

Tiefengeothermie

Fündigkeit, Dublette, Thermalwasser und Tauchkreispumpen

Die klassischen Probleme der geothermischen Exploration und ihre Absicherung – Risiken vor, während und nach der Bohrung

Inhalt

Zusammenfassung.....	3
1 Einleitung und Abgrenzung	4
2 Das Fündigkeitsrisiko.....	4
2.1 Definition.....	4
2.2 Der Leitfaden von BVEG und DGMK: Erfolgswahrscheinlichkeiten.....	5
2.3 Lehrbeispiele aus der Praxis.....	6
3 Exploration und Parametrierung: Warum sich das Volumen so schwer vorhersagen lässt	7
3.1 Die geologische Datenbasis	7
3.2 Temperatur.....	7
3.3 Schüttung und Produktivität	7
3.4 Von der Verteilung zur Entscheidung: P90, P50, P10 und EMV	8
4 Thermalwasserqualität: Welches Wasser eine Geothermie „verträgt“	9
4.1 Warum die Wasserchemie ein Fündigkeitskriterium ist	9
4.2 Scaling	9
4.3 Korrosion	10
4.4 Gasgehalt	11
4.5 Mindestanforderungen aus Betreibersicht.....	11
5 Tauchkreispumpen (ESP): Betrieb und Ausfallmechanismen.....	11
5.1 Rolle und Aufbau	11
5.2 Warum Geothermie anders ist als Erdöl	12
5.3 Ausfallmechanismen	12
5.4 Wirtschaftliche Bedeutung und Gegenmaßnahmen.....	13
6 Die Dublette: Abstand, Hydraulik und thermischer Durchbruch	13
6.1 Prinzip und wasserrechtlicher Rahmen	13
6.2 Der Zielkonflikt beim Bohrungsabstand.....	13
6.3 Reinjektion als eigenes Risiko.....	14
6.4 Monitoring und Reservoirmanagement	15
7 Geologische und technische Risiken vor, während und nach der Bohrung	15
7.1 Vor der Bohrung	15
7.2 Während der Bohrung.....	15
7.3 Nach der Bohrung: Betrieb und Langzeit	16
8 Versicherungs- und Absicherungsmechanismen für die Fündigkeit	17
8.1 Grundprinzip	17
8.2 Deutschland: vom Programm 2009 zum KfW-Programm 572 (2025)	17
8.3 Internationale Mechanismen	18
8.4 Grenzen der Versicherung und ergänzende Instrumente.....	19
9 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen	19
Quellenverzeichnis	21

Zusammenfassung

Die hydrothermale Tiefengeothermie liefert grundlastfähige, klimaneutrale Wärme – aber nur, wenn im Untergrund drei Dinge gleichzeitig zutreffen: Der Zielaquifer ist stratigraphisch vorhanden, er lässt ausreichend Wasser fließen (Produktion und Reinjektion), und Förder- und Injektionsbohrung sind hydraulisch so verbunden, dass weder Druckprobleme noch ein vorzeitiger thermischer Kurzschluss entstehen [1]. Ob das so ist, weiß man erst nach der ersten Bohrung. Genau darin liegt das **Fündigkeitsrisiko**: Es betrifft den Moment, in dem bereits ein zweistelliger Millionenbetrag investiert ist, denn ein Bohrtag kostet bis zu 80.000 Euro und die Vorlaufkosten erreichen mehrere Millionen Euro [3, 7].

Dieser Report ordnet die klassischen Problemfelder der geothermischen Exploration systematisch ein und zeigt, wie sie heute methodisch, technisch und finanziell adressiert werden:

- **Fündigkeit und Parametrierung:** Die beiden Kernparameter Förderrate Q und Temperatur T lassen sich vor der Bohrung nur als Wahrscheinlichkeitsverteilung prognostizieren. Der BVEG/DGMK-Leitfaden (2024) standardisiert dies über die geologische Erfolgswahrscheinlichkeit POSg (Produkt aus Reservoirexistenz, Reservoirgüte und Hydraulik), Monte-Carlo-Verteilungen der thermischen Leistung (P90/P50/P10) und die Erwartungswert-Analyse (EMV) [1]. In etablierten Spielfeldern wie dem Malm bei München liegt die geologische Erfolgswahrscheinlichkeit bei rund 90 %, in neuen Gebieten ohne Daten anfangs bei nur etwa 25 % [1].
- **Wasserqualität:** Thermalwasser ist nie reines Wasser. Gas- und Salzgehalt bestimmen Scaling (Calcit im Molassebecken, Baryt/Sulfide im Oberrheingraben), Korrosion, radioaktive Ablagerungen (NORM) und sogar die Stoffwerte, mit denen die Anlage ausgelegt wird [17, 21, 22, 42]. Die Wasserchemie ist deshalb ein eigenständiger Kosten- und Betriebsrisikofaktor, auch wenn sie in der klassischen Fündigkeitsdefinition meist nur als Nebenbedingung auftaucht.
- **Tauchkreislumpen (ESP):** Die Förderpumpe ist die kritischste Betriebskomponente. Aus der Erdölindustrie übernommene Pumpen laufen in der Geothermie unter höheren Temperaturen, größeren Volumina, kalk- und salzhaltigem Wasser und wechselnder Last – erste Probleme können bereits nach Monaten auftreten; ein Pumpenwechsel kostet bis zu 0,5 Mio. Euro [23, 24, 26].
- **Dublette:** Der Bohrungsabstand ist ein Zielkonflikt zwischen hydraulischer Kommunikation und thermischem Durchbruch. In Bayern gelten etwa 2 km als ausreichend für 50 Jahre und mehr [13]; in dünnen Sandsteinaquiferen können bereits 500 m für 30 Jahre genügen [15]. Die Reinjektion ist dabei ein eigenes Risiko (Injektivitätsverlust durch Feinpartikel, Tonmobilisierung, Ausfällungen) [16].
- **Geologische Risiken vor, während und nach der Bohrung:** Von der Zeit-Tiefen-Wandlung der Seismik über Spülungsverluste, Gaskicks und Bohrlochinstabilität bis zu induzierter Seismizität (Basel 2006, St. Gallen 2013, Pohang 2017) und langfristiger Erschöpfung reicht das Spektrum [2, 28, 30, 37].
- **Versicherung und Risikoteilung:** Seit dem 18. Dezember 2025 existiert in Deutschland das KfW-Programm 572: Darlehen bis 25 Mio. Euro je Projekt, Fündigkeitsversicherung der Munich Re für 30–70 % der Darlehenssumme und Teilschulderlass der KfW für den Rest – zusammen bis zu 100 % Absicherung [4, 5]. International existieren vergleichbare Fonds in Frankreich, den Niederlanden, der Schweiz, Island und Dänemark; das EU-Projekt GEORISK hat 21 Mechanismen verglichen [8, 9].

