

Tiefengeothermie in Bayern

Forschungsprojekt Geothermie-Allianz Bayern



Geothermie-Allianz Bayern

Der Forschungsverbund der Geothermie-Allianz Bayern hat sich in seiner vierjährigen Projektlaufzeit von 2016 bis 2019 erfolgreich etabliert. Durch die interdisziplinäre Forschung von Ingenieuren und Geowissenschaftlern konnten in der Zusammenarbeit mit Geothermieranlagenbetreibern und Behörden wichtige Fragen im Bereich der Tiefengeothermie beantwortet werden. Durch hydrogeochemische Untersuchungen lässt sich die Bildung von nicht gewollten Ablagerungen quantitativ verstehen und geeignete Gegenmaßnahmen ergreifen. Im Bereich des Anlagenbetriebes konnten optimale Betriebsstrategien für Geothermiekraftwerke entwickelt werden, um so die Effizienz und damit die Wirtschaftlichkeit der Technologie zu steigern. Das geothermische Reservoir in Südbayern wurde hinsichtlich seiner Eigenschaften untersucht, wobei sich nun regionale Trends in der Fündigkeit erklären und mögliche Risiken, wie die induzierte Seismizität besser abschätzen lassen. Mit den durchgeführten Explorationsmaßnahmen in Nordost-Bayern konnten auch hier neue Einblicke in den Untergrund gewonnen werden und somit ein wichtiger Schritt für ein petrothermales Pilot-Projekt in Bayern gemacht werden. Darüber hinaus wurde der neue Joint-Degree-Masterstudiengang GeoThermie / GeoEnergie von FAU und TUM erfolgreich eingerichtet.

Inhalt

Einführung	Seite 2
Geothermie in Bayern	Seite 3
Projektkoordination	Seite 4
Reservoircharakterisierung im Molassebecken	Seite 5
Scalings im Thermalwasserkreislauf	Seite 7
Zustandsüberwachung und Effizienzsteigerung der Tauchkreiselpumpe	Seite 8
Effizienzsteigerung von Geothermiekraftwerken	Seite 9
Monitoring des Geothermie-Kraftwerks	Seite 11
Geothermie in Nordbayern	Seite 12
Masterstudiengang GeoThermie / GeoEnergie	Seite 14
Ausblick	Seite 14
Literatur	Seite 15

Einführung

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strom- und Wärmesektor ist eine der zentralen Herausforderungen, um die nötigen CO₂-Ziele zu erfüllen – Tiefengeothermie kann hierzu einen wichtigen Beitrag leisten, denn die Energie steht unter unseren Füßen quasi rund um die Uhr zur Verfügung. Die Nutzung der geothermischen Energie ist dabei technisch komplex und der Untergrund nicht leicht zu prognostizieren. Aus diesen Herausforderungen ergeben

sich zahlreiche wissenschaftliche Fragestellungen, die zur Beantwortung einer interdisziplinären Begleitforschung bedürfen.

Das Molassebecken in Bayern ist der Hotspot der tiefengeothermischen Nutzung in Deutschland. Unter dem Dach der Geothermie-Allianz Bayern (GAB) haben sich deshalb drei bayerische Universitäten, die Technische Universität München (TUM), die Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU) sowie die Universität Bayreuth (UBT) zusammengeschlossen, um sich vereint den offenen wissenschaftlichen Fragen anzunehmen. Gefördert wird das Verbundprojekt durch das Bayerische Ministerium für Wissenschaft und Kunst. Neben den Forschungsprojekten wurde eine Plattform zum Wissens- und Datentransfer zwischen Wissenschaft, Wirtschaft und Politik geschaffen. Der Bedarf im Bereich der Ausbildung qualifizierter Nachwuchskräfte wird über einen neu geschaffenen gemeinsamen Masterstudiengang „GeoThermie / GeoEnergie“ gedeckt.

Der ganzheitliche Forschungsansatz der GAB hat sich bewährt und ermöglicht eine enge Zusammenarbeit von Ingenieuren und Geowissenschaftlern und somit eine Betrachtung der Tiefengeothermie über die Grenzen der jeweiligen Teildisziplinen hinaus. Durch die Arbeit der GAB wird nicht nur die wissenschaftliche Community bereichert, sondern es werden konkret Lösungen für aktuelle Betriebsprobleme erarbeitet.

Diese Broschüre hat das Ziel die wichtigsten Forschungsergebnisse der GAB aus den jeweiligen Teilprojekten in komprimierter Form darzustellen, um einen Überblick über die Arbeiten zu gewinnen. Sie richtet sich an Forschungseinrichtungen, Anlagenbetreiber, Behörden, Planungsbüros, die Politik sowie interessierte Laien.

Geothermie in Bayern

Wie funktioniert Tiefengeothermie?

Bei der hydrothermalen Tiefengeothermie wird über Bohrungen heißes Wasser zur oberirdigen Geothermieanlage befördert. Die Bohrungen reichen dabei in Tiefen von bis zu 5 km. Mit Hilfe von elektrisch betriebenen Tauchkreislaspumpen wird das heiße Thermalwasser nach oben gepumpt. In der oberirdigen Anlage wird die Wärme aus dem Thermalwasser dann über Wärmetauscher an einen sekundären Kreislauf übertragen. Das abgekühlte Thermalwasser wird über eine zweite Tiefbohrung (Reinjektionsbohrung) wieder zurück in die ursprüngliche Gesteinsformation gepumpt und erwärmt sich dort wieder – es handelt sich bei der Tiefengeothermie also im weitesten Sinne um einen sich erneuernden Kreislauf (Abb. 1 a). Bei geothermischen Heizwerken wird die Wärme an ein Fernwärmenetz übertragen und versorgt so Haushalte, öffentliche Gebäude oder Industriegebäude mit Wärme. Liegen die Thermalwassertemperaturen über 100 °C lässt sich zudem Strom produzieren.

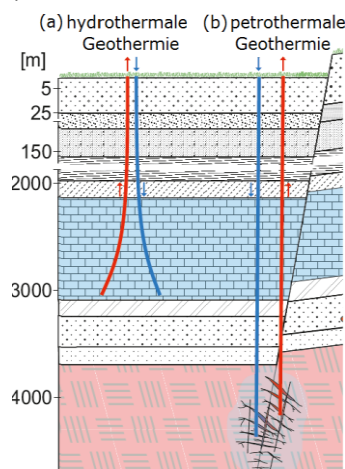


Abbildung 1: Vereinfachte Darstellung (a) hydrothormaler und (b) petrothormaler Nutzungssysteme.

Warum ist Bayern für hydrothermale Tiefengeothermie so gut geeignet?

Die Antwort auf diese Frage ist relativ einfach – es sind die geologischen Gegebenheiten im Süden von Bayern. Hier erstreckt sich südlich der Donau das sogenannte Molassebecken, wovon für die Tiefengeothermie die thermalwasserleitende Schicht des Malms Bedeutung hat. Die Sedimente des Oberjura tauchen als etwa 400 m dickes Gesteinspaket von der Oberfläche (ab der Donau) hin zu den Alpen in fast 6000 Meter Tiefe ab – als Frankenalb sind die Gesteinsschichten nördlich der Donau als Mittelgebirge an der Oberfläche aufgeschlossen. Die zunehmende Versenkung der Gesteine in Richtung Süden hat zur Folge, dass man zur Förderung der Thermalwässer, immer tiefer bohren muss. Belohnt werden die tieferen Bohrungen jedoch in aller Regel durch höhere Thermalwassertemperaturen, da diese im Mittel um etwa 30°C pro Kilometer Bohrtiefe zunehmen – einfach gesprochen bedeuten höhere Temperaturen auch eine höhere nutzbare Energie im Untergrund. Im Norden Bayerns fehlen diese

thermalwasserleitenden Schichten in entsprechenden Tiefen – es braucht also ein anderes Verfahren zur geothermischen Nutzung: Die sogenannte petrothermale Geothermie (Abb. 1 b). Das petrothermale tiefengeothermische Potential Nordbayerns bleibt bisher ungenutzt, da der Untergrund sowie dessen Eigenschaften bisher noch nicht ausreichend untersucht sind. Hier fehlt bislang eine tiefe Forschungsbohrung mit einem darauf aufbauendem Pilotprojekt. Die Explorationskampagne der GAB konnte hierfür erste Grundlagen für geeignete Standorte legen. Der petrothermalen Geothermie wird das größte Zukunftspotential zuerkannt (Jung et al., 2002; Jain et al., 2015).

Status Quo Tiefengeothermie in Bayern

Der Ausbau der Tiefengeothermie in Bayern ist erfolgreich, was anhand der zunehmenden Anzahl umgesetzter Projekte deutlich wird. In Südbayern wurden insgesamt 29 Tiefengeothermieprojekte realisiert (BVG, 2019). Davon werden aktuell 22 Anlagen betrieben, zwei Projekte befinden sich in der Konstruktionsphase (Stand April 2020). Dabei handelt es sich um 16 reine Wärmeprojekte, zwei reine Stromprojekte und vier kombinierte Wärme- und Stromprojekte. Vier Geothermieprojekte waren bislang nicht erfolgreich und befinden sich alle im Südwesten der Metropolregion München (Abb. 2).

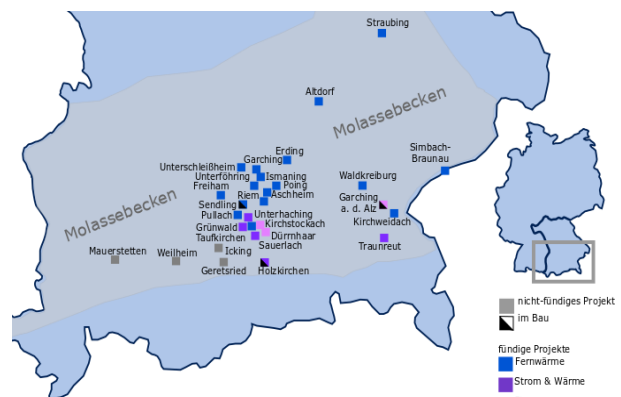


Abbildung 2: Übersicht der Tiefengeothermieprojekte in Bayern.

