geol. Schweiz, Ser. Geophys. Nr. 30, Schweiz. Geophys. Komm.
[29] NAEF, H. & MADRITSCH, H. (2014): Tektonische Karte des Nordschweizer Permokarbontrogs: Aktualisierung basierend auf 2D-Seismik und Schweredaten, Arbeitsbericht NAB 14–17.
[30] NAGRA (2014): SGT Etappe 2: Vorschlag weiter zu untersuchender geologischer Standortgebiete mit zugehörigen Standortarealen für die Oberflächenanlage, Geologische Grundlagen, Dossier II, sedimentologische und tektonische Verhältnisse, Technischer Bericht 14–02, Dezember 2014.
[31] NAGRA (2014): SGT Etappe 2: Vorschlag weiter zu untersuchender geologischer Standortgebiete mit zugehörigen Standortarealen für die Oberflächenanlage, Geologische Grundlagen, Dossier VII Nutzungskonflikte, Technischer Bericht 14–02, Dezember 2014.
[32] NAGRA (2008): Vorschlag geologischer Standortgebiete für das SMA- und das HAA-Lager: Geologische Grundlagen (Text- und Beilagenband). Nagra Techn. Ber. NTB 08–04.
[33] REICH, M. (2011): Auf Jagd im Untergrund. add-books.
[34] RYF, W. (1983): Thermalwasserbohrung 1983 Engerfeld, Rheinfelden (Auszug aus dem Gesuch um Bewilligung von Auslauf-Versuchen). Zürich und Baden: Geologisches Büro Dr. Heiner Jäckli AG, 43–52.
[35] VGKA, VEREIN GEOTHERMISCHE KRAFTWERKE AARGAU (2012): Geothermische Möglichkeiten im Kanton Aargau, Übersichtskarte und Erklärungen rund um die Geothermie. Druckerei AG Suhr.
[36] VGKA, VEREIN GEOTHERMISCHE KRAFTWERKE AARGAU (2014): Geothermische Voraussetzungen der Schweiz: http://www.vgka.ch/Fakten/ Geothermische Voraussetzungen (Website accessed 09–12–2014).
[37] —. WWW.INFO-GEOTHERMIE.CH/INDEX.PHP?ID=96 (13. 11. 2015).
[38] WÄRMEVERBUND RIEHEN AG. WWW.ERDWAERMERIEHEN.CH/DE/GEOTHERMIE/INDEX.PHP (13. 11. 2015).
[39] ZIEGLER, P.A. WWW.OBERRHEINGRABEN.DE/TEKTONIK/EKG.HTM (13. 11. 2015).
[40] EBERHARD, M. (2016): DeepDrifter® ermöglicht Vermessung des tatsächlichen Erdsondenverlaufs. HK-Gebäudetechnik 2/16, 56–59.

Der Autor ist langjähriger Inhaber eines auf geothermische Sachfragen spezialisierten Unternehmens und Mitbegründer des Vereins Geothermische Kraftwerke Aargau (VGKA). Es ist ihm ein Anliegen, die Verwendungsmöglichkeiten der Geothermie im Kanton Aargau einem breiten Interessenkreis darzulegen.

Adresse des Autors:
Dr. Mark Eberhard
EBERHARD & Partner AG
General Guisan-Strasse 2
5000 Aarau
eberhard@eberhard-partner.ch