

## Geothermie / Erdwärme

### Grundlegendes

#### 1. Welche Arten gibt es?

Dazu zählen alle Nutzungen der Erdwärmeenergie, wobei Wasser aus wasserleitenden Gesteinsschichten (Aquifere) als **Wärmeträger** dient. Von **tiefer Geothermie** spricht man bei Bohrungen **ab ca. 400m Tiefe**, sonst ( $\leq 400\text{m}$  Tiefe) von flacher oder **oberflächennaher Geothermie**. Bei letzterer handelt es sich im Grunde um Wärmepumpen oder Erdsonden.

Ein Sonderfall tiefer Geothermie ist das **Hot Dry Rock-Verfahren (HDR)**, wobei Wasser **von oben** in das Gestein gepresst wird, das sich unten erhitzt und anschließend wieder hochgepumpt wird. HDR benötigt also keine wasserführenden Gesteinsschichten, aber die Erwärmung dauert länger und der Wärmestrom ist kleiner, als wenn vorhandenes heißes Wasser direkt hochgepumpt wird. Oder die Gesteinsoberfläche zur Wärmeübertragung wird künstlich erhöht – „Fracking“! HDR zählt zu den **Engineered Geothermal Systems (EGS)**.

**Petrothermale Erdwärmesonden** realisieren dagegen einen **abgeschlossenen** Wasser- oder Ammoniak- Kreislauf zur Wärmeübertragung (Rohrleitungssystem) und sind daher „sauber“, dafür sehr teuer, und sie erreichen nur geringe Wärmeleistungen pro Bohrung.

#### 2. Prinzipien

Pro 100 m Tiefe steigt die **Erdtemperatur** in Deutschland im Mittel um ca. 3 K an; im Oberrheingraben ist der Temperaturgradient mit 5-10 K pro 100m höher. Also muss man weniger tief bohren. Wichtige **Gesteinsparameter** neben der Temperaturzunahme sind die **hydraulische Leitfähigkeit** / der Fließwiderstand sowie der durchflusswirksame **Hohlraumanteil** (Porosität). Der **Produktivitätsindex**  $PI [m^3 s^{-1} MPa^{-1}]$  misst die **Ergiebigkeit**, also die **Förderrate**  $Q [m^3 s^{-1}]$  im Verhältnis zur **Druckabsenkung**  $\Delta p [Pa]$ ; sie ist z.B. auf Island oder in ähnlichen vulkanischen Gebieten mit heißen Thermalquellen sehr hoch – das heiße Wasser sprudelt quasi „von allein“. Das Produkt aus Förderrate und Temperaturniveau ergibt die **quantitative Leistung** einer Erdwärmequelle.

Bei tiefer Geothermie wird das durch den Wärmeentzug abgekühlte Wasser in denselben Aquifer in einer bestimmten Entfernung zur Entnahmebohrung zurückgegeben (**Injektions-** oder Verpress-Bohrung, „Dublette“, Recharge). Dies geschieht zur Erneuerung des Grundwassers, um also einen dauerhaft ergiebigen hydraulischen Strom zu erhalten (hydraulisches Gleichgewicht), sowie aus entsorgungstechnischen Gründen, weil das Wasser salzhaltig oder mineralisch belastet ist. [Eine Ölquelle braucht nur *eine* Bohrung!]

Ein wesentlicher Gesichtspunkt ist die **chemische Zusammensetzung** des Thermalwassers (**Gase, Salze, mineralische Ablagerungen, Elektrolyte, Radionuklide**). Der Salzgehalt ist im Oberrheingraben besonders hoch. Die Erschließung neuer Quellen erfordert **aufwändige hydraulische Probebohrungen** ähnlich wie bei der Erdöl- und Erdgas-Exploration; eine Temperatur-Tiefenkarte allein, also ein Atlas, der an jeder Stelle die Temperatur in einer bestimmten Tiefe anzeigt, oder die Tiefe, ab der eine bestimmte Temperatur erreicht wird, bietet keine Erfolgsgarantie. Besonders ergiebig sind Quellen oft in der Nähe lokaler Störungszonen im Grundgestein (Klüfte, Verwerfungen), aber genau diese begünstigen auch das Entstehen von Mikro-Erdbeben beim Anbohren (seismische Ereignisse).