Die installierte tiefengeothermische Leistung in Bayern beträgt für Wärme ca. 296 MWth und für Strom 34 MWel (BVG, 2019). Für 2017 lagen in Bayern die Anteile erzeugter geothermischer Energie an der Wärmeerzeugung bei 0,5 % und bei der Stromerzeugung bei 0,16 % (StMWi Bayern, 2019).

67 % des Wärmebedarfs in der Metropolregion München könnten durch Tiefengeothermie abgedeckt werden

Studien der GAB zeigen auf, dass im Vergleich zur aktuellen Nutzung das Potential für die Stromversorgung durch Geothermie um ein vielfaches höher liegt (Eyerer et al., 2020). Ein noch weitaus höheres Potential weist die

Tiefengeothermie bei der direkten Wärmeversorgung auf. Am Beispiel der Metropolregion München zeigt sich, dass dort je nach Szenario bis zu 67 % des Wärmebedarfs durch hydrothermale Tiefengeothermie abgedeckt werden könnte (Molar-Cruz et al., 2020).

Warum ist die Energiewende eine Wärmewende?

Bislang wird die Energiewende zumeist durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien im Stromsektor vorangetrieben. Im Wärme- oder Verkehrssektor fallen die Fortschritte vergleichsweise ernüchternd aus - so stagniert der Anteil der Erneuerbaren Energien im Wärmesektor in Deutschland in den letzten Jahren bei etwa 14 % (Bayern 22 %) (AGEE-Stat., 2019). Aufgrund der vergleichsweise niedrigen Thermalwassertemperaturen in Deutschland, liegt die Stärke der Tiefengeothermie vor allem in der Bespeisung von Fernwärmenetzen und kann so insbesondere in Ballungszentren einen wichtigen Beitrag zur notwendigen Wärmewende leisten.

Die Bayerische Staatsregierung plant künftig die gesamte Energieversorgung durch Erneuerbare Energien sowie Gaskraftwerke abzudecken. Der Tiefengeothermie soll in dieser Strategie eine wichtige Rolle zukommen (StMWi, Bayern 2019a). Mithilfe eines Masterplans Geothermie plant Bayern langfristig rund 25 % des Wärmebedarfs durch Geothermie zu decken.

Projektkoordination

Koordiniert wird das Projekt der GAB an der Munich School of Engineering (MSE) der TUM. Eine der Hauptaufgaben der

Projektleitung ist der Austausch und die Zusammenarbeit mit Betreibern, Instituten und Behörden und der Aufbau einer umfangreichen Datenbank (Abb. 3). Bei den Daten handelt es sich um geologische Daten und Betriebsdaten, die in einer Vielzahl von wissenschaftlichen Projekten innerhalb der GAB genutzt werden, um praxisnahe Ergebnisse zu erzielen.

Wissenstransfer – eine zentrale Aufgabe der GAB

Die Projektkoordination garantiert durch die Organisation von Veranstaltungen und Workshops den steten Wissenstransfer zwischen Wissenschaft sowie Betreibern und Behörden. Ziel ist es also auch hier engen Kontakt zur Praxis zu gewährleisten. Weiterhin ist die GAB wichtiger Ansprechpartner in Fragen der Geothermie für Medien und die Öffentlichkeit. Vertretungsaufgaben in Gremien werden im Sinne der GAB durch die Projektkoordination ebenfalls wahrgenommen. Ziel ist es, die Präsenz und die damit verbundene Sichtbarkeit der bayerischen Geothermie insbesondere vor dem Hintergrund der zahlreichen Betreiber und Forschungsaktivitäten national und international zu stärken.

Folgend werden die Teilprojekte und deren wichtigste Ergebnisse vorgestellt, mit dem Ziel einen Überblick zu schaffen.

Weitere wissenschaftliche Publikationen sind in der Publikationsliste zu finden unter:

www.mse.tum.de/gab/forschung/veroeffentlichungen/

Dort wird auch der Abschlussbericht zur Verfügung gestellt.



Abbildung 3: Schematische Gliederung der GAB in die einzelnen Teilprojekte, den Masterstudiengang und assoziierte Projekte aus EU-Bundes- und Landesmitteln.

Reservoircharakterisierung im Molassebecken

Die thermalwasserleitenden Schichten des Oberjura sind nicht homogen aufgebaut – konkret bedeutet dies, dass die Gesteinseigenschaften lokal deutliche Unterschiede aufweisen. Damit ist auch die Fündigkeit von Geothermieprojekten – das heißt wieviel (heißes) Wasser sich konstant fördern lässt, lokal unterschiedlich. Dieser Parameter beeinflusst die Wirtschaftlichkeit eines Projekts fundamental. Die Wasserdurchlässigkeit der Reservoirgesteine ist durch ein komplexes Zusammenspiel von Poren und Klüften und wie diese miteinander verbunden sind beeinflusst – dieses Zusammenspiel wird Permeabilität genannt. Das heterogene Reservoir ist neben unterschiedlichen Gesteinseigenschaften durch eine unterschiedliche chemische Zusammensetzung der Thermalwässer gekennzeichnet. Weiterhin beeinflussen die Eigenschaften des Reservoirs auch, ob und wann leichte Erschütterungen - also seismische Ereignisse - bei Geothermieprojekten auftreten können. Zusammengefasst zeigt dies die Wichtigkeit das geothermische Reservoir intensiv zu untersuchen, um Unterschiede in Fndigkeiten und Risiken zu verstehen und letztendlich prognostizieren zu können.

Generell lässt sich ein Nordost-Südwestlicher-Trend der Fündigkeit erkennen, wobei der nordöstliche Teil im Vergleich homogener ausgeprägt ist und generell ein sehr geringes Fündigkeitsrisiko hat (Abb. 4). Nach Südwesten weist das Reservoir deutlich ungleichmigere Fndigkeiten mit höherem Risiko auf. Detaillierte Interpretationen der Zuflusszonen, deren Ausprägung und die hydrochemische Beschaffenheit des Reservoirs liefern wichtige Hinweise für die Planung und Anordnung von Geothermie-Dubletten und für ein effizientes Reservoir-Engineering.

Wie fließt das Wasser im Untergrund

Die hydraulische Beurteilung von Geothermiebohrungen hängt unter anderem vom Charakter der Zuflusszonen ab (Matrix-, Kluff-, Strungsdominiert). Hydraulisch aktive Zonen sind die Bereiche innerhalb des Gesteinspakets durch die Wasser strömen kann und somit letztendlich als Zuflusszonen für die Bohrungen dienen. Die Ergebnisse deuten an, dass im Norden von München die Zuflusszonen eher Karst- als Matrixdominiert sind. In Richtung Süden nehmen die Matrixporosität und der Karstanteil ab und Klüfte als Zuflusszonen nehmen an Bedeutung zu. Es ist also ein N-S-Trend bei den dominierenden Zuflusszonen zu beobachten.

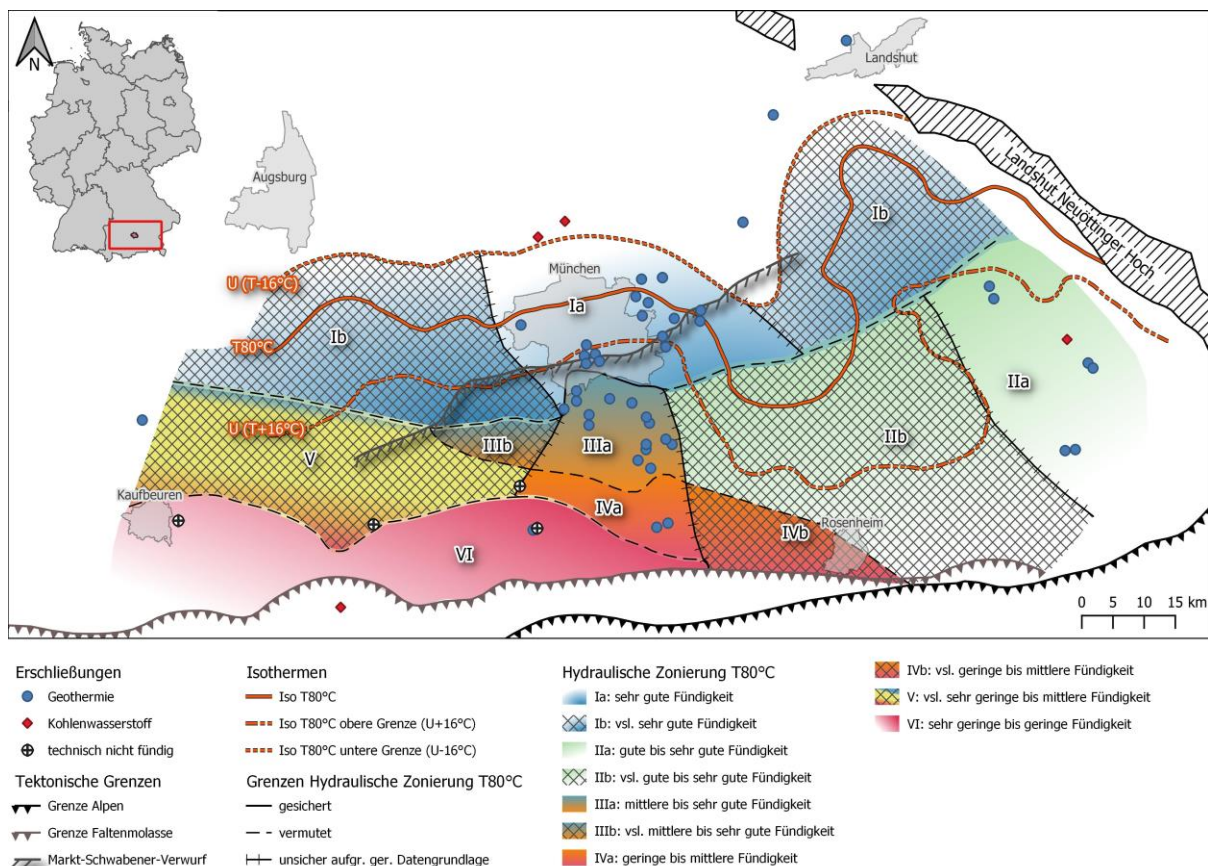


Abbildung 4: Hydraulische Zonierung der Fündigkeit im Molassebecken basierend auf den Auswertungen von Permeabilittmessungen und Pumpversuchen, Porosittmessungen an Kernen und Bohrlochgeophysik, Porendruckmessungen, hydrochemischen Analysen an vorhandenen Geothermie- und Kohlenwasserstoffbohrungen. Schraffierte Bereiche sind mit hoher Unsicherheit behaftet. Isotherme bei 80°C mit 16°C-Varianz

Im Kontext von Explorationszielen für die Geothermie stellt sich oft die Frage nach der hydraulischen Rolle von Störungszonen – also natürlichen Bruchzonen im Gestein. Pumptests zeigen, dass nur etwa 10 % der abgeteufte Brunnen hydraulische Hinweise auf Störungen geben. Dies wirft die Frage nach der Bedeutung von Störungszonen für die Produktivität von Geothermiebohrungen auf – also wieviel Wasser konstant gefördert werden kann. Simulationen zeigen, dass wenn in Pumpversuchen die Matrixpermeabilität einen bestimmten Wert übersteigt, die Störungszonen nicht erkannt werden können (Konrad et al. 2019, Bohnsack et al. 2020).