Die zentrale Botschaft: Das Fündigkeitsrisiko lässt sich nicht eliminieren, wohl aber quantifizieren, durch Daten reduzieren, durch Planung (Entscheidungsbäume, Sidetrack-Optionen) beherrschen und durch Versicherung bzw. Portfoliobildung finanziell tragbar machen. Die Betriebsrisiken – Scaling, Korrosion, Pumpenausfälle, Reinjektion, Seismizität – beginnen jedoch erst nach der erfolgreichen Bohrung und verdienen in der Projektentwicklung denselben Stellenwert.

1 Einleitung und Abgrenzung

Als Tiefengeothermie gilt in Deutschland die Nutzung von Erdwärme ab etwa 400 m Tiefe bis in rund 7.000 m [71]. Der weit überwiegende Teil der heute betriebenen Anlagen ist hydrothermal: Thermalwasser wird aus einem natürlichen Aquifer gefördert, obertägig thermisch genutzt und über eine zweite Bohrung in denselben Grundwasserleiter zurückgeführt [13]. Dieses Bohrungspaar – die Dublette – ist die Grundeinheit der Projektplanung [1].

Die Technik ist seit Jahrzehnten erprobt; die wirtschaftlichen Hürden sind dennoch hoch. Nach Einschätzung von Projektentwicklern vergehen bis zum Bohrbeginn häufig fünf Jahre, es werden mehr als 40 Einzelgenehmigungen benötigt, und die Kosten pro Bohrtag liegen bei rund 80.000 Euro [7, 39]. Für die Stromerzeugung werden rund 80–90 l/s bei mindestens 110 °C benötigt, für die reine Wärmenutzung genügen geringere Fließraten und 60–70 °C [7]. Diese Zahlen markieren die wirtschaftlichen Schwellenwerte, an denen sich „Fündigkeit“ bemsist.

Der Report behandelt der Reihe nach: das Fündigkeitsrisiko und seine Quantifizierung (Kap. 2), die Grenzen der Parametrierung – also der Fähigkeit, Förderrate und Temperatur vorherzusagen (Kap. 3), die Thermalwasserqualität (Kap. 4), den Betrieb von Tauchkreispumpen (Kap. 5), die Dublette (Kap. 6), die geologischen und bohrtechnischen Risiken entlang des Projektzyklus (Kap. 7) sowie die Versicherungs- und Absicherungsmechanismen (Kap. 8). Kapitel 9 fasst Handlungsempfehlungen zusammen. Petrothermale Systeme (EGS) werden dort einbezogen, wo sie – wie bei der induzierten Seismizität – prägende Lehren geliefert haben.

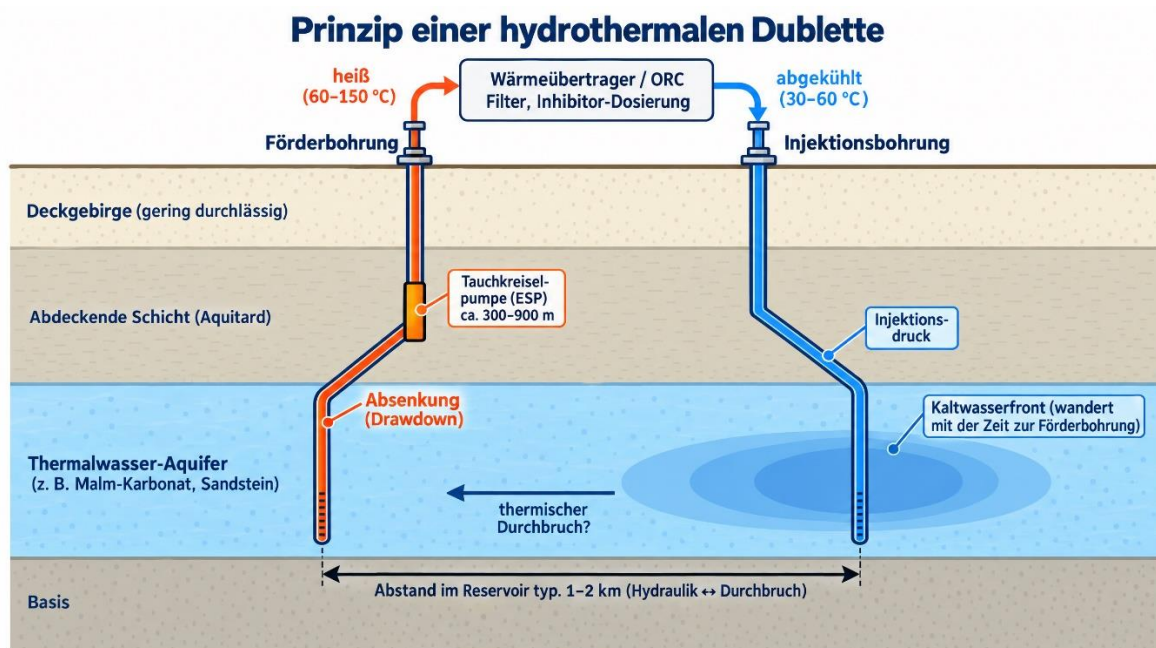


Abb. 1: Prinzip einer hydrothermalen Dublette mit Tauchkreislumpumpe in der Förderbohrung, obertägiger Wärmenutzung und Reinjektion in denselben Aquifer. Die Kaltwasserfront um die Injektionsbohrung wandert über Jahrzehnte in Richtung Förderbohrung (eigene Darstellung).

2 Das Fündigkeitsrisiko

2.1 Definition

Das Fündigkeitsrisiko ist das Risiko, mit einer Bohrung den Zielhorizont nicht in der erwarteten Qualität zu erschließen. Die maßgeblichen Parameter sind die Fördermenge Q und die Temperatur T ; die Temperatur lässt sich aus der Lagerstättentemperatur abschätzen, die Fördermenge aus den hydraulischen Eigenschaften des Aquifers [11]. Hinzu kommt je nach Definition die Qualität des Thermalwassers (Chemismus, Gasgehalt), die

den späteren Betrieb maßgeblich beeinflusst [1]. Die thermische Leistung einer Dublette ergibt sich aus dem Produkt von Fluidichte, spezifischer Wärmekapazität, Förderrate und nutzbarer Temperaturspreizung; Q und ΔT sind die beiden Parameter mit der höchsten natürlichen Variabilität [1].