#### 3. Arten der Energienutzung, Energieumwandlung

**Oberhalb ca. 110 °C Wassertemperatur** reicht der Dampfdruck aus, um die Wärme wirtschaftlich in **elektrische Energie** umzuwandeln. Eine **Dampfturbine** erzeugt den **Strom** wie in Kohle- oder Atomkraftwerken. Der elektrische Wirkungsgrad (Verhältnis der elektrischen Ausgangsenergie zur thermischen Energie des Wassers [GWh]) wächst in grober Näherung proportional zur Eingangstemperatur, von etwa 4% bei 110°C auf etwa 8% bei 160°C; er bleibt also recht gering. Sinnvoll ist die Stromerzeugung daher **kombiniert** mit der **Abwärmenutzung**. Wärme oder Kälte ist die Hauptanwendung der Geothermie, und oberflächennah ist es die einzige Nutzung. Die Wärmeenergie wird mittels Erdsonden oder Wärmepumpen gefördert und über **Fernwärme-/Nahwärme-/Nahkältenetze** verteilt. Wärme auf höheren Temperaturen wird durch **Wärmetauscher** (evtl. mehrere in Kaskaden hintereinander) auf das oder die Abnahmeniveau(s) übertragen. Bei zu niedrigen Angebotstemperaturen von nur 10 bis 20°C, oder zur Kälteerzeugung, wird es mit Hilfe von Wärmepumpen auf ein höheres oder niedrigeres Niveau gehoben (elektrisch angetriebene Verdichtungs-Kondensations-Zyklen mit Hilfe eines Kühlmittels).

#### 4. Welche geographischen Standorte und geologischen Gesteinsformationen eignen sich besonders?

Deutschlands wichtigste Regionen im Hinblick auf hydrogeothermische Nutzungen sind das **Norddeutsche Becken (NDB)**, der **Oberrheingraben (ORG)** und das **Süddeutsche Molassebecken (SDM)**, Alpenvorland bis etwa zum Bodensee als westliche Grenze).

## 5. Welche Geothermie-Projekte und geothermischen Anlagen gibt es aktuell in Baden-Württemberg oder dem Oberrheingraben?

Überraschend wenige, siehe Wikipedia-Liste [Geothermie-Kraftwerke Deutschland](#) und [Karte](#) dazu. Im **ORG** werden heute **sechs** Anlagen kommerziell betrieben (u.a. Geothermiekraftwerk **Landau** (2007-2014), **Insheim/Pfalz**, **Bruchsal**), die 130 bis 180 °C heißes Thermalwasser liefern. Weitere z.B. in **Riehen** (Hochrhein, Schweiz); **HDR-Erkundung** in **Soultz-sous-Forêts** (Elsass, Frankreich). Rund um München (SDM) sind mehr Anlagen in Betrieb.

## 6. Leistung / Kapazität: Wieviel GW thermische und elektrische Leistung werden derzeit erzeugt?

*Für die tiefe Geothermie in Deutschland konnte sich im Wettbewerb mit den fossilen Energieträgern Kohle und Erdgas bislang noch kein umfassender Markt entwickeln. Bundesweit liefern im Jahr 2020 42 Anlagen 359 MW installierte Wärmeleistung und 45 MW elektrische Leistung ([FHG-22]; unklar, ob und wie viele davon schon, oder noch, in Betrieb sind und welche als Versuchsanlagen / Forschungsprojekte dienen). Im Vergleich dazu: 440.000 Wärmepumpen mit 4.400 MW installierte Wärmeleistung aus oberflächennahen Quellen von weniger als 400 m Tiefe.*

## 7. Wärmeenergie, Bedarf, Potenzial: Auf wie groß werden die technischen und wirtschaftlichen Potenziale der tiefen Geothermie in Baden-Württemberg derzeit geschätzt?

Geplante größere Installationen? Haben sich Erwartungen / Projektionen aus der Vergangenheit erfüllt?

*Pro Jahr könnten zwischen 220 und 430 Terawattstunden (TWh) **Wärmeenergie** aus hydrothermalen Reservoiren gewonnen werden, das heißt, aus wasserführenden Gesteinsschichten, die 400 bis 5000 Meter tief in der Erde liegen. Das Thermalwasser dort hat Temperaturen zwischen 35 und 180 Grad. Das sind rund **25 Prozent des deutschen Wärmebedarfs von rund 1400 TWh pro Jahr**, von denen **60% eine Temperatur unter 200°C** erfordern; dem entsprechen rund **70 GW<sub>th</sub> installierte Leistung**. [FHG-22]. ... Allerdings fallen mit dem Ausstieg aus der Kohleverstromung auch 13.3 GW an ausgekoppelter Wärmeleistung (Fernwärme) weg.*

Es gab in D schon einmal eine recht intensive Phase von Geothermie-Pilotprojekten (2004 bis etwa 2012). Der Einstieg für private Investoren lohnt sich derzeit wenig. Ein **politisches Ziel** der **Ampelregierung** lautet, dass **50 % des kommunalen Wärmebedarfs** bis 2030 aus **klimaneutralen Quellen** stammen.