Verbesserung der Temperaturprognosen – ein entscheidender Faktor für die Wirtschaftlichkeit

Die Temperaturprognose ist bei der Planung von Geothermieprojekten von großer Bedeutung. Deshalb wurden Top-Malm-Temperaturen durch neue Korrekturansätze berechnet und mit den vorhandenen Modellen verglichen. Es lässt sich feststellen, dass das gängige GeotIS-Modell die berechneten Temperaturen aus der Prognose weitestgehend (bis zu 16 K, vgl. Abb. 4) unterschätzt. Dies ist in zwei Dritteln der Bohrungen der Fall, ein Drittel wird hingegen überschätzt. Insbesondere ergeben sich Abweichungen in der Ost-West-Zonierung, welche bislang nicht ausreichend wiedergegeben werden. Eine Anpassung des thermischen Modells wäre daher notwendig.

Charakterisierung der Reservoirgesteine

Durch den heterogenen Aufbau des Aquifers ist eine Vorhersage der Gesteinseigenschaften schwierig, für die Planung, Umsetzung und Langzeitprognose von Geothermieprojekten jedoch unerlässlich. Deshalb wurde an Bohrkernmaterial die Gesteinseigenschaften untersucht und eine Datenbank erstellt. Für den Malm Zeta lässt sich dabei ein klarer Trend der Gesamtporosität erkennen, wobei diese vom Nordosten hin zum Südwesten abnimmt und damit die zunehmende Kompaktion mit steigender Tiefe widerspiegelt. Aufgrund der negativen Abhängigkeit von der Matrixporosität konnte eine Zunahme der petrophysikalischen Parameter (Gesteinsdichte, Wärmeleitfähigkeit, Temperaturleitfähigkeit) in Abhängigkeit von der lithologischen Ausprägung festgestellt werden. Ebenso verhält es sich bei den geomechanischen Eigenschaften: Gesteine mit geringerer Matrixporosität zeigen eine höhere Elastizität und Druckfestigkeit (Potten et al. 2019).

Die Gesteinseigenschaften können mit sequenzstratigraphischen Konzepten verknüpft werden, wodurch zukünftig auch ohne Kernproben Reservoireigenschaften, wie petrophysikalische, thermophysikalische und geomechanische Parameter auf das Reservoir übertragen werden können.

Regionale Unterschiede in der chemischen Zusammensetzung der Thermalwässer

Die Geothermalwässer im Großraum München können in vier verschiedene Wassertypen untergliedert werden, welche die Interpretation von unterschiedlichen hydrochemischen Zonen innerhalb des Reservoirs zulassen (Mayrhofer et al. 2014, Heine et al. 2018a, b). Die Thermalwasser-zusammensetzung im nord- und südöstlichen zentralen Molassebecken ist relativ homogen und wird in Richtung (Süd-)Westen deutlich heterogener. Vor allem im (süd-)westlichen zentralen Molassebecken nehmen die Salinität und der Gehalt an Kohlenwasserstoffen zu, was auch durch die nicht erfolgreiche Geothermie-Bohrung Weilheim bestätigt wurde.

Die Auswertungen zeigen darüber hinaus, dass sich die Thermalwasseranalysen erst im laufenden Betrieb zur Reservoircharakterisierung und der Feststellung von Veränderungen der hydrochemischen Beschaffenheit und möglichen Zustromverhältnissen eignen, da die Chemie der Wässer nach Abschluss der Bohrarbeiten i.d.R. durch Reste der Bohrspülung stark beeinflusst sind.

Livedaten des Reservoirs durch Glasfaserkabelmonitoring

Um thermische und hydraulische Effekte, wie die eines hydraulischen Kollapses oder Temperaturverluste entlang der Bohrung evaluieren zu können, ist ein kontinuierliches Monitoring in Echtzeit zwingend. Dies existiert jedoch derzeit an keinem Standort im Molassebecken. Deshalb wurde im Oktober 2019 ein Glasfaserkabel (GFK) eingebaut (Abb. 5), durch das nun die Echtzeit-Bestimmung der Top-



Abbildung 5: Einbau des Glasfaserkabels in die Thermalwasser Produktionsbohrung

Malm-Drücke sowie die tiefenaufgelöste Temperatur entlang der kompletten Bohrung bestimmt werden kann. In Korrelation mit bohrlochgeophysikalischen Informationen können beispielsweise Zuflusszonen eindeutig charakterisiert werden. Darüber hinaus können die Eigenschaften und Dynamik der hydraulisch aktiven Zonen in Echtzeit verifiziert sowie evaluiert und somit ein für die

nachhaltige Nutzung des Reservoirs notwendiges Monitoring etabliert werden.

Mit dem Glasfaserkabel ist eine Echtzeit-Bestimmung der Drücke sowie der Temperatur möglich

Tiefengeothermie und Seismische Ereignisse

In der Vergangenheit kam es zu schwachen induzierten seismischen Ereignissen (z. B. Poing & Unterhaching), die der Tiefengeothermie zugeordnet wurden. Um die Entstehung solcher Ereignisse zu verstehen und bestenfalls zu kontrollieren bzw. zu vermeiden ist das detaillierte Verständnis der Spannungsfelder im Untergrund unabdingbar. Anhand der GAB-Datenbasis wurde deshalb eine Spannungskarte des Großraum Münchens erstellt, um das Reaktivierungspotential von Störungen im Molassebecken besser zu verstehen. Es zeigt sich, dass Störungssysteme, die in einem Winkel von 30° zwischen der Hauptspannungsorientierung und dem Störungstreichen aufspannen, das größte Reaktivierungspotential besitzen. Generell kann von einem geringen seismischen Potential ausgegangen werden, da das generelle Streichen der Störungssysteme günstig zur Hauptspannung steht. Bei den Beobachtungen von mikroseismischen Ereignissen handelt es sich zusammengefasst um lokale, projektspezifische Phänomene, die nicht auf die gesamte Molasse übertragen werden können. Dies bedeutet, dass das Reaktivierungspotenzial von Störungen bei einer möglichen Injektion des Thermalwassers und damit einer möglichen Spannungsrotation vor der Umsetzung der Bohrungen untersucht werden sollte (Seithel et al. 2018).

Scalings im Thermalwasserkreislauf

Im Gegensatz zu geschlossenen technischen Systemen, die zur Erhöhung der Betriebssicherheit häufig mit entionisiertem Wasser betrieben werden, steht der Wärmeträger in der hydrothermalen Geothermie mit den Gesteinen in Kontakt. Es handelt sich im Reservoir um ein offenes System. Die Sedimente im Oberjura im Molassebecken sind carbonatisch geprägt, die Zusammensetzung ähnelt manchmal den harten Grundwässern, häufig sind Zumischung aus leicht salinaren Wässern und Effekte von Ionenaustausch. Bei einer Änderung der Temperatur oder des Drucks während der Förderung, wird das Kalk-Kohlensäure-Gleichgewicht zu unlöslichen verschoben und es kommt zu Ablagerung. Diese ähneln den Ablagerungen von kalkhaltigem Leitungswasser im Wasserkocher. Diese Ablagerungen (Abb. 6) führen mitunter zu großen Problemen, da durch sie Bauteile, wie die

Pumpe ausfallen können. Deshalb ist es von großer Wichtigkeit zu verstehen wann und wo sich Ablagerungen bilden, um deren Bildung konstruktiv zu verhindern oder rechtzeitig Wartungs- und laufende Gegenmaßnahmen zu ergreifen. Die Palette möglicher Maßnahmen reicht von einer regelmäßigen Reinigung und eine Optimierung der Betriebsparameter zu einer Konditionierung der geförderten Wässer. Grundsätzlich zeichnen sich die Anlagen im Molassebecken allerdings durch ein gutmütiges Verhalten aus; insbesondere die Ablagerungen in den obertägigen Anlagenteilen und im Produktionsstrang inklusive Pumpe lassen sich technisch mit vertretbarem Aufwand beherrschen. Die Eigenschaften der Bohrungen sind kaum betroffen, die Injektionsbohrungen auf der kalten Seite, die z. B. im Norddeutschen Becken durch Ablagerungen stark an Leistung verlieren, zeigen eine Verbesserung der Injektivität.



Abbildung 6: Carbonatische Ablagerungen an der Impellerstufe einer Tauchkreiselpumpe aus einer Geothermieanlage im Molassebecken.