Die Unsicherheit lässt sich trotz 3D-Seismik und verbesserter Datenlage nie vollständig beseitigen [6, 39]. Ein Projektentwickler beziffert die Wahrscheinlichkeit, in ausreichender Menge heißes Wasser zu erbohren, auf etwa 90 % [39] – was umgekehrt bedeutet, dass etwa jede zehnte Erstbohrung hinter den Erwartungen zurückbleibt. Im bayerischen Molassebecken war bis 2017 nur eine von rund 60 Bohrungen gescheitert [34]; die Statistik ist jedoch regional und reservoirspezifisch und darf nicht auf neue Spielfelder übertragen werden.

2.2 Der Leitfaden von BVEG und DGMK: Erfolgswahrscheinlichkeiten

Mit dem im Dezember 2024 veröffentlichten Leitfaden „Wirtschaftliche Bewertung geologischer Risiken von tiefengeothermischen Projekten“ liegt für Deutschland erstmals eine standardisierte, aus der Erdöl- und Erdgasexploration übertragene Methodik vor [1]. Sie unterscheidet strikt zwischen zwei Arten geologischer Unsicherheit:

- der **geologischen Erfolgswahrscheinlichkeit** – der Chance, überhaupt ein funktionierendes, offenes hydrothermales System vorzufinden (im Misserfallsfall droht die vollständige Abschreibung), und
- den **geologischen Parameterverteilungen** – der natürlichen Variabilität von Temperatur, Durchlässigkeit und Schüttung innerhalb eines funktionierenden Systems, die über die Wirtschaftlichkeit entscheidet [1].

Für ein funktionierendes hydrothermales System müssen drei Voraussetzungen gleichzeitig erfüllt sein. Daraus folgt die multiplikative Definition [1]:

$$\text{POSg} = \text{POS(Reservoirexistenz)} \times \text{POS(Reservoirgüte)} \times \text{POS(Hydraulik)}$$

Faktor	Frage	Typische Fehlerquellen
Reservoirexistenz	Ist der Zielaquifer in beiden Bohrungen stratigraphisch vorhanden – weder erodiert noch durch Störungsversatz unterdrückt?	Fehlerhafte Zeit-Tiefen-Wandlung der Seismik, unerkannte Störungen, Faziesausfall
Reservoirgüte	Reicht die Güte (Poren-, Kluft- oder Karstaquifer) dauerhaft für eine technische Schüttung – auf Produktions- und Injektionsseite?	Zementation, geringe Matrixpermeabilität, geschlossene Klüfte (Geretsried), Fazieswechsel
Hydraulik	Kommunizieren beide Bohrungen hinreichend, ohne dass die Entnahmestelle depletiert, die Injektion Druck aufbaut oder das kalte Wasser sofort recycelt wird?	Kompartimentierung durch Störungen, zu geringer Abstand, Kluftkurzschluss

Tab. 1: Die drei Faktoren der geologischen Erfolgswahrscheinlichkeit nach dem BVEG/DGMK-Leitfaden [1].

Die Faktoren werden mit der auf Rose (2001) zurückgehenden **Chance Adequacy Matrix** bewertet: Auf der einen Achse steht die geologische Tendenz der Information (gute oder schlechte Nachrichten), auf der anderen die Datendichte und -qualität. Der entscheidende Effekt: Bei unzureichender Datenlage kann ein einzelner Faktor selbst im günstigen Fall kaum über 0,6–0,8 steigen [1]. Daten haben damit einen unmittelbar bezifferbaren Wert.

Zwei Rechenbeispiele aus dem Leitfaden verdeutlichen die Spannweite: Ein exploratorisches Konzept in einem Gebiet ohne Tiefbohrungen startet etwa mit $\text{POS(Reservoirexistenz)} = 0,9$, aber mangels Daten nur je 0,5 für Güte und Hydraulik – also $\text{POSg} \approx 25\%$. Durch Seismik und Aufschlussbohrungen ist ein „Derisking“ auf über 60 % möglich. Ein etabliertes System wie die Malmkalke im Raum München kommt dagegen auf rund 90 %; die wenigen Fehlbohrungen dort gehen auf fehlende Reservoirgüte zurück [1].

Die geologische Erfolgswahrscheinlichkeit wird anschließend mit der operativen (bohrtechnischen) Erfolgswahrscheinlichkeit POSo zur technischen Erfolgswahrscheinlichkeit POST verknüpft, und diese – unter der Bedingung technischer Fündigkeit – mit der wirtschaftlichen Erfolgswahrscheinlichkeit POSw(t) zur

Gesamtwahrscheinlichkeit [1]. Wichtig für die Praxis: Eine trockene Bohrung wertet nicht automatisch das gesamte System ab, sondern bedarf einer spezifischen Fehlbohrungsanalyse [1].