## 8. Kosten

Zwei bis **2,5 Milliarden Euro pro Gigawatt Wärmekapazität** seien laut der Roadmap [FHG-22] nötig (wie wurde diese Schätzung ermittelt?) **Je GW installierter Leistung** werden bis zu **100 Tiefbohrungen** benötigt. Würde die Nutzungskapazität von **heute** unter **0,4** auf **24 Gigawatt (GW)** bis 2030 ausgebaut, wären das **5 bis 7,5 Milliarden Euro jährlich**. Das würde für rund **100 TWh Wärmeenergie** pro Jahr genügen (bei gut 4000 angenommenen Volllaststunden im Jahr). Die **Gestehungskosten** werden mit **<30 €/MWh** angegeben.

## 9. Vorteile:

- **Strom- und Wärmeerzeugung** aus tiefer Geothermie sind **im Betrieb CO<sub>2</sub>-frei** (wenn der Hilfsstrom es ist) und **ganzjährig grundlastfähig**. Zudem können unterirdische **thermische Speicher netzdienliche Flexibilität** (Wärme und/oder - eingeschränkt - Strom) bereitstellen, das heißt, sie dienen als Pufferspeicher, wenn Angebot und Bedarf an Energie zeitweise auseinanderklaffen (⇒ „**Sektorenkopplung**“ von Wärme und Strom).
- **Regionale unabhängige klimaneutrale Wärmeversorgung** über **FW-Netze**; Beitrag zur „Wärmewende“.
- **Geringerer Platzbedarf** der Anlagen im Vergleich zu großen Windfarmen, Solarfeldern und Großkraftwerken; trotzdem nicht zu vernachlässigen!
- Vielfältige **technologische Entwicklungs-, Wertschöpfungs- und Arbeitsmarktpotenziale** (Beispiele siehe [FHG-22]); interessant auch für **ehemalige Bergbauregionen** ⇒ Transformation).

## 10. Risiken und Hindernisse:

- **Umweltrisiken**, z.B. **seismische** Mikrobeben. Bohrungen an geologischen Störstellen (Klüfte / Verwerfungen) erhöhen die Ergiebigkeit, aber auch das Risiko von Mikrobeben (⇒ Zielkonflikt). Ein **Ampelsystem** überwacht die Erschütterungen während der Bohrung, aber schaltet es im Notfall schnell genug ab?

Eine unsachgemäße Bohrung kann eine **nasse Verbindung** zwischen ansonsten getrennten Gesteinsstockwerken (Aquiferen) schaffen. In Staufen (Breisgau) drang so Wasser in eine bodennahe Schicht aus Anhydrit ein, das sich in Gips umwandelte, aufquoll und die Gebäude anhob. Laut Geothermie-Experten ist dies ein **vermeidbarer Kunstfehler** (Prof. Schilling, KIT). Ein weiterer möglicher Unfall ist ein **thermischer oder hydraulischer Kurzschluss** zwischen Förder- und Injektionsleitung (⇒ kein Nutzen, Risiko des Betreibers).

Mögliche **Wechselwirkungen** mit dem Grundwasser / der **Trinkwassergewinnung** sind selten, da in der Regel getrennte Reservoirs.

Geothermie ist eine **fossile Technologie**. Manche Techniken wie z.B. solche zur Stimulation der Ergiebigkeit (**EGS**) ähneln dem **Fracking**; nachhaltig ist das nicht (induzierte Beben, aggressive Lösungen und Chemikalien). Bestehende oder befürchtete Umweltrisiken wecken die Vorbehalte und **Widerstände** der Anwohner.

- **Ökonomisch und politisch: Fündigkeitsrisiko**; die Unsicherheit bei der Abschätzung der **Ergiebigkeit** schreckt private Investoren. [BMU-2010], 3.1.5, skizziert die durchaus aufwändigen Arbeitsschritte bei der Projektierung geothermischer Anlagen. Risiken bestehen bei der Abschätzung der Dauerhaftigkeit oder Beständigkeit der Quellen. Es muss in die Materialforschung und in eine gute Instandhaltung investiert werden (wg. Verschleiß, Ablagerungen, Korrosion), andernfalls besteht die Gefahr, dass nach 20-30 Jahren „Industrieruinen“ verbleiben.
- **Heißes Wasser allein nützt wenig; die Wärme muss verteilt werden**, neue **Fernwärmestrassen** errichtet oder bestehende **Nahwärmenetze** erweitert und angebunden werden. Das lohnt derzeit wenig: **Investitions- oder Ausbaurkosten** zu hoch, fossile Wärmequellen vergleichsweise zu billig (**CO<sub>2</sub>-Preis** – EU-Emissionsrechtshandel (ETS) - **ab 2027** geplant, und dann voraussichtlich noch für lange Zeit viel zu niedrig). **Wärmeverluste** wachsen mit der Distanz ⇒ eher Nahwärmeversorgung.