Ablagerungen durch Prognosemodelle vorhersagen

Ablagerungen im Thermalwasserkreislauf können zu erheblichen wirtschaftlichen Schäden führen (Abb. 6). Deshalb ist aus Betreibersicht eine quantitative Prognose von Ablagerungen von wesentlichem Interesse. Hierfür wurde das hydrogeochemische Prognose-Modell verfeinert, welches sich nun zur Prognose von Ablagerungen innerhalb des Thermalwasserkreislaufs eignet (Hörbrand et al. 2018). Hierfür wurde eine umfangreiche Datenbasis geschaffen, um die Bildungsbedingungen und -kinetik an verschiedenen Anlagen und Anlagenteilen umfassend parametrisieren zu können (Ueckert & Baumann 2019).

Grund für die Bildung von Ablagerungen an der Thermalwasserpumpe

Der Ausfall von Förderpumpen durch die Bildung von Ablagerungen stellt ein finanzielles Risiko für Betreiber dar. Dabei lässt sich beim untersuchten Datensatz über eine Laufzeit von 5 bis 21 Jahren eine Ausfall-Häufigkeit von ca. $0,6 \pm 0,7$ pro Jahr verzeichnen, wobei die Ausfallrate mit höheren Volumenströmen und Temperaturen exponentiell zuzunehmen scheint. Zwischen der Chemie der Thermalwässer und der Häufigkeit der Pumpenwechsel besteht kein unmittelbarer Zusammenhang.

Ablagerungen entstehen im Wesentlichen durch die Störung des chemischen Gleichgewichts. Am Pumpenmotor wird die Störung durch Temperaturerhöhung bzw. durch Druckänderungen hervorgerufen, wodurch verstärkt Ablagerungen gebildet werden.

Live-Monitoring der Ablagerungsdicke im Thermalwasser

Weiterhin wurden im Projekt zwei Verfahren zur kontinuierlichen Erfassung der Schichtdicke von Ablagerungen getestet: Abschwächung des Temperaturgradienten durch Ablagerungen mit geringer Wärmeleitfähigkeit und Ultraschallmessungen. Die Messung des Temperaturausgleichs nach lokaler Abkühlung ist bei großflächigen, relativ gleichmäßigen Ablagerungen mit mäßiger Stärke sensitiv. Wegen des einfachen und robusten Aufbaus können Sensornetzwerke leicht etabliert werden. Die Messung der Ablagerungen per Ultraschall ist messtechnisch aufwändiger jedoch sensitiver.

Die Pumpenausfallrate nimmt mit höheren Volumenströmen und Temperaturen zu

Gegenmaßnahmen - Ablagerungen verhindern

Mit dem hydrogeochemischen Modell wurden Szenariensimulationen durchgeführt. Diese dienen dazu, Ablagerungs-Gegenmaßnahmen, wie den Einsatz von Inhibitoren oder Säuerungen bewerten zu können. Aus wirtschaftlicher Sicht stehen dem Kostenaufwand für den Einsatz des Inhibitors eine Verlängerung der Wartungsintervalle und die Ausfallsicherheit gegenüber. Beim Szenarienmodell (Inhibitor, Salzsäure, Kohlenstoffdioxid) schneidet im Hinblick auf die eingesetzten Mengen der Inhibitor (HIDS) am günstigsten ab. Das Schlusslicht bildet hier die Salzsäure. Im Hinblick auf die Auflösungsraten schneiden komplexierende Zusatzstoffe besser ab als Zusätze, die das Kalk-Kohlensäure-Gleichgewicht beeinflussen. Während Chlorid aus der Salzsäure und CO₂ natürlich im Thermalwasser vorkommen, wird mit dem Inhibitor eine Substanz in das Reservoir eingebracht, dessen langfristiges Verhalten unter diesen Bedingungen noch nicht untersucht wurde.

Langfristiger Einfluss der Thermalwasserförderung auf das Reservoir

Weiterhin zeigen Modellrechnungen und Betreiberdaten, dass sich die Injektivität der Injektionsbohrungen verbessert. Ursache ist die Abkühlung des Thermalwassers, dadurch wird das Wasser im Hinblick auf die Carbonate untersättigt (der entgegengesetzte Effekt der Bedingungen im Wasserkocher), und es kommt zu einer Auflösung der Reservoirgesteine entlang der Fließwege. Inhibitoren bzw. die Zugabe von HCl oder CO₂ verstärken diesen Effekt. Auch wenn sich die Veränderung in einem lokal kaum messbaren Bereich abspielt, müssen mögliche Auswirkungen auf die

Reservoirintegrität evaluiert werden. Das Werkzeug für diese Bewertung, ein explizites thermisch-hydraulisch-mechanisch-chemischen Modells für das Reservoir, muss zügig entwickelt werden.

Zustandsüberwachung und Effizienzsteigerung der Tauchkreislumppe

Um das Thermalwasser an die Oberfläche zu fördern sind große Thermalwasserpumpen – sogenannte Tauchkreislumpen (TKP) nötig. Die Technik hierfür stammt größtenteils aus der Erdölindustrie. Dies hat zur Folge, dass die Technik einerseits etabliert ist, andererseits herrschen bei der Ölförderung andere Bedingungen. Ganz konkret sind bei den Thermalwässern in der Regel die Temperaturen sowie die Fördermengen und die angestrebte Förderdauer deutlich höher. Das hat zur Folge, dass die Pumpen einem höheren Stress ausgesetzt sind und deshalb eine Lebensdauer von gerade einmal zwei bis drei Jahren haben. Wirtschaftlich ist ein Pumpenwechsel oder eine Reparatur ein großer Faktor. Deshalb ist es von großer Bedeutung, die Ausfallsicherheit zu erhöhen. Eine Möglichkeit dies zu tun, ist es über das elektrische System der Pumpe Rückschlüsse auf den Zustand der Pumpe zu gewinnen, um so vor einem Ausfall der Pumpe Gegenmaßnahmen, wie beispielsweise Säuerungen einzuleiten. Zudem ermöglicht eine verbesserte Antriebsregelung die Effizienzsteigerung der strombetriebenen Pumpe.

Zustandsüberwachung der Pumpe – vom mathematischen Modell zum Teststand

Um eine elektrische Zustandsüberwachung der TKP zu ermöglichen wurde zunächst ein dynamisches und modulares mathematisches Modell der Tauchkreislumppe (Abb. 7) erstellt (Kullick & Hackl 2017). Auf dessen Basis wurden ein Zustandsbeobachter und eine verbesserte Antriebsregelung sowie eine Effizienzsteigerung des Antriebs umgesetzt. Es zeigte sich, dass – je nach Auslegung und Betriebspunkt der Maschine – eine Effizienzsteigerung des elektrischen Antriebs von mehreren Prozentpunkten möglich ist. Die Ergebnisse der Simulation wurden experimentell an einem skalierten Labor-Teststand validiert (Kullick & Hackl, 2019a).

Auf Basis des entwickelten Modells wurde eine Zustandsüberwachung für Tauchkreislumpen entworfen, die ohne zusätzlicher Untertagesensorik beispielsweise den Einfluss von Temperatur, Belastung und Energieaufnahme auf die Pumpe und deren Betriebsverhalten sichtbar machen kann, wodurch Störungen rechtzeitig feststellbar sind und eine optimale Betriebsführung garantiert werden kann.

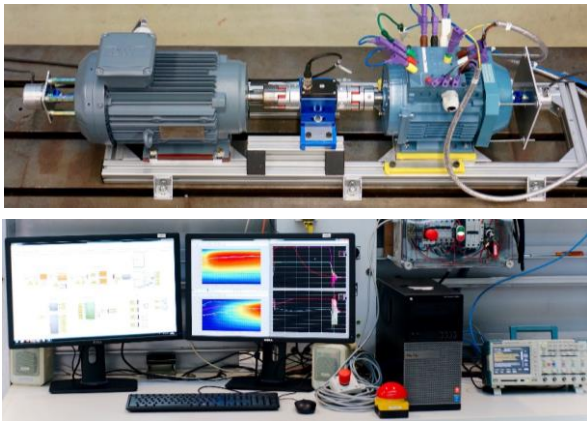


Abbildung 7: Skalierter Maschinenprüfstand für das elektrische Antriebssystem von TKPs (oben) und Labor-PC (unten).

Weiterhin lassen sich die Drehzahl, das Drehmoment, oder die Verluste des elektrischen Antriebs rekonstruieren und somit Abweichungen vom erwarteten Betriebsverhalten, die beispielsweise durch Scalings verursacht wurden, in Echtzeit detektieren (Kullick & Hackl, 2019b).

Effizienzsteigerung von Geothermiekraftwerken

In der überwiegenden Mehrheit werden Geothermie-Anlagen weltweit dazu benutzt, um ganzjährig Strom aus Erdwärme zu generieren. In Bayern beträgt die installierte elektrische Leistung 15 Gigawatt. Bei der weltweiten Verteilung geothermischer Kraftwerke fällt jedoch auf, dass sich diese in aller Regel auf Gebieten mit erhöhter vulkanischer Aktivität und damit hohen Untergrundtemperaturen befinden. Ein prominentes Beispiel hierfür ist Island, wo hohe Temperaturen in sehr geringen Tiefen anzutreffen sind. Mit hohen Thermalwasser- oder Wasserdampf-Temperaturen lässt sich die Wärme mit vergleichsweise wenig Aufwand über Turbinen verstromen. In Bayern dient die Tiefengeothermie größtenteils der Wärmeversorgung, was zum einen dem Wärmebedarf im Winter und zum anderen auf die geringen Temperaturen im Untergrund zurückzuführen ist. Dass die Verstromung der Geothermie auch in Bayern erstrebenswert ist, liegt u.a. an der Tatsache, dass der Heizbedarf zum Sommer hin weitestgehend wegfällt.

Um Strom auch bei niedrigen Thermalwassertemperaturen erzeugen zu können muss man in die Trickkiste greifen. Aufgrund der niedrigen Thermalwassertemperaturen werden grundsätzlich Kraftwerke mit sogenanntem Binärkreislauf verwendet, welche die Thermalwasser-Wärme auf ein Arbeitsmedium mit niedriger Siedetemperatur überträgt und dadurch leichter Dampf erzeugt. Der Dampf des Arbeitsmittels treibt dann Turbinen zur Stromgenerierung an. Mit Hilfe von Kraft-Wärme-

Kopplung (KWK) kann man zusätzlich zur Stromproduktion Wärme zur Wärmeversorgung auskoppeln. Die Technik der Stromgewinnung bei niedrigen Temperaturen bietet, obwohl die Technik weitestgehend etabliert ist, noch deutliches Optimierungspotenzial. Deshalb beschäftigt sich die GAB insbesondere mit der Effizienzsteigerung der Kraftwerkskomponenten und den Betriebsprozessen.