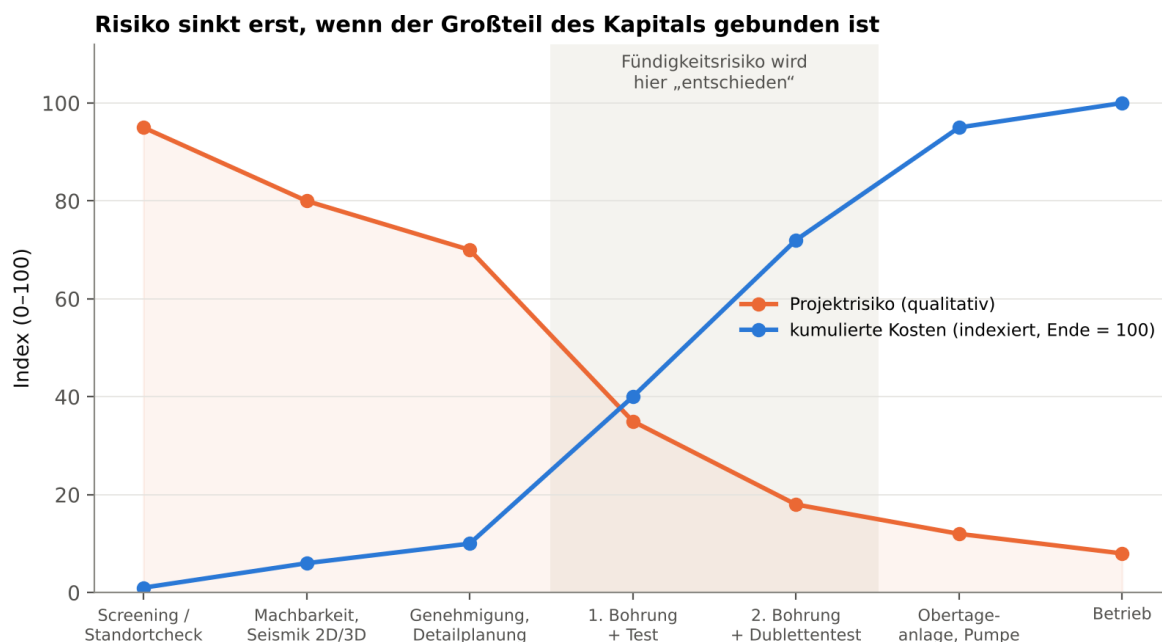


Abb. 2: Qualitative Darstellung des Zusammenhangs zwischen Projektrisiko und kumuliertem Kapitaleinsatz entlang des Stage-Gate-Prozesses. Das Fündigkeitsrisiko wird erst durch die erste Bohrung „entschieden“ – zu einem Zeitpunkt, an dem bereits ein großer Teil der Investition gebunden ist (eigene Darstellung, angelehnt an den Phasenablauf in [1, 2]).

2.3 Lehrbeispiele aus der Praxis

Geretsried (Bayern): Die 2013 abgeteufte Bohrung war mit 6.034 m Länge die tiefste Geothermiebohrung Europas. Statt der erwarteten 100–120 l/s lieferten erste Pumptestes nur rund 10 l/s – für einen wirtschaftlichen Kraftwerksbetrieb unzureichend [76]. Der Landtag führt das Projekt unter „zu wenig Schüttung“ [33]. Die wissenschaftliche Aufarbeitung im Projekt Dolomitkluft zeigt die Ursache: In den nördlichen, flacheren Malmkarbonaten um München herrschen hydrothermale Verhältnisse mit guten Fließraten; nach Süden hin, in über 4.000 m Tiefe, nehmen Porosität und Permeabilität ab, und die Klüfte tragen – anders als erhofft – nur wenig zur Fließrate bei [32]. Der Standort war also nicht „trocken“ im stratigraphischen Sinn, sondern scheiterte an der Reservoirgüte. Ein Sidetrack ab 3.000 m Tiefe wurde geplant, um andere Zonen anzusteuern [76]. Zum Vergleich: Die etwa zeitgleich und in ähnlicher Tiefe fertiggestellte Bohrung Holzkirchen erreichte bei 150 °C eine dauerhafte Förderrate von 50 l/s [77].

St. Gallen (Schweiz): Das 2013 begonnene Projekt zielte auf 140 °C heißes Wasser in rund 4.500 m Tiefe in einer Störungszone [28]. Wenige Tage nach einem Injektionstest und zwei Säurestimulationen trat ein Gaskick auf, zu dessen Bekämpfung Bohrspülung injiziert werden musste. Anschließend kam es auf einer mehrere hundert Meter vom Bohrloch entfernten Störung zu einer Erdbebensequenz mit einem fühlbaren Ereignis der Magnitude 3,5 – bei einem injizierten Gesamtvolumen von nur rund 1.200 m³ [28]. Das Beispiel zeigt, wie sich Fündigkeitsrisiko (Gas statt Wasser), Bohrrisiko (Kick) und Seismizitätsrisiko gegenseitig verschärfen können.

Hannover (Niedersachsen): Die Explorationsbohrung in die Sandsteine des Wealden (1.200–1.300 m, rund 70 °C) demonstriert, dass auch mitteltiefe, mehrfach unterteilte Sandsteinhorizonte als Dublette mit 500 m Abstand über mindestens 30 Jahre 0,5 bis 2 MW liefern können – allerdings nur, wenn die unsicheren Sandsteinpermeabilitäten tatsächlich im angenommenen Bereich liegen [15].

3 Exploration und Parametrierung: Warum sich das Volumen so schwer vorhersagen lässt

3.1 Die geologische Datenbasis

Die Vorhersagbarkeit hängt neben der natürlichen Variabilität von Qualität und Dichte der Daten ab. Unverzichtbar sind benachbarte Bohrungsdaten (Stratigraphie, Bohrlochmessungen, Fazies, Temperaturen, Kerne), Informationen zum Wasserchemismus und seismische Daten, idealerweise als hochauflösende 3D-Seismik bis in die Zieltiefe [1]. Nach dem Geologiedatengesetz wird ein erheblicher Teil der von der Kohlenwasserstoffindustrie gewonnenen Daten über die Staatlichen Geologischen Dienste zugänglich [1]. Regional sind die Verhältnisse sehr unterschiedlich: Im Molassebecken ist der Untergrund durch die intensive Erdöl- und Erdgasexploration vergleichsweise gut bekannt [14]; in vielen anderen Regionen fehlen Referenzbohrungen.

Werkzeuge wie das vom BMU geförderte Prognosetool „GeoTool“ für Baden-Württemberg [12] oder das Geothermische Informationssystem GeoTIS des LIAG [11] wurden explizit mit dem Ziel entwickelt, das Fündigkeitsrisiko durch standortbezogene Aussagen zu Förderrate, Fördertemperatur und Wärmekapazität zu minimieren.

3.2 Temperatur

Die Temperatur folgt aus dem geothermischen Gradienten und der Tiefenlage des Aquifers. Der Gradient ist für die deutschen Becken grundsätzlich bekannt, unterliegt aber lokalen Schwankungen; die Tiefenlage hängt von der seismischen Qualität, der Zeit-Tiefen-Wandlung und der Kontrolle durch Nachbarbohrungen ab [1]. Im Molassebecken weichen die Temperaturgradienten häufig erheblich vom Standardwert von 3,3 °C pro 100 m ab [47]; in Teilbereichen liegen die Karbonate zu flach, um geothermisch nutzbare Temperaturen zu erreichen [47]. Die Temperatur ist in der Regel der besser prognostizierbare der beiden Kernparameter – mit der Einschränkung, dass eine fehlerhafte Tiefenprognose beide Parameter gleichzeitig verschiebt.