### Quellen:

[BMU-2010] Ingrid Stober, Thomas Fritzer, Karsten Obst und Rüdiger Schulz: [Tiefe Geothermie – Nutzungsmöglichkeiten in Deutschland](#), Hg. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2010.

[FHG 22] Bracke, R.; Huenges, E. (Hg.): [Roadmap Tiefe Geothermie](#) für Deutschland - Handlungsempfehlungen für Politik, Wirtschaft und Wissenschaft für eine erfolgreiche Wärmewende; Strategiepapier von sechs Einrichtungen der Fraunhofer Gesellschaft und der Helmholtz-Gemeinschaft, 2022

[Age 14] Agemar, T., Alten, J. A., Ganz, B., Kuder, J., Kühne, K., Schumacher, S., & Schulz, R. (2014). *The geothermal information system for Germany–GeotIS*. Zeitschrift der deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften, 129-144, DOI: <https://doi.org/10.1127/1860-1804/2014/0060>.

### Fraunhofer IEG: Zitate aus der Roadmap [FHG 22]

*Pro Jahr könnten zwischen 220 und 430 Terawattstunden (TWh) Wärmeenergie aus hydrothermalen Reservoirs gewonnen werden, das heißt, aus wasserführenden Gesteinsschichten, die 400 bis 5000 Meter tief in der Erde liegen. Das sind rund 25 Prozent des deutschen Wärmebedarfs von rund 1400 TWh pro Jahr, von denen 60% eine Temperatur unter 200°C erfordern; installierbare Leistung ca. 70 GW. Das Thermalwasser dort hat Temperaturen zwischen 35 und 180 Grad. Allerdings fallen mit der Kohleverstromung (Kohleausstieg) auch 13.3 GW an ausgekoppelter Wärmeleistung (Fernwärme) weg. ...*

*Je nach Temperatur kann das Thermalwasser unterschiedlich genutzt werden, beispielsweise um Nah- und Fernwärmenetze zu versorgen. Sie können aber auch weite Teile des industriellen Bedarfs an Niedertemperaturwärme bedienen, die etwa in der Lebensmittel-, der Holz- oder der Papierindustrie benötigt werden. ...*

*Die regionale Verteilung von möglichen hydrothermalen Reservoirs ... mit erhöhten Temperaturen einerseits sowie den Kommunen und Landkreisen mit großen Wärmeverbräuchen andererseits ist weitgehend deckungsgleich (Abb. 8). ... Die technischen Angebotspotenziale für eine Stromerzeugung und Wärmebereitstellung aus hydrothermalen Geothermie wurden bisher für die Regionen NDB, RRR, ORG und SDM ermittelt [Age 14].*

Nach meiner ersten Einschätzung ist die Fraunhofer-Roadmap [FHG-22] eine **theoretische Potenzialanalyse**, keine detaillierte technische und ökonomisch durchgerechnete, oder gar praktische Analyse, was vor Ort realisierbar ist. Der Bericht [FHG-22] geht primär von den **Wärmebedarfen** aus [GWh/a], die nach den verschiedenen Sparten (Haushalte, Gewerbe-Handel-Dienstleistungen, Industrie) und den dort jeweils geforderten **Temperaturniveaus** aufgeschlüsselt werden. Dem gegenüber steht einfach das durchschnittliche geothermale **Angebot** aus einer groben Tiefen-Temperaturkarte, wo in welcher Tiefe im Mittel welche Temperatur herrscht. Viele erfolgsentscheidende Faktoren darüber hinaus wurden m.E. nicht im Detail und auf nachvollziehbare Weise untersucht und im Bericht dargestellt, zum Beispiel:

- **Geologische Eignung** (mechanisch-hydraulische Gebirgseigenschaften, chemische und physikalische Fluideigenschaften)
- **Ergiebigkeit** der Standorte, Nachhaltigkeit / Dauerhaftigkeit einer Förderung
- Benötigte Infrastrukturen zur **Wärmeverteilung**.

Zur **Wärmeverteilung** braucht es 1) **neue Nah- oder Fernwärmenetze**, welche evtl. mehrere Kommunen gemeinsam anbinden, 2) technische Anpassungen an bestehenden Netzen (Einspeisepunkte, Volumenströme, Druckhaltung und Temperaturniveau, Betriebsführung und technische Ausrüstung), 3) politische, rechtliche und organisatorische Rahmenbedingungen (Genehmigungen, mehrjährige Vorlaufzeiten zur Integration geothermischer Heizwerke in die kommunale Wärmeversorgung, Umstellung des Wohngebäudebestandes auf kommunale Wärmeversorgung etc.).