Optimierung von Kraftwerksbauteilen

Luftkondensatoren sind neben den Speisepumpen hauptverantwortlich für den elektrischen Eigenbedarf eines Geothermie-Kraftwerks. Die simulative Optimierung von Luftkondensatoren ergab große Einsparpotentiale durch ein optimiertes Bauteildesign. Die Maßnahmen können in Neuanlagen umgesetzt werden und so den Eigenbedarf der Lüfter senken. So lassen sich beispielsweise in 20 Jahren rund 1 Mio. Euro an Betriebskosten sparen. Weiterhin konnte gezeigt werden, dass eine Einspritzkühlung zur effizienten Enthitzung des Arbeitsmediums (nach der Turbine) sowohl bei Neuanlagen als auch in Bestandsanlagen eingesetzt werden kann. Im Falle einer Neuanlage führt dieses Konzept zu einer möglichen Reduktion von bis zu 25 % der Kondensatorfläche und damit auch der zugehörigen Investitionskosten. Wird das Konzept in Bestandsanlagen eingesetzt, wird die Leistung der Turbine erhöht. Im Falle des betrachteten Referenzkraftwerks würde dies zu zusätzlichen Stromerlösen von jährlich ca. 30.000 Euro führen.

Konzepte für effiziente KWK-Schaltungen

Die optimale Anlagenkonfiguration von KWK-Anlagen ist von vielen Faktoren abhängig und entscheidet letztendlich über die Effizienz und damit die Wirtschaftlichkeit. Wichtige Parameter sind die Thermalwassertemperatur und der maximale Wärmebedarf des Wärmenetzes. Mithilfe von Simulationen können optimale Anlagenkonfigurationen identifiziert werden und es kann aufgezeigt werden, welche Verschaltungsvarianten unter welchen gegebenen Rahmenbedingungen optimal sind. In der Kombination mit Jahrestagsimulationen liegen umfangreiche Datensätze vor, die ein hilfreiches Planungswerkzeug darstellen. Zusammenfassend lassen sich in Abhängigkeit von den Randbedingungen (Geologie, Wärmenetz) Handlungsempfehlungen zum Anlagenkonzept und dessen Wirtschaftlichkeit ableiten (Eller et al. 2019a, b). Im Allgemeinen zeigen die Ergebnisse, dass eine höhere Thermalwassertemperatur zu geringeren Stromgestehungskosten führt. Weiterhin zeigt sich, dass wirkungsgradsteigernde Maßnahmen, wie z.B. die zweistufige Anlagenschaltung oder effizientere Komponenten zu niedrigeren Stromgestehungskosten führen, obwohl die Investitionskosten höher liegen.

Die Ergebnisse sollen es Betreibern und Planern ermöglichen, die am besten geeignete Kraftwerkskonfiguration zu identifizieren.

Innovative Kreisläufe

Im Rahmen des Projekts wurden weiterhin innovative thermodynamische Kreisläufe zur Effizienzsteigerung und zur Kreislaufoptimierung der Geothermiekraftwerke untersucht. Unter anderem wurde der sogenannte Misselhornprozess untersucht, welcher zum Ziel hat Verluste bei der Wärmeübertragung auf das Arbeitskreismedium zu verringern. Die numerischen Untersuchungen zeigen, dass der Misselhornprozess gegenüber dem einstufigen Organic Rankine Cycle (ORC) signifikant höhere Systemwirkungsgrade aufweist.

Des Weiteren wurden Kreislaufoptimierungen in Bezug auf die Vorwärmung und verschiedene Splitvarianten für KWK-Schaltungen untersucht. In Abhängigkeit des verwendeten Arbeitsmediums stellt die regenerative Vorwärmung ein großes Optimierungspotential zur Steigerung des Wirkungsgrades dar. Dies gilt ebenso für die untersuchten KWK-Schaltungen – auch hier lassen sich durch komplexere, zweistufige ORC-Prozesse deutliche Vorteile im Vergleich zum Referenzfall erzielen.

Der Misselhornprozess weist gegenüber dem einstufigen ORC signifikant höhere Systemwirkungsgrade auf

Neue Arbeitsfluide für Geothermiekraftwerke

Der Einsatz von Flüssigkeitsgemischen stellt einen vielversprechenden Ansatz zur Verbesserung der technischen und wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit von geothermischen ORC-Anlagen dar. Es wurde gezeigt, dass der wirtschaftliche Einsatz von Fluidgemischen von den jeweiligen geologischen und klimatischen Randbedingungen abhängt und so im Einzelfall zu betrachten ist. Im untersuchten Fall zeigt ein Verhältnis 70/30 (Isobutan / Isopentan) deutlich höhere Leistungen und Wirkungsgrade als reine Fluide. Die experimentelle Untersuchung der Hyrdofluorolefine als Ersatzarbeitsmedium für die klimaschädlicheren Stand-der-Technik-Kältemittel ergab, dass diese als Ersatzstoffe durchaus geeignet sind, wobei die Bruttoleistungsabgabe des ORC gegenüber dem Referenzfluid R245fa leicht sinkt (Eyerer et al. 2019a, b).

Durch Untersuchungen der Wärmeübergangseigenschaften potentieller Arbeitsmedien werden zudem Berechnungsmethoden identifiziert, die zur Erstellung von Simulationsmodellen geeignet sind. Dies ist insbesondere für zukünftige geothermische ORC-Anlagen mit neuartigen Arbeitsmedien bzw. für den Ersatz der Arbeitsmedien in bestehenden Anlagen praxisrelevant.

Aufbau und Inbetriebnahme eines ORC-Prüfstands

Die identifizierten Anlagenkonzepte können an einem neu aufgebauten ORC-Prüfstand getestet werden (Abb. 8). Der Aufbau erfolgte modular, sodass weitere Maßnahmen zur Effizienzverbesserung auch zu einem späteren Zeitpunkt noch realisiert werden können.

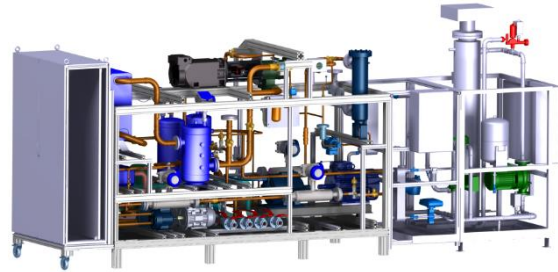


Abbildung 8: CAD-Zeichnung des umgesetzten ORC-Prüfstands.

Durch die Auswahl geeigneter Materialien ist beispielsweise der Betrieb mit unterschiedlichen Kältemitteln möglich. Weiter lassen sich simulativ identifizierte Optimierungsmaßnahmen, wie die zweistufige KWK-Schaltung am Prüfstand testen. Um dieses Konzept im realen Betrieb untersuchen und beurteilen zu können, lässt sich der neue Prüfstand mit denselben Komponenten auch als einstufiger Standard-ORC betreiben. Neben den KWK-Schaltungen wurde die Optimierungsmaßnahme zur Verbesserung des Wärmeübergangs im Kondensator mit Hilfe der Versuchsanlage getestet.

Geothermische Potentialkarten für Strom und Wärme

In mehreren Studien konnte das Potential sowohl zur hydrothermalen Stromproduktion mit Wärme als KWK-Nebenprodukt, als auch das Potential zur reinen Wärmeversorgung ermittelt werden. Dabei beziehen sich die Studien auf unterschiedliche Betrachtungsräume. Für Deutschland ergibt sich ein jährliches, wirtschaftliches Potential von 9,1 TWh_{el} für die Stromerzeugung (1,51 % des Bruttostromverbrauchs; Eyerer et al., 2020). Als Nebenprodukt der KWK können dabei zusätzlich 12,5 TWh_{th} pro Jahr an Wärme ausgekoppelt werden, welche 1,48 % des Wärmebedarfs für Raumwärme und Warmwasser in Deutschland decken könnte. Die dazu benötigte Bruttoleistung von 1,9 GW_{el} würde einer Anzahl von ca. 458 Geothermie-Anlagen mit KWK entsprechen. Das Potential der reinen Wärmeversorgung aus hydrothermalen Geothermie liegt jedoch noch weitaus höher.

Als Ergänzung wurden Tiefengeothermie-Eignungskarten für Bayern (Abb. 9) in Abhängigkeit des Wärmebedarfs erstellt (Molar-Cruz et al., 2019).

Demnach entspricht das installierbare wirtschaftliche Potential in den besonders gut geeigneten Gebieten allein in Bayern einer Kapazität von 7,9 GW_{th} (bei 2000 Volllaststunden). Hierzu wäre der Bau von insgesamt ca. 400 geothermischen Dubletten notwendig.

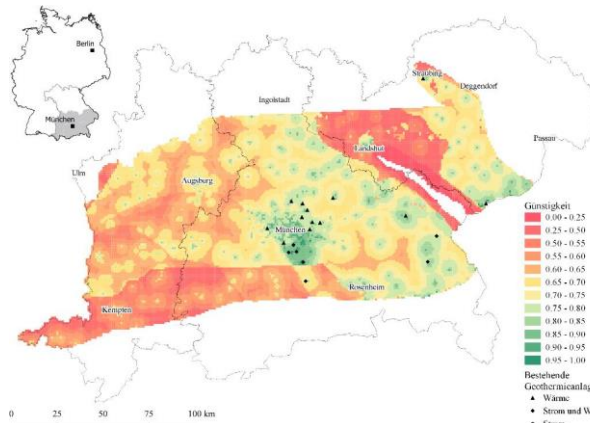


Abbildung 9: Geothermische Günstigkeitskarte des Molassebeckens in Bayern

Monitoring des Geothermie-Kraftwerks

Durch die Entwicklung einer softwarebasierten Online-Anwendung zur Betriebsüberwachung, wird es Geothermieanlagen-Betreibern ermöglicht, den Betrieb des Heiz- und Kraftwerks zu bewerten und zu optimieren (Abb. 10). Langfristig kann dadurch beispielsweise erreicht werden, negative Veränderungen im Anlagenbetrieb zu erkennen, um entsprechende Gegenmaßnahmen frühzeitig ergreifen zu können. Durch den Vergleich aktueller Betriebsdaten mit früheren Betriebszuständen können alterungsbedingte Veränderungen an Anlagenkomponenten identifiziert werden. Somit wird es ermöglicht Instandhaltungsmaßnahmen rechtzeitig zu ergreifen.