3.3 Schüttung und Produktivität

Die Schüttung Q bei gegebener Absenkung ergibt sich aus Reservoirmächtigkeit, Porosität und Netto/Brutto-Verhältnis (bei Porenaquiferen), Permeabilität (abgeleitet aus Fördertests oder Poro-Perm-Beziehungen), bei geklüfteten Reservoiren meist nur aus regionalen Analogien, sowie aus der Bohrlochgeometrie – Länge im Reservoir, Richtung und Abstand zu Klüften, Pumpenlage [1]. Geologische Parameter folgen erfahrungsgemäß häufig einer Lognormalverteilung [1].

Die hydraulische Kenngröße ist die Transmissivität – das Produkt aus Permeabilität und Mächtigkeit. Sie wird aus Bohrlochlogs, Kernen und Cuttings abgeleitet und mit Produktionstests kalibriert; die dänische Praxis zeigt, dass die aus Logs abgeleitete und die aus Fördertests bestimmte Transmissivität erheblich voneinander abweichen können [38]. Der bohrungsbezogene Produktivitätsindex (PI, Förderrate je Meter Absenkung) ist die Größe, über die Pumpenauslegung, Betriebskosten und Wirtschaftlichkeit tatsächlich entschieden werden; schon frühe Malm-Bohrungen wie Straubing (824 m) wurden über Kurz- und Langzeitpumptests mit spezifischem Produktivitätsindex charakterisiert [49].

Besonders schwierig sind karstig-geklüftete Karbonate wie der Malm. Dort besteht der Aquifer aus Massenkalk, gebankten Kalken und Riff-Fazies; die oft verkarstete Riff-Fazies zeigt die höchsten Produktionsraten und ist deshalb das primäre Ziel [47]. Aktuelle hochauflösende Reservoirmodelle eines Mehrfachdubletten-Standorts in Südostdeutschland belegen, dass Störungszonen, verkarstete Intervalle, Schuttfazies und Matrixbereiche die Druckantwort von Pumptests jeweils unterschiedlich prägen und dass die Frage, wo die Transmissivität tatsächlich sitzt und wie Störungen das Reservoir kompartimentieren, über Produktivität, Interferenz und Langzeitbetrieb entscheidet [48]. Verdeckte, hydraulisch aktive Störungszonen können den Produktivitätsindex deutlich erhöhen, bleiben aber in Pumptestdaten oft unsichtbar; hydraulisch aktive Mächtigkeiten über 100 m

gelten im Malm als unwahrscheinlich [35]. Wo natürliche Permeabilitäten nicht ausreichen und stimuliert werden muss, müssen das vorhandene Bruchsystem und das gegenwärtige Spannungsfeld möglichst genau bekannt sein – strukturgeologische Studien sind dafür von besonderer Bedeutung [52]. Hinzu kommt die Unsicherheit des Spannungsfelds: Für das Molassebecken wird der Betrag der maximalen Horizontalspannung mit 15–30 % Unsicherheit modelliert – und genau dieser Wert steuert Bohrlochstabilität, die Offenheit von Klüften und die Gefahr induzierter Seismizität [36].

3.4 Von der Verteilung zur Entscheidung: P90, P50, P10 und EMV

Weil Q und ΔT nur als Verteilungen vorliegen, ist auch die thermische Leistung einer noch nicht gebohrten Dublette eine Verteilungskurve. Der Leitfaden empfiehlt Monte-Carlo-Verfahren, konkret das Open-Source-Tool DoubletCalc des niederländischen TNO für matrixdominierte Systeme [1]. Aus der kumulativen Verteilung werden drei Szenarien abgeleitet: P90 (konservativ), P50 (Basisfall) und P10 (optimistisch); für jedes wird eine vollständige Wirtschaftlichkeitsrechnung mit Nettobarwert durchgeführt [1].

Schüttung Q und ΔT lassen sich vor der Bohrung nur als Verteilung prognostizieren
(Illustration: Q lognormal, Median 70 l/s, $\sigma=0,35$; $\Delta T \sim N(50\text{ K}, 7\text{ K})$)

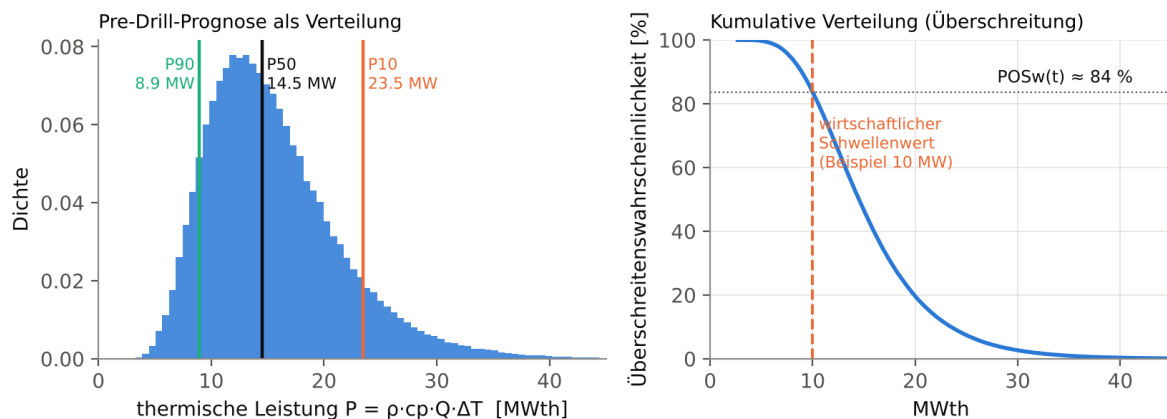


Abb. 3: Illustrative Monte-Carlo-Simulation der thermischen Leistung einer Dublette (200.000 Realisierungen). Links die Dichte mit P90/P50/P10, rechts die Überschreitenswahrscheinlichkeit; der Schnittpunkt mit dem wirtschaftlichen Schwellenwert liefert die bedingte wirtschaftliche Erfolgswahrscheinlichkeit $POSw(t)$. Annahmen im Bild; Methodik nach [1] (eigene Berechnung).