Für die Integration der Geothermie in den Energiemix kommen auf die Akteure aus Wirtschaft, Wissenschaft, Politik und Verwaltung **komplexe Umsetzungsaufgaben** zu. Dabei besitzen die **Kommunen** eine exponierte Bedeutung. [FHG-22]

**Empfehlungen aus dem Strategiepapier / Roadmap** [FHG-22], Hervorhebungen von mir:

1. Gesetzgeber muss **Ausbauziele** formulieren und **regulativ untersetzen**. Beschleunigte **Genehmigungsverfahren** mit Konzentrationswirkung; Anpassung von **Gesetzen** (etwa **Bundesberggesetz** (BbergG), **Wasserhaushaltsgesetz** (WHG), **Baugesetzbuch** (BauGB), **Umweltverträglichkeitsprüfung** (UVPG), **Gebäudeenergiegesetz** (GEG)); Ausweisung von **Vorzugsflächen** in den **Raumordnungsplänen** der Länder und in den kommunalen **Flächennutzungsplänen**. Zugleich muss die Politik **CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten zum Leitwerkzeug** der Regulation erheben<sup>1</sup>.
2. **Instrumente zur Fündigkeits-Risikominderung**: spürbare Erhöhung des jährlichen Fördervolumens der »**Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)**« auf deutlich über 1 Mrd. Euro. Technisch gehören dazu geophysikalische Untersuchungen in Ballungsräumen im Rahmen der geologischen Landesaufnahmen und ein **Explorationsbohrprogramm**, um das Fündigkeitsrisiko zu senken, sowie Demonstrations- und Pilotanlagen mit wissenschaftlicher Begleitung<sup>2</sup>.
3. Investitionen in **10-Jahres-Schlüsseltechnologien** für den Ausbau auf einen Großindustriellen Maßstab durch die Industrie und flankierende staatliche Förderprogramme; z.B. in Bohr- und Reservoir-Technologien (inkl. Engineered Geothermal Systems (EGS)), Bohrlochpumpen, Hochtemperatur-Wärmepumpen, Entwicklung von Großwärmespeichern, der Ausbau von **transkommunalen Wärmenetzen** und die **sektorübergreifende Systemintegration**. Dabei muss eine **umfassende Digitalisierung** zur Grundlage der Analyse, Planung, Integration, Steuerung und Kontrolle komplexer Energiesysteme werden.
4. Aktivierung des hohen **Wertschöpfungs- und Arbeitsmarktpotenzials** von 5 bis 10 Personen je MW installierter Leistung entlang der Wertschöpfungskette von Forschung und Entwicklung, Komponentenproduktion, Verwaltung, Anlagenbau und -betrieb durch innovations- und wirtschaftsfördernde Maßnahmen. Flankierende bildungspolitische Maßnahmen (Curricula, Weiterbildungen, überbetriebliche Ausbildungszentren, Anwerbeprogramme) werden zur Beseitigung von mangelnden personellen Kapazitäten benötigt.
5. Eine breite **Öffentlichkeitsarbeit** muss initiiert und politisch proaktiv begleitet werden. Die Förderung einer positiven Antizipation und Akzeptanz in der Gesellschaft erfordert insbesondere auf kommunaler Ebene eine zielgerichtete Strategie zur Interaktion mit Bürger\*innen und Stakeholder\*innen, die partizipative Möglichkeiten schafft.

**Zeitvorstellungen** [FHG-22]

„Bis 2025 sollten Machbarkeitsstudien und geophysikalische Erkundungsprogramme für Reservoirs in 20 % der Großstädte und Städte angelaufen sein, und bis 2030 müssen die Potenziale der hydrothermalen Tiefen Geothermie flächendeckend erkundet und die Daten digital verfügbar sein. Bis 2040 sollte dann auch die Erkundung petrothermaler Systeme im Grundgebirge und in tektonisch aktiven Zonen in Regionen mit großen Wärmesenken abgeschlossen sein.“

Es versteht sich wohl von selbst, dass diese Schritte nicht automatisch passieren, quasi nebenbei und zusätzlich zu allem anderen, was notwendig oder wünschenswert wäre, sondern höchstens als Ergebnis eines dezidierten Wollens und Planens, das mit einer gewissen Priorität *gegenüber anderen* Entwicklungen gepuscht wird, welche *konkurrierende* Ressourcen beanspruchen (Kapital, Firmen, Fachkräfte etc.). Üblicherweise erzeugen die Politik / der Staat oder private Investoren solchen Druck. Der privaten Wirtschaft fehlt aber derzeit ein starkes Interesse an der Nutzung der tiefen Geothermie, weil die Rahmenbedingungen dafür nicht stimmen. Und der Staat führt und lenkt nicht top-down, sondern er legt Förderprogramme auf, ermuntert, schürt Hoffnungen, moderiert und verhandelt eventuell mit den Interessenten / Investoren.