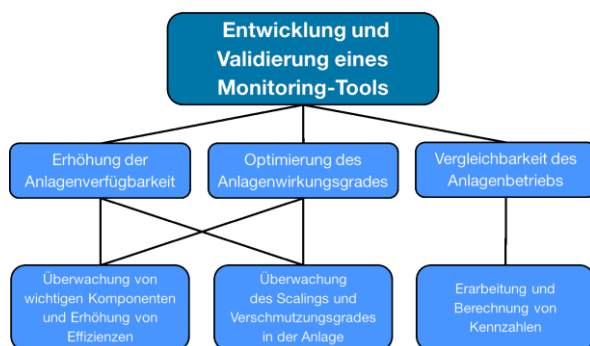


Abbildung 10: Beziehung der Anwendungskomponenten des Monitoringsystems für die Betriebsüberwachung von Heiz- und Kraftwerken.

Kennzahlenkatalog für Geothermiekraftwerke

Um eine einheitliche Bewertung des Betriebs von Geothermieanlagen zu ermöglichen wurde ein Kennzahlenkatalog für die einheitliche Bewertung des Anlagen-Betriebs entwickelt. Dieser basiert auf Fragebögen, Begehungen, Experteninterviews und realen Betriebs- und Messdaten. Das einheitliche Kennzahlensystem kann für alle Geothermieanlagenbetreiber eine nützliche Ergänzung für die Auswertung und Bewertung des Betriebs ihrer Geothermieanlagen sein. Er ermöglicht darüber hinaus den Austausch mit anderen Betreibern auf einheitlicher Datenbasis, um eine Verbesserung der Effizienz, eine Erhöhung der Anlagenverfügbarkeit und letzten Endes eine verbesserte Wirtschaftlichkeit der Geothermieanlagen zu erzielen.

Bestimmung des Volumenstroms

Eine kritische Messgröße bei Geothermieanlagen stellt die des Thermalwasservolumenstroms dar. Sensitivitätsanalysen zeigen, dass bereits geringe Scaling-Schichtdicken eine erhebliche Auswirkung auf die Volumenstrommessungen haben und damit auch auf alle daraus berechneten Prozessgrößen. Für die Validierung des Thermalwasservolumenstroms in Geothermiekraftwerken wurde eine Berechnungsmethode entwickelt, die auf einer Berechnung der Leistungsbilanz am Generator basiert, in welche die gemessene Generatorleistung, die innere Leistung der Turbinen und verschiedene Wirkungsgrade einfließen. Die Methode konnte erfolgreich für die Geothermieanlage Sauerlach angewandt werden.

Betriebsanalyse über Diagnosefunktionen – Säuerungszeitpunkte optimieren

Die entwickelten Analyse- und Diagnosefunktionen tragen zu einer besseren Betriebsüberwachung im Allgemeinen und zu einer Zustandsbewertung der Hauptkomponenten bei. Durch das frühzeitige Erkennen von Effizienzverlusten und Degradationseffekten können rechtzeitig Maßnahmen ergriffen werden, die negativen Betriebsveränderungen entgegenwirken. Insbesondere die Optimierung der Säuerungszeitpunkte von TKPs in Geothermieanlagen mit auftretendem Scaling hat deutliche potenzielle Mehrgewinne aufgezeigt. Hier stehen Kosten für eine Säuerung aufwendigen Wartungsarbeiten entgegen. Die positiven Auswirkungen von Säuerungen auf den Betrieb der Tauchkreislumpen konnten durch die Analyse quantifiziert werden und die Säuerungszeitpunkte optimiert werden. Der Gesamtwirkungsgrad der Tauchkreislumpe hat sich hierbei als geeignete Kennzahl für die Zustandsbewertung gezeigt.

Geothermie in Nordbayern

In Bayern wird bislang überwiegend der Thermalwasser-Aquifer im Oberjura des südbayerischen Molassebeckens geothermisch genutzt. Das Molassebecken wird bereits seit Jahrzehnten zur Suche von Kohlenwasserstoffen und Untertagespeichern mit Seismik und Tiefbohrungen erkundet, was die Entdeckung des geothermischen Potentials Südbayerns stark begünstigte. In Nordbayern liegen hingegen nur sehr wenige und in der Regel punktuelle Explorationsdaten vor, was eine zuverlässige Prognose des geothermischen Potentials erschwert.

Grundsätzlich unterscheiden sich die geologischen Gegebenheiten in Nordbayern deutlich von denen im Molassebecken, weshalb für die geothermische Nutzung auf voraussichtlich andere Erschließungsmethoden zurückgegriffen werden muss – die sogenannte petrothermale Geothermie. Bei der petrothermalen Geothermie sind natürliche Fließwege nur im geringen Maße vorhanden. Daher wird die im Gestein gespeicherte Wärmeenergie auf ein künstlich hinzugeführtes Wärmetransportmedium (Wasser) übertragen, welches über künstlich geschaffene oder verbesserte Fließwege eingebracht wird (vgl. Abb 1). Um das Fündigkeitsrisiko bei der Anwendung des Verfahrens zu verkleinern, müssen im Vorfeld Gebiete erkundet werden, welche auf möglichst hohe Temperaturen im Untergrund hinweisen.

Erkundung der Wärmeanomalie Nordbayerns mittels 2D-Seismik

In den siebziger Jahren wurde bei Erkundungsbohrungen eine Wärmeanomalie im Norden Bambergs entdeckt. Hier nehmen die Temperaturen um 4,5°C pro Kilometer Tiefe zu. Ursache und Ausdehnung der geothermischen Anomalie waren jedoch bisher nicht geklärt. Gravimetrische Messungen legen nahe, dass für die Wärmeanomalie wärmeproduzierende Granitkörper im tiefen Untergrund verantwortlich sein könnten (de Wall et al. 2019; Kämmlin et al., 2019). Nach dem aktuellen Stand der Forschung sind kristalline Gesteine für petrothermale Geothermieprojekte am besten geeignet. Für ein besseres Untergrundverständnis und die Eingrenzung von petrothermalen Targets wurden 2D-seismische Messungen im Bereich der Wärmeanomalie durchgeführt (Stollhofen et al., 2018; Drews et al., 2019a.)

Die Auswertung von 230 km 2D-Seismik lieferte erstmals umfassende Einblicke in den Aufbau des Untergrunds in Nordbayern. Hinweise auf einen großen Granitkörper zwischen Haßfurt und Coburg (Haßfurt-Granit) werden zurzeit näher untersucht. Der Granit ist mit hoher Wahrscheinlichkeit Ursache der Wärmeanomalie und stellt somit ein potentielles geothermisches Erkundungsziel dar.

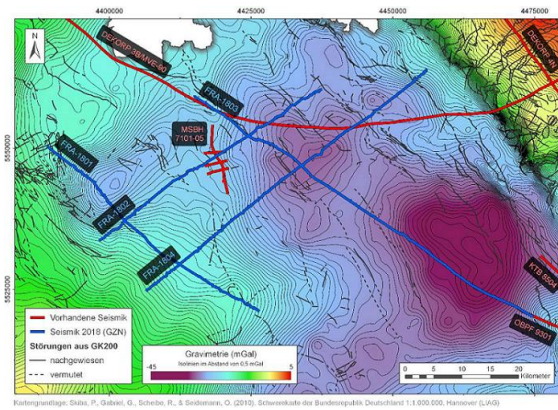


Abbildung 11: Verlauf der 2D-Seismik Franken 2018 (blau) und vorhandene Seismik (rot). Störungszonen aus GK 200 (schwarz). Hintergrund: Schwerekarte der BRD (Skiba & Gabriel, 2010).

Der Haßfurt-Granitkörper in NO-Bayern stellt ein potentielles geothermisches Erkundungsziel dar

Die Auswertung der neu erhobenen Seismikdaten zeigt weiterhin ein neues Bild der strukturellen Situation im Westen der Fränkischen Linie (Abb. 11). Bedeutende Störungszonen sind Aufschiebungen und stehen mit einem, vermutlich von der Fränkischen Linie ausgehenden Abscherung in Verbindung. Einige Störungszonen erreichen dabei nicht die Oberfläche und waren in bisherigen strukturellen Karten nicht eingetragen. Neben dem Verständnis der regionalen Geologie sind die Ergebnisse für die geothermische Exploration von großer Bedeutung (Kämmlin et al. 2020).

Störungsanalysen – das petrothermale Reservoir besser verstehen

Der Erfolg eines geothermischen Projekts in Nordbayern setzt das Vorhandensein von Störungszonen im Reservoir voraus, da die damit verbundene, intensive Klüftung die hydraulische Durchlässigkeit und somit Produktivität des Reservoirs positiv begünstigen würden. Jedoch hängt die hydraulische Durchlässigkeit von Störungszonen auch stark von ihrer Orientierung ab. Umfangreiche strukturelle Untersuchungen in Steinbrüchen zur Charakterisierung des Trennflächeninventars wurden deshalb durchgeführt. Es wurden photogrammetrische und strukturelle Aufnahmen in Granit-Steinbrüchen im Fichtelgebirge und im Bayerischen Wald durchgeführt, die als Aufschlussanaloge zu den im Untergrund des Fränkischen Beckens vermuteten Graniten angesehen werden.