Der repräsentative Mittelwert wird über Swanson's Mean ($0,3 \cdot P10 + 0,4 \cdot P50 + 0,3 \cdot P90$) gebildet; das geologische Risiko kommt erst mit der Erwartungswert-Analyse hinzu: $EMV = POS_t \times NPV(\text{Mittel}) - (1 - POS_t) \times \text{Dry-Hole-Costs}$, wobei die Dry-Hole-Costs alle bis zum möglichen Misserfolg investierten Kosten umfassen, in der Regel die der ersten Bohrung [1]. Projekte mit negativem EMV sollten vermieden, EMV-positive Projekte je nach Risikoprofil in einem Portfolio kombiniert werden [1].

Für die technische Detailplanung empfiehlt der Leitfaden, vom P50-Fall auszugehen, aber einen Entscheidungsbaum für die Bohr- und Bauphase zu erstellen, der „Wenn-dann“-Entscheidungspunkte für bestimmte geologische Eintritte – Tiefenlage, Temperatur, Durchlässigkeit, Wasserchemie – von vornherein enthält, um teure „Überraschungen“ zu vermeiden [1]. Die Entscheidung über Sidetrack, Stimulation, Vertiefung oder Aufgabe muss also vor der Bohrung getroffen sein, nicht während der laufenden Bohranlage mit 80.000 Euro Tageskosten.

4 Thermalwasserqualität: Welches Wasser eine Geothermie „verträgt“

4.1 Warum die Wasserchemie ein Fündigkeitskriterium ist

Der Chemismus des Thermalwassers kann für die unter- und obertägige Infrastruktur unterschiedlich gut geeignet sein: Hohe Mineral- und Salzgehalte führen zu Ausfällungen, korrosive Wässer greifen Wandungen an; beides erhöht den Wartungsaufwand von Pumpen und Anlagen und damit die Betriebskosten [1]. Während der Förderung lösen Druck- und Temperaturänderungen sowie Entgasung eine Kette hydrochemischer Folgereaktionen aus – Lösungs- und Fällungsprozesse (Scaling) ebenso wie Korrosion [18, 41]. Selbst die thermodynamischen Stoffwerte, mit denen die Anlage dimensioniert wird, weichen wegen hoher Salz- und Gasgehalte teilweise sehr stark von denen reinen Wassers ab, und belastbare Daten für die in der Geothermie relevanten Salinitäts-, Druck- und Temperaturbereiche sind in der Literatur kaum zu finden [42].

Die drei deutschen Vorzugsregionen unterscheiden sich hydrochemisch grundlegend [3, 7]:

Region	Typische Reservoirs	Wasserchemie	Dominante Probleme
Süddeutsches Molassebecken	Malm-Karbonate (Karst/Kluft), 2.000–5.000 m, 60–160 °C	Gering mineralisiert (meist < 1 g/l), Ca-HCO ₃ -Typ, CO ₂ -/N ₂ -/CH ₄ -haltig [42]	Calcit-Scaling durch CO ₂ -Entgasung an Pumpe, Steigrohr, Bohrlochkopf, Wärmeübertrager [17]; Pumpenlebensdauer [19]
Oberrhingraben	Buntsandstein, Muschelkalk, geklüftetes Grundgebirge, 2.000–4.000 m, 120–170 °C	Hochmineralisierte Na-Cl-Solen, um 100 g/l gelöste Stoffe, rund 160 mg/l Lithium [63], Gas, Schwermetalle, Arsen [66]	Baryt-/Coelestin- und Sulfid-Scaling [21], Korrosion von Baustahl (gleichförmig und lokal) [22], NORM-haltige Ablagerungen; Chance: Lithiumgewinnung [64]
Norddeutsches Becken	Sandsteine (Rhät, Wealden, Buntsandstein), 1.000–4.000 m, 50–150 °C	Hoch salinar (bis > 200 g/l), teils gasführend	Korrosion, Injektivitätsverlust in Sandsteinen durch Feinpartikel und Tonmobilisierung [16], Materialauswahl [54]

Tab. 2: Hydrochemische Charakteristik der drei deutschen Vorzugsregionen und ihre betrieblichen Folgen (Zusammenstellung aus den angegebenen Quellen; Zahlenwerte sind typische Größenordnungen).

4.2 Scaling

Im bayerischen Molassebecken sind die weitaus meisten Ablagerungen Karbonate. Sie entstehen, weil der Druckabfall während der Förderung den CO₂-Partialdruck senkt, das Kalk-Kohlensäure-Gleichgewicht gestört wird und Calcit ausfällt. Die Beläge finden sich an Pumpen, Steigrohren, Filtern und Wärmeübertragern, gelegentlich auch im Injektionsstrang. Eine systematische Untersuchung von 13 Pumpen, 6.000 m Steigrohr, 11 Wärmeübertrager-Revisionen und zahlreichen Filterelementen ergab, dass die Calcit-Scalingraten vom Pumpenintake zum Bohrlochkopf hin zunehmen und dort 1,5 bis 4,1 µmol/(m²·s) erreichen [17].