---

<sup>1</sup> Im Klartext: die **fossile Verbrennung** ist derzeit **viel zu billig**; trotz „Gaspreiskrise“ und trotz Emissionshandel (ETS), der den Wärmesektor noch weitgehend ausklammert. Daher lohnt sich der Aufbau der Geothermie derzeit nicht genug.

<sup>2</sup> Ich lese darin das Verlangen nach einer Art **konzertierter Aktion**, um die Randbedingungen und Probleme (technisch, wissenschaftlich, ökonomisch, ökologisch, sozial) der Nutzung tiefer Geothermie in einer größeren Region gebündelt zu bearbeiten, statt vieler unabhängiger lokaler Kleinprojekte / Probebohrungen; ich weiß nicht, ob das oben genannte Förderprogramm (BEW) des Bundes diese Koordinierungsfunktion mit abdeckt und ob/wo das so stattfindet.

## Virtuelles Treffen Geothermie am 17.02.23

### Meeting

**Alexander Salomon** und **Dr. Ute Leidig** (MdL/BW, Fraktion **Grüne**) laden zu einem geplanten Zoom-Meeting ein.

Thema: **Runder Tisch Tiefengeothermie an der Schwelle vom Potential zur Umsetzung**

Uhrzeit: 17.Feb. 2023 16:00 bis 18:00; **ca. 60 Teilnehmende** sind per Zoom zugeschaltet.

#### Ankündigung:

Baden-Württemberg will bis 2040 klimaneutral sein. Ein wichtiger Baustein für das Erreichen dieses Ziels ist der Ausbau erneuerbarer Energien in der Wärmeversorgung. Speziell am Oberrheingraben und damit auch in Karlsruhe gilt tiefe Geothermie als verheißungsvolle Energiequelle mit enormem Potenzial. Allerdings stellen sich bei der Nutzung der Tiefen Geothermie auch Fragen nach Sicherheitsrisiken wie induzierter Seismizität.

Was genau ist tiefe Geothermie und was kann sie für die Wärmeversorgung leisten? Welche Anforderungen stellt sie an den Ausbau der Wärmenetze? Was hat es mit der möglichen Lithium-Gewinnung auf sich? Welche Risiken bestehen bei der Nutzung tiefer Geothermie? Diesen und weiteren Fragen widmen wir uns im Rahmen des virtuellen Runden Tisches.

Als Experten (Vortragende) mit dabei:

- [Hans-Peter Behrens](#), Mitglied des **Umweltausschusses** des **Landtags Baden-Württemberg** für die Grünen; Abgeordneter (MdL) für den Landkreis Baden-Baden/Rastatt; Sprecher für Bioökonomie
- [Prof. Dr. Frank Schilling](#), **Dekan** der **KIT-Fakultät** für Bauingenieur-, Geo- und Umweltwissenschaften, Leiter des **Landesforschungszentrums** für Geothermie (LFZG), als geologischer Experte
- [Dr. Horst Kreuter](#), **CEO und Firmengründer** von [Vulcan Energies Ressourcen GmbH](#) (Grund für seine Einladung ist die **Lithiumgewinnung** als Nebenprodukt aus Thermalwässern)
- [Jonas Wilke](#), **energieAgentur Landkreis Karlsruhe GmbH** (Klimaschutzkonzept Lkrs. KA, Zeozweifrei)

Herr **Behrens** zeigte auf seinen Folien u.a. eine Karte mit mehreren (7 oder 8) Bohrprojekten der Tiefen Geothermie im **nördlichen Landkreis Karlsruhe** rund um **Graben-Neudorf**; die **Deutsche Erdwärme (DEW)**, **Vulcan Energie** sowie die **EnBW** sind unter dem Dach der **Zeozweifrei-Projekt-GmbH** beteiligt. Behrens betont die Genehmigungs- und Sicherheitsaspekte („ab 100m Tiefe ist das Bergamt zuständig“; mehrstufiges Genehmigungsverfahren beim Bergamt in Freiburg; Bohrungen werden begleitet durch die Erstellung eines **seismischen 3D-Modells**; bei Schäden an den Liegenschaften gilt eine **Beweislastumkehr**). Schon eine einfache neutrale Google-Suche (Behrens Geothermie Landkreis Karlsruhe Bohrungen DEW Vulcan EnBW) spült einem sofort auch die kritischen Stimmen hoch (z.B. [Wocheblatt Bruhrain](#), **Bürgerinitiative** gegen Geothermie auf Facebook).