Ein wesentlicher Einflussfaktor für die hydraulische Aktivität von Störungszonen ist ihre Orientierung zum rezenten Spannungsfeld. Der Einfluss dieser Spannungen kann eine Erweiterung der Permeabilität bei günstiger Lage der Störungsflächen zur Hauptkompressionsrichtung haben.

Die hydraulische Aktivität von Störungszonen und ihre Konnektivität mit dem Grundgebirge kann durch erhöhte Radon-Emanation angezeigt werden. Feldmessungen zeigten, dass die Mehrzahl der untersuchten Störungszonen mit deutlichen Radonanomalien assoziiert ist. Weiterhin wurden geoelektrische und elektromagnetische Testverfahren durchgeführt, um in kristallinen Gesteinen Störungszonen und somit permeable Zonen abbilden zu können. Tests an Reservoiranalogen im Bayerischen Wald zeigten erfolgsversprechende Ergebnisse. Diese Vorarbeiten sind die Basis für die Entwicklung petrothermaler Projekte. Eine sorgfältige Produktions- und Injektionsbohrungsplanung auf Basis einer 3D-Seismik wäre darüber hinaus für eine erfolgreiche Umsetzung eines petrothermalen Projektes zur Energie- und/oder Wärmegewinnung in Nordbayern zwingend notwendig (Drews et al., 2019a; 2019d).

Gesteinsparameter von petrothermalen Analogreservoiren

In Labortestreihen wurden Parameter für die numerische Simulation des Bruchverhaltens erarbeitet (Abb. 12). Unter Berücksichtigung der geomechanischen Labor-kennwerte sollte über numerische Modellierungsansätze geklärt werden, in welchen Bereichen des Untersuchungs-gebietes bei Stimulationsmaßnahmen mit dem Auftreten von hydraulisch-wegsamen Trennflächen zu rechnen ist.



Abbildung 12: Granit-Analogprobe nach der Durchführung eines uniaxialen Kompressionstests zur Parametrisierung des Bruchverhaltens im Labor.

Die im Rahmen des im März 2016 abgeschlossenen StMUV-Projekts "Erkundung des geologischen Untergrundes in Nordost-Bayern als Grundlage zur Bewertung des geothermischen Potenzials" gemessenen petrophysikalischen Kennwerte repräsentativer Gesteinstypen in Nordbayern wurden in eine einheitlich strukturierte Datenbank überführt, die während der Laufzeit der GAB kontinuierlich erweitert wurde. An vorrangig sedimentären Gesteinsproben aus Oberflächenaufschlüssen und Bohrkernen wurden insbesondere Wärmeleitfähigkeiten,

Ultraschalllaufzeiten, Porositäten und Permeabilitäten gemessen.

Im Rahmen der Datenanalyse mittels statistischer Verfahren war es darüber hinaus möglich eine neue Modellierungstechnik für die thermische Leitfähigkeit abzuleiten, die sowohl die mineralogische Zusammensetzung der getesteten Gesteine als auch das Porenfluid mit einbezieht (Kämmlein & Stollhofen, 2019a, b; Kämmlein & Stollhofen, 2019b).

Was wir in Bayern von bestehenden Bohrungen lernen können

Durch umfangreiche Post-Drill-Analysen konnte ein Toolkit zur probabilistischen Abschätzung der Bohrkosten, basierend auf den bestehenden Tiefbohrdaten in Nordbayern sowie zur Porendruckvorhersage im Molassebecken entwickelt werden. In Nordbayern sind die Bohrrisiken relativ gering, jedoch hat sich bei der Analyse der Tiefbohrungen gezeigt, dass der Bohrfortschritt aufgrund der stark verfestigten Gesteine relativ langsam ist. Das Toolkit sowie die weiteren Erkenntnisse der Post-Drill-Analyse können zukünftig direkt in die Planung etwaiger Forschungs- oder Explorationsbohrungen in Nordbayern einfließen (Drews et al. 2017a).

Zusammen mit den neu gewonnenen Erkenntnissen zu Porenüberdruck und minimaler Hauptspannung im Molassebecken konnten die Unsicherheiten in Bezug auf das maximale Spülgewichtfenster (Differenz zwischen minimaler Hauptspannung und Porendruck) erheblich reduziert werden. Die Ergebnisse haben somit direkten Nutzen für die Tiefbohrplanung und die Vermeidung geologisch bedingter Bohrprobleme im Bayerischen Molassebecken (Drews et al., 2017b; 2018a; 2018b; 2019b; 2019c; 2019d; Drews & Stollhofen, 2019).

Masterstudiengang GeoThermie / GeoEnergie

Der Joint-Degree Masterstudiengang "GeoThermie / GeoEnergie" hat ein deutschlandweites Alleinstellungsmerkmal und verfolgt die folgenden Ziele: I) Die Vermittlung eines ganzheitlichen Spektrums von Lehrinhalten – von der Aufsuchung und Erschließung der Geothermie-Ressourcen mittels moderner Methoden – bis zu ihrer Nutzung und Speicherung, II) Förderung innovativen, fachübergreifenden Denkens und Handelns bei der Erkundung und Nutzung von Geoenergieressourcen und III) Fach- und standortübergreifende Kombination der für Geoenergieressourcen relevanten Lehr- und Forschungsexpertise von insgesamt 8 Fakultäten der FAU, TUM und LMU sowie Lehrbeauftragten, die aktuelle Kenntnisse aus der beruflichen Praxis einbringen (Abb. 13).

Der viersemestrige Studiengang wurde zum WS 2017/18 von FAU und TUM erfolgreich eingerichtet und mittlerweile bereits zweimal positiv akkreditiert (Stollhofen et al. 2018). Das Lehrangebot kombiniert fach- und standortübergreifend moderne geothermische Explorationsmethoden, Grundzüge der Reservoirgeologie und -petrologie, Gesteinsmechanik, Tektonik, Strukturgeologie und Spannungsfeldanalyse mit Grundlagen der Bohr-, Förder- und Energietechnik, Energie- und Betriebswirtschaft sowie Rohstoff-, Genehmigungs- und Umweltrecht und Bürgerbeteiligung.

Das im Studiengang vermittelte Methodenspektrum ist auf viele andere, das Verständnis des tieferen geologischen Untergrunds betreffende, aktuelle Fragestellungen direkt übertragbar. Aktuelle Forschungsergebnisse der GAB werden den Studierenden durch die in die Forschung involvierten Dozenten direkt vermittelt.



Abbildung 13: Veranstaltung der GAB; Studenten im Austausch mit Geothermie Anlagenbetreibern.

GAB Ausblick

Die GAB hat sich in ihrer ersten Laufzeit erfolgreich etabliert, was sowohl durch die Zahl der wissenschaftlichen Veröffentlichungen und Konferenzbeiträge als auch die Medienpräsenz deutlich wird. Es gilt jedoch auch weiterhin grundlegende wissenschaftliche Fragen der Tiefengeothermie zu adressieren und zu lösen, die sich nicht zuletzt im Verlauf der ersten Projektlaufzeit ergeben haben. Deshalb soll die GAB in einer zweiten Projektlaufzeit bis 2024 weitergeführt werden. Durch die Aufnahme der Ludwig-Maximilians-Universität München sowie der Hochschule München in das bisherige GAB-Konsortium, könnte in Bayern zusätzliche Expertise bei der Bearbeitung wissenschaftlicher Fragestellungen im Feld der Tiefengeothermie gebündelt werden.

Die Fortsetzung und der Ausbau des GAB-Forschungsverbundes sollen dazu führen, dass die Tiefengeothermie in Zukunft in den Energiebilanzen eine größere Rolle spielt. Dabei soll das heimische Potential sowohl sicher und sozialverträglich, als auch langfristig und nachhaltig ausgeschöpft werden.

Während einer zweiten Projektlaufzeit sollen vier Teilprojekte bearbeitet werden. Im Teilprojekt „effizient – Wärmewende durch intelligente Nutzung der Geothermie“ soll unter anderem an Konzepten der Trigeneration (Strom-Wärme-Kälte), Effizienzsteigerung von Kraftwerkskomponenten, wie beispielsweise Sorptionskältemaschinen und Tauchkreislumpenmotoren sowie der intelligenten Wärmeverteilung geforscht werden. Im Teilprojekt „regional – heimische Ressourcen flächendeckend fördern“ soll die Erkundung des Untergrundes in Nordbayern weiter vorangetrieben werden, um letztendlich einen optimalen Standort für ein petrothermales Pilotprojekt auszumachen. Im Teilprojekt „langfristig – die Thermalwasserproduktion nachhaltig gewährleisten“ steht der sichere und langfristige Betrieb von Geothermieanlagen, mit dem Fokus auf das Reservoir, im Vordergrund. Es soll unter anderem das Bohr- und Fündigkeitsrisiko weiter gesenkt werden. Im Teilprojekt „sozial – Klimaschutz durch eine sichere Technologie“ soll durch die intensive Erforschung seismischer Ereignisse und deren Auswirkungen auf Gebäude, wichtige Erkenntnisse hin zu einer noch höheren Akzeptanz gewonnen werden.