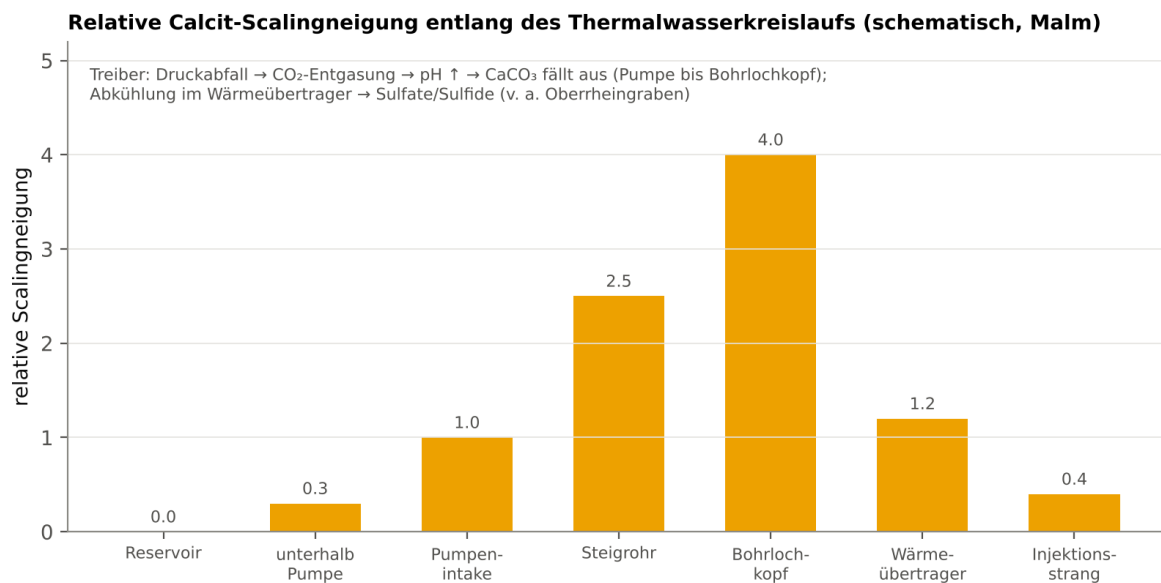


Abb. 7: Schematische Verteilung der Calcit-Scalingneigung entlang des Thermalwasserkreislaufs einer Malm-Anlage. Die Neigung steigt mit dem Druckabfall vom Pumpenintake bis zum Bohrlochkopf; im Wärmeübertrager dominieren bei salinaren Wässern Sulfat- und Sulfid-Ausfällungen (eigene, qualitative Darstellung nach den Befunden in [17, 21]).

Die wirtschaftlichen Folgen waren erheblich: Kalkausfällungen verursachten hohe Reinigungskosten und verkürzten die Lebensdauer der Tauchkreisläufpumpen erheblich [19]. Im Forschungsvorhaben EvA-M2 (SWM, KIT, Hochschule Merseburg, Hydroisotop) wurden zwei genehmigungsfähige Gegenmaßnahmen großtechnisch etabliert: die Dosierung eines organischen Ausfällungsinhibitors und die Injektion von CO_2 unterhalb der Förderpumpe, um den Partialdruck zu halten; der biologische Abbau des Inhibitors wurde dabei begleitend untersucht [19]. Das 2026 gestartete Verbundprojekt GeoDescal (TU München, UDE, UFZ, TU Freiberg, Erdwärme Grünwald, GEF) will das CO_2 -Management weiterentwickeln, weil Scaling Strömungswiderstände erhöht, die Wärmeübertragung verschlechtert und die Anlagenleistung mindert [20].

Im Oberrheingraben verschiebt sich das Problem: Infolge der Druck- und Temperaturänderungen werden dort vor allem Barium- und Strontiumsulfate sowie Metallsulfide ausgefällt; das BMWE-geförderte Projekt EIKE hat Kombinationen von Scale- und Korrosionsinhibitoren unter In-situ-Bedingungen getestet [21]. Baryt-Scaling ist zudem der Träger natürlicher Radioaktivität (NORM): Radium-Isotope werden in das Baryt-Gitter eingebaut; die Neigung zur Barytausfällung steigt mit der Reservoirtemperatur, und hohe Radiumaktivitäten treten nur bei Salinitäten über etwa 35 g/l auf [61]. Für Geothermieranlagen folgen daraus Strahlenschutz- und Entsorgungspflichten für Filterrückstände und ausgebaute Komponenten. Reaktive Transportmodelle beziffern das tiefenabhängige Baryt-Fällungspotenzial auf 2,8 bis 20,2 g je m^3 Fluid und leiten daraus den zu erwartenden Injektivitätsverlust ab – ein Kriterium, das bereits bei der Standortsuche angewendet werden kann [62].

4.3 Korrosion

Die hochsalinaren, chloridreichen Solen des Oberrheingraben sind korrosiv. Expositionsversuche in den Anlagen Soultz und Bruchsal bei bis zu 160 °C zeigen ein komplexes Zusammenspiel von Korrosion und Scaling auf unlegiertem Stahl: Gleichförmiger Abtrag dominiert, daneben besteht die Gefahr lokaler Korrosionsformen mit größeren Eindringtiefen [22]. In Landau und Bruchsal werden deshalb innenbeschichtete Rohre eingesetzt [41]. Praktische Folge: Materialauswahl (Duplex-Stähle, Beschichtungen, GFK-Rohre), Sauerstoffausschluss im gesamten Kreislauf, Inhibitor dosierung und ein Korrosionsmonitoring gehören bereits in die Detailplanung – und die Wasserchemie muss bereits in der Machbarkeitsstudie aus Nachbarbohrungen oder Analogien prognostiziert werden [1].

4.4 Gasgehalt

Gelöste Gase – CO₂, Methan, Stickstoff, in Einzelfällen Schwefelwasserstoff – sind für drei Risiken verantwortlich: Sie treiben die Entgasungs-Scalings an, sie verursachen Gas-Lock und Unterlastabschaltungen der Tauchkreislumpen (Kap. 5), und sie stellen während der Bohrung ein Well-Control-Risiko dar, wie der Gaskick in St. Gallen belegt [28, 51]. Gasgehalte sind deshalb ein eigener Parameter der Vorerkundung [41].

4.5 Mindestanforderungen aus Betreibersicht

Eine allgemeingültige „Grenzwerttabelle“ gibt es nicht, weil Anlagen- und Materialkonzepte angepasst werden können. In der Praxis gelten für eine hydrothermale Dublette folgende Prüfkriterien, die aus den dargestellten Quellen abgeleitet sind:

Kriterium	Warum es zählt	Konsequenz bei ungünstigem Befund
Sättigungsindex für Calcit, Baryt, Coelestin, Sulfide bei Betriebsdruck und -temperatur	Entscheidet über Scaling-Ort und -Rate [17, 21]	Inhibitor dosierung, CO ₂ -Rückführung, Druckhaltung, Reinigungsintervalle einplanen
Gesamtmineralisation, Chlorid, pH, Redoxmilieu	Steuert Korrosionsart und -rate [22]	Materialkonzept (Beschichtung, Duplex, GFK), O ₂ -Ausschluss, Monitoring
Gas-Wasser-Verhältnis, CO ₂ -/CH ₄ -/H ₂ S-Anteile	Entgasung, Gas-Lock an der Pumpe, Arbeitsschutz, Well Control [28, 51]	Pumpenintake tiefer setzen, Gasseparator, Druckhaltung, Gasabscheidung obertage
Feinpartikel, Tonanteile, Eisen(hydr)oxide	Injektivitätsverlust in Sandsteinen [16]	Filtration, Gravel Pack, Underreaming, Säurebehandlung
Radium/NORM-Potenzial, Schwermetalle, Arsen	Strahlenschutz, Entsorgung, Umweltauflagen [61, 66]	Genehmigungsplanung, Rückstandsmanagement
Lithium, Rubidium, Cäsium	Mögliche Zusatz Erlöse (Oberrheingraben ~160 mg/l Li) [63, 64, 65]	Extraktionsmodul im Thermalwasserkreislauf prüfen

Tab. 3: Prüfkriterien für die Thermalwasserqualität vor der Investitionsentscheidung (Zusammenstellung).

5 Tauchkreislumpen (ESP): Betrieb und Ausfallmechanismen

5.1 Rolle und Aufbau

Die Tauchkreislumpe (Electrical Submersible Pump, ESP) ist die Hauptkomponente des Thermalwassersystems; sie wird vollautomatisch über die übergeordnete Leittechnik geregelt, und die Lieferzeiten für Ersatzpumpen sind ein eigener Punkt in Betreiberausschreibungen – etwa der Stadtwerke München für die Standorte Sauerlach und Dürnrhaar [72]. Pumpensysteme für die tiefe Geothermie sind bis zu 36 m lang und acht Tonnen schwer; sie müssen hohen Temperaturen und Fördermengen sowie mineralreichen Wässern standhalten [24]. Sie bestehen aus mehrstufiger Kreislumpe, Gasseparator bzw. Intake, Protektor (Dichtung und Volumenausgleich), ölgefülltem Motor mit Hochtemperaturisolation, Sensorpaket sowie Stromkabel mit Motoranschlussleitung (MLE) [50]. Die Einbautiefe richtet sich nach dem erforderlichen Zulaufdruck und liegt typischerweise bei mehreren hundert Metern [26].

Tauchkreispumpe (ESP): Aufbau und typische Ausfallmechanismen

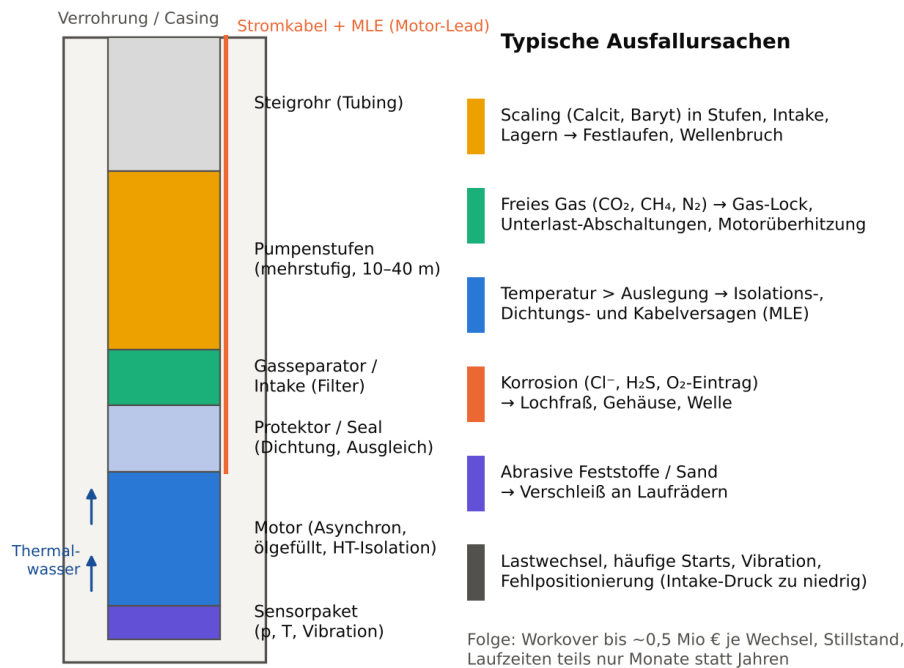


Abb. 4: Aufbau einer Tauchkreispumpe in der Förderbohrung und die typischen Ausfallmechanismen im geothermischen Einsatz (eigene Darstellung nach [23–27, 50, 51]).

5.2 Warum Geothermie anders ist als Erdöl

Die meisten in Geothermieranlagen eingesetzten Pumpen stammen ursprünglich aus der Erdölfördertechnik. Dort sind die Bedingungen jedoch grundlegend anders: In der Geothermie sind die Temperaturen höher, die Volumina größer, die Wässer kalk- und salzhaltig, und die Pumpen laufen mit wechselnden Lasten – mit der Folge, dass sie bislang wenig effizient arbeiteten und frühzeitig verschlissen [24]. Erste Probleme können bereits nach wenigen Monaten auftreten, bei hohen Kosten [23]. Das vom Bund geförderte Projekt „Zuverlässige Tauchkreispumpen für die tiefe Geothermie“ (Baker Hughes, 2014–2020) entwickelte deshalb u. a. ablagerungsresistente Lager und erprobte komplette Pumpensysteme auf dem weltweit größten Hochtemperatur-Teststand sowie in realen Bohrungen [23, 24].

5.3 Ausfallmechanismen

Mechanismus	Wirkung	Beleg / Beispiel
Scaling	Calcit- oder Barytbeläge in Stufen, Intake und Lagern führen zu Festlaufen, Wellenbruch und Leistungsverlust	Deutscher Betreiber: drei ESP-Ausfälle, Laufzeiten unter 60 Tagen, Scale am Lagerfuß → Blockade und Wellenbruch [26]; verkürzte Lebensdauer durch Kalk im Molassebecken [19]
Freies Gas	Gasschwaden im Intake erzeugen Gas-Lock, erratischen Zulaufdruck, Unterlastabschaltungen und heißere Motoren	Wiederholte Unterlastabschaltungen durch Gasschwälle; Abhilfe durch Frequenzumrichter-Software mit Gas-Spülzyklen [51]
Temperatur	Überschreitung der thermischen Auslegung degradiert Isolation, Dichtungen und Kabel	Jede Erhöhung um rund 8 °C über die thermische Auslegung halbiert die Lebenserwartung der Isolation [27]; MLE-Ausfälle in heißen, gasführenden Bohrungen durch thermische Ausdehnung und Gasimprägnierung [50]
Korrosion	Chlorid, H_2S und Sauerstoffeintrag greifen Gehäuse, Wellen und Laufräder an	Korrosive geothermische Fluide schädigen die ESP und mindern ihre Effizienz [25]

Mechanismus	Wirkung	Beleg / Beispiel