Herr **Prof. Schilling** gab aufgrund eines weiteren Termins einen kurzen technischen Überblick über geologische Projekte wie etwa das im Pariser Becken („erfolgreich seit 1969“). Er erläuterte ein **Bohrverfahren** zum besseren Trinkwasserschutz, bei dem mehrere konzentrische Stahlrohre zunehmender Tiefe und abnehmender Durchmesser (Teleskop-artig) nacheinander in den Untergrund getrieben und durch Verfüllung mit Zement jeweils gegeneinander abgedichtet werden. Ferner stellt er ein **Ampelsystem** zur **seismischen Überwachung** und erforderlichenfalls Notabschaltung der laufenden Arbeiten vor, das zwei Kriterien, eines zur **Geschwindigkeit** der Bodenbewegung (PGV, ‚peak ground velocity‘, [mms<sup>-1</sup>]) und eines zur Erdbeben-**Magnitude**  $M_W$ , ermittelt und zur Farbumschaltung der Ampel aufgrund von Schwellenwerten verwendet. (Am Funktionieren des Ampelsystems im Betrieb (Echtzeit) gibt es auch Kritik.)

Herr **Dr. Kreuter** ist promovierter **Geologe** vom KIT und gründete 2018 zusammen mit Dr. Francis Wedin (Schwede-Australier) die **Vulcan Energie** mit inzwischen ca. 300 Mitarbeitenden, die börsennotiert ist. Sein Geschäftsmodell verspricht, Geothermie zur Wärmegegewinnung zu kombinieren mit der **Gewinnung von Lithium** aus den heißen Thermalwässern, und dies angeblich klimaneutral. Lithium für Batterien von E-Mobilen stammt derzeit zu 90% aus Importen aus China; ca. 40 Batteriefabriken sind in Europa geplant, etliche davon im südwestdeutschen Raum (u.a. Kehl, Tübingen, Kaiserslautern); sie könnten Abnehmer sein<sup>3</sup>. Die Fa. Vulcan Energie baut zurzeit eine **Demo-Anlage in Landau** und plant, ab **Ende 2025** in die **Serienproduktion** zu gehen.

<sup>3</sup> Eckwerte: die Lithium-Vorräte im ORG sind seit den 1980er Jahren bekannt (Haguenau). Das fragliche Thermalwasser (Vulcan) enthält **180mg/l Lithium** (und 120g/l Salz!); **100l pro Sekunde** könnten aus dem Wasserreservoir gezapft

Herr **Jonas Wilke** von der [energieAgentur Landkreis Karlsruhe GmbH](#) stellt seine Szenarien / Roadmap 2024 für das [Klimaschutzkonzept Zeozweifrei 2035](#) vor, an dem drei Stadtwerke, die in Bruchsal, Bretten und Ettlingen, beteiligt sind. Ein Highlight soll die Wärmeversorgung des Landkreises KA aus Tiefengeothermie werden, welche vor allem im westlichen Teil des Landkreises ergiebig vorhanden ist. Eine große Probebohrung läuft in Graben-Neudorf (im südlichen Landkreis – Ettlingen / Malsch – wäre noch zu bohren!), von wo aus Warmwasser über ein Fernwärmenetz die östlichen Teile versorgen soll (siehe [BNN-Artikel 03.02.23](#)). Das Rückgrat des geplanten **Wärmenetzes** in der **ersten Ausbaustufe** wäre also die Trasse **Graben-Neudorf ↔ Bruchsal ↔ Bretten**. Ist die Kostenfrage schon geklärt? Eine mögliche Anbindung und Mitversorgung der **Stadt KA** und ihres FW-Netzes, etwa über Linkenheim, sehe ich nicht konkret.

In der anschließenden **Diskussions- und Fragerunde** ging es unter anderem um 1) die **Erschöpfbarkeit** der geothermischen Wärmeentnahme (Antwort: theoretisch eher nein, praktisch ja!), 2) konkurrierende Entwicklungen **Lithium-freier Autobatterien** (derzeit nur Nischenmärkte) 3) die **Belastung der Thermalwässer durch Radionuklide** (laut Hr. Kreuter handelt es sich um geschlossene Wasserkreisläufe, und das verbleibende Problem der Anreicherung / Ablagerung der Radionuklide sei mit Hilfe von „Inhibitoren“ gelöst), 4) die finale **Rechtsform** der Energieagentur bzw. Projektgesellschaft (laut Frau Dr. Ute Leidig ist eine „**Energiegenossenschaft**“ geplant).

Mehrere Fragesteller sprachen das praktische Problem an, dass Wärmequellen nichts nützen ohne **Investitionen in die Wärmeverteilung** (Aufbau / Ausbau / Umbau der **Fern- und Nahwärmenetze**, Wärmepumpen zur Nahkälteversorgung). Fragen wurden zu **saisonalen unterirdischen Wärmespeichern** zur Pufferung gestellt („problematisch für heißes Wasser von 95°C und mehr“ – wie wäre es mit geschlossenen Behältern und einer guten Wärmeisolation?!?). Da tut sich wenig, Deutschland hinkt bei saisonalen Wärmespeichern etwa gegenüber den Niederlanden stark hinterher, trotz einer Neuauflage des [Förderprogramms des Bundes für effiziente Wärmenetze \(BEW\)](#). Die derzeit horrend **hohen Kosten für neue Wärmenetze** könnten der Wärmeversorgung durch Geothermie in D den Garaus machen.

Ich hatte auch zwei Fragen:

1. Die tiefe Geothermie erlebte **Anfang der 2000er Jahre** in D schon mal eine Blüte mit **Pilotprojekten** und ehrgeizigen **Ausbauplänen**. Heute 2022 sind meines Wissens im Oberrheingraben gerade 6 Anlagen in Betrieb <...>. Es fehlen die **Anreize** für privates Investment, etwa schmerzhaft teure **CO2-Vermeidungskosten** im fossilen Wärmebereich (Emissionsrechte). Staatlicherseits fehlt klare Prioritätensetzung etwa für Geothermie. **Warum soll, oder wie kann es, mit einer Neuauflage jetzt besser laufen?**

Ausweichende Antwort (Herr Behrens): technische Fortschritte seit 2000; die frühen Pilotprojekte wurden schlecht dokumentiert; keine Aussage zum CO2-Preis / den ökonomischen Anreizen.

2. Die 2022 von der **Fraunhofer IEG** erstellte **Potenzialanalyse** zur tiefen Geothermie versprach 25% Deckung des Wärmebedarfs, aber es war m.E. eine **theoretische** und recht optimistische <...>. Man kann nicht einfach irgendwo bohren und hat Erfolg (Fündigkeitsrisiken, Ergiebigkeit, Gesteinsformationen, seismische Risiken, Umbau der Wärmeverteilung, Fernwärmenetze). **Gibt es realistischere, technisch-ökonomische oder gar praktische Potenzialanalysen zum Wärmebeitrag, also „tief“ und regional „breit“ durch-analysiert?**

Antwort (Frau Dr. Birgit Mueller, KIT, Leiterin Geschäftsstelle Landesforschungszentrum Geothermie): nannte keine ihr konkret bekannten detaillierteren Analysen.

**Mein kurzes Fazit** der Veranstaltung: technisch informativ, aber für mich erkennbar weder wirklich kontrovers noch große Beschlüsse oder Aufbruchstimmung; mehr „Informations-/Industrie-/Werbe“-Veranstaltung. Die beiden Einladenden (Grüne) verhalten sich eher passiv als Moderierende. Vulcan Energie steht und fällt wohl mit dem Hype um E-Mobile und Li-Batterien (Marktumfeld). Eine wohl sehr schwierig zu beantwortende **Kernfrage** wurde m.E. gar nicht diskutiert: wie können die notwendigen **staatlichen Regeln und der Rahmen gesetzt** und zugleich **berechtigte Bürgeranliegen ernst genommen** und berücksichtigt, und die Bürger/-innen möglichst an den Wärmenetzen beteiligt, werden?

---

werden; Kapazität und Vorräte (Vulcan besitzt 7 Bohrlizenzen) ergeben 40.000 t Li-Hydroxid, was für angeblich 1 Mio. E-Mobile reicht. [In einem **50KW-Akku** stecken nach einer ADAC-Untersuchung u.a. **4kg Lithium, 11kg Mangan, 12kg Kobalt und 33kg Grafit**.] Hohe Sole-Temperaturen bedeuten hohe Li-Konzentrationen und helfen dabei, die Lithiumextraktion CO2-frei zu gestalten. Bei 80°C werden die Li-Ionen aus der Sole herausgelöst (Sorptionsprozess) und bleiben in speziellen Filtern haften. Die daraus gewonnene wässrige Li-Chlorid-Lösung wird eingedickt und in einer weiteren Fabrik (Frankfurt-Höchst) zu Lithiumhydroxid verarbeitet. Siehe etwa das [Vulcan Energie - Video \(Youtube\)](#), das die Firma und ihr Geschäftsmodell präsentiert und die Prozesse erläutert.