Kontakt:
Geothermie-Allianz Bayern

Technische Universität München
Munich School of Engineering (MSE)

Lichtenbergstr. 4a
85748 Garching

Tel.: +49 89 289 10642

gab@mse.tum.de
www.mse.tum.de

Literatur

- AGEE-Stat (2019): Erneuerbare Energien in Deutschland - Daten zur Entwicklung im Jahr 2018, Hintergrundpapier, Hrsg. Umweltbundesamt.
- Agemar, T., Alten, J., Ganz, B., Kuder, J., Kühne, K., Schumacher, S., und Schulz, R., (2014): The Geothermal Information System for Germany - GeotIS, ZDGG Band 165 Heft 2, 129-144.
- BVG (2019): Bundesverband Geothermie Liste der tiefen Geothermieprojekte in Deutschland, <https://www.geothermie.de/geothermie/geothermie-in-zahlen.html> (Abgerufen: Januar 2020).
- Bohnsack, D., Potten, M., Pfrang, D., Wolpert, P., & Zosseder, K. (2020). Porosity–permeability relationship derived from Upper Jurassic carbonate rock cores to assess the regional hydraulic matrix properties of the Malm reservoir in the South German Molasse Basin. *Geothermal Energy*, 8(1), 1-47.
- De Wall, H., Schaarschmidt, A., Kämmlin, M., Gabriel, G., Bestmann, M. und Scharfenberg, L. (2019): Subsurface granites in the Franconian Basin as the source of enhanced geothermal gradients: A key study from gravity and thermal modeling of the Bayreuth Granite. – *Int. J. Earth Sci.*, 108 (6): 1913–1936.
- Drews, M., Bauer, W., Fazlikhani, H., Stollhofen, H., Kämmlin, M., Potten, M., Thuro, K., de Wall, H. (2019a): Ursachenforschung zur geothermischen Anomalie in Nordbayern. *Zeitschrift Geothermische Energie* 91: 24-26.
- Drews, M., Bauer, W., Stollhofen, H., (2017b): Reentering of an overpressured basin - The south German Molasse, 1st EAGE Workshop on Pore Pressure Prediction: At the Well Scale from Today to Tomorrow, State of the Art, Recent Progress and Technology Gap.
- Drews, M., Bauer, W., Caracciolo, L., Stollhofen, H., (2018a): Disequilibrium compaction overpressure in shales of the Bavarian Foreland Molasse Basin: Results and geographical distribution from velocity-based analyses, Germany. *Marine and Petroleum Geology* 92: 37-50.
- Drews, M., Bauer, W., Stollhofen, H., (2018b): Porenüberdruck im Bayerischen Molassebecken. *Erdöl-Erdgas-Kohle* 134: 308-310.
- Drews, M., Bauer, W., Fazlikhani, H., Stollhofen, H., Kämmlin, M., Potten, M., Thuro, K., de Wall, H. (2019a): Ursachenforschung zur geothermischen Anomalie in Nordbayern. *Zeitschrift Geothermische Energie* 91: 24-26.
- Drews, M., Zosseder, K., Stollhofen, H., (2019b): Prediction of minimum and maximum drilling mud weights from integrated geological analysis of geophysical, production and drilling data in the Bavarian Molasse Basin, Der Geothermiekongress 2019, Munich.
- Drews, M., Hofstetter, P., Zosseder, K., Straubinger, R., Gahr, A., Stollhofen, H., (2019c): Predictability and controlling factors of overpressure in the North Alpine Foreland Basin, SE Germany: An interdisciplinary post-drill analysis of the Geretsried GEN-1 Deep Geothermal Well. *Geothermal Energy* 7:3.
- Drews, M.C., Seithel, R., Savvatis, A., Kohl, T., Stollhofen, H., (2019d): A normal-faulting stress regime in the Bavarian Foreland Molasse Basin? New evidence from detailed analysis of leak-off and formation integrity tests in the greater Munich area, SE-Germany *Tectonophysics* 755: 1-9.
- Drews, M., Bauer, W., Fazlikhani, H., Eberts, A., Potten, M., De Wall, H., Thuro, K., Stollhofen, H., (2019d): Towards a regional geomechanical model of the Franconian Basin, SE Germany, Der Geothermiekongress 2019, Munich.
- Drews, M., Stollhofen, H., (2019): PPGF Prediction in Complex Tectonic Settings: The North Alpine Thrust Front and Foreland Basin, SE Germany, Second EAGE Workshop on Pore Pressure Prediction Amsterdam.
- Eyerer, S., Schifflachner, C., Hofbauer, S., Bauer, W., Wieland, C., & Spliethoff, H. (2020): Combined heat and power from hydrothermal geothermal resources in Germany: An assessment of the potential. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 120, 109661.
- Eyerer, S., Dawo, F., Kaindl, J., Wieland, C., Spliethoff, H. (2019): Experimental investigation of modern ORC working fluids R1224yd(Z) and R1233zd(E) as replacements for R245fa. *Applied Energy*; 240:946–63.
- Eyerer, S., Dawo, F., Rieger, F., Schuster, A., Aumann, R., Wieland, C.; Spliethoff, H. (2019): Experimental and numerical investigation of direct liquid injection into an ORC twin-screw expander, *Energy* 178, pp. 867-878.
- Eller, T., Heberle, F. u. Brüggemann, D. (2019): Evaluation of different power plant concepts for geothermal heat and power production. *Proceedings of European Geothermal Congress 2019*.
- Eller, T., Heberle, F. u. Brüggemann, D. (2019): Transient simulation of geothermal combined heat and power generation for a resilient energetic and economic evaluation. *Energies* 12(5),894
- Flechtner, F., Keim, M., Loewer, M. (2019): Bürgerentscheid gegen Geothermie – Fallstudie Puchheim, abrufbar unter: https://www.mse.tum.de/fileadmin/w00bvc/www/gab/2019-08-12_Tiefengeothermieprojekt_Puchheim.pdf.
- Heine, F., Zosseder, K. & Einsiedl F. (2018a): Was können wir aus den Ergebnissen eines isotopen- und hydrochemisch begleiteten Langzeitpumpversuchs im Oberjura-Grundwasserleiter des Bayerischen Molassebeckens in Hinblick einer Reservoircharakterisierung lernen? FH-DGGV-Tagung, 21.-24. März 2018 - Grundwasser im Umfeld von Bergbau, Energie und urbanen Räumen, Bochum, Deutschland.
- Heine, F., Peña, A., Zosseder, K. & Einsiedl F. (2018b): Schlussbericht zum Forschungsvorhaben IsoMol: Untersuchungen zum verbesserten Reservoirverständnis des Malmaquifers im bayerischen Molassebecken. *Forschungsbericht (unveröff.)*, 122 S., Bayerisches Landesamt für Umwelt.
- Hörbrand, T., Baumann, T., Moog, H. (2018): Validation of hydrogeochemical databases for problems in deep geothermal energy. *Geothermal Energy* 6:20.

- Jung, R., Röhling, S., Ochmann, N., Rogge, S., Schellschmidt, R., Schulz, R., Thielemann T. (2002): Abschätzung des Technischen Potenzials der geothermischen Stromerzeugung und der geothermischen Kraft-Wärmekopplung (KWK) in Deutschland. Gutachten im Auftrag des Deutschen Bundestag; Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover.
- Jain, C., Vogt, C. & Clauser, C. (2015): Maximum potential for geothermal power in Germany based on engineered geothermal systems, *Geothermal Energy*, 3(1).
- Kämmlein, M., Dietl, C., Stollhofen, H. (2019): The Franconian Basin thermal anomaly: Testing its origin by conceptual 2-D models of deep-seated heat sources covered by low thermal conductivity sediments.- *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, 4/2019.
- Kämmlein, M., Stollhofen, H., (2019a): Lithology-specific influence of particle size distribution and mineralogical composition on thermal conductivity measurements of rock fragments. *Geothermics* 80, 119-128.
- Kämmlein, M., Stollhofen, H., (2019b): Pore-fluid-dependent controls of matrix and bulk thermal conductivity of mineralogically heterogeneous sandstones. *Geotherm. Energy* 7.
- Kämmlein, M., Bauer, W., Stollhofen, H. (2020): The Franconian Basin thermal anomaly: New thermal conductivity and uniformly corrected temperature data. *Z. Dt. Ges. Geowiss.*, Band 171/1.
- Konrad, F., Savvatis, A., Wellmann, F., & Zosseder, K. (2019): Hydraulic behavior of fault zones in pump tests of geothermal wells: a parametric analysis using numerical simulations for the Upper Jurassic aquifer of the North Alpine Foreland Basin. *Geothermal Energy*, 7(1), 1-28.
- Kullick, J., Hackl, C. M. (2017): Dynamic Modeling and Simulation of Deep Geothermal Electric Submersible Pumping Systems. *Energies* 10 (10), 1659.
- Kullick, J., Hackl, C.M. (submitted): Generic machine identification and maximum efficiency operation of induction machines, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2019
- Kullick, J., Hackl, C.M. (submitted): Speed-sensorless state feedback control of induction machines with LC filter, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2019.
- Molar-Cruz, A., Siala, K., Loewer, M. & Flechtner, F. (2020): Hydrothermal Favorability Map of Heat and Power Generation in the Bavarian Molasse Basin; *World Geothermal Congress*, Reykjavik, 2020.
- Mayrhofer, C, Niessner, R. & Baumann, T. (2014): Hydrochemistry and hydrogen sulfide generating processes in the Malm aquifer, Bavarian Molasse Basin, Germany, *Hydrogeol J.* 22.
- Potten, M., Sellmeier, B., Mraz, E., & Thuro, K. (2019): Geomechanical Investigation of High Priority Geothermal Strata in the Molasse Basin, Bavaria, Germany. In *IAEG/AEG Annual Meeting Proceedings*, San Francisco, California, 2018-Volume 2 (pp. 21-26). Springer, Cham.
- Seithel, R., Müller, B., Zosseder, K., Schilling, F., Kohl, T. (2018): Betrachtung der Seismizität um Geothermie- Anlagen im geomechanischen Kontext. *Geothermische Energie Heft 89*, 24-27.
- StMWi (2019a): Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie Monitoringbericht zum Umbau der Energieversorgung, 39 S.
- StMWi (2019): Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, Energiegipfel Bayern 2018/2019, Ergebnisse der Arbeitsgruppen, 79 S.
- Stollhofen, H.; Bauer, W.; Bertermann, D.; Drews, M.; Fazlikhani, H. (2018): Oberflächennah bis kilometertief – Lehre und Forschung zur Geothermie an der FAU Erlangen. *Geothermische Energie*, 89, 30-32.
- SWM Stadtwerke München (2019): Gestalter der Wärmewende, Fernwärme- 100 Prozent klimaneutral, Artikel-Nr. 120315.
- Ueckert, M., Baumann, T. (2019): Hydrochemical aspects of high temperature aquifer storage in carbonaceous aquifers - evaluation of a field study, *Geotherm. Energy* 7.
- Ueckert M., Wismeth, C., Baumann, T. (2020): Crystallization of calcium carbonate in a large-scale push-pull heat storage test in the Upper Jurassic carbonate aquifer. *Geothermal Energy*, 8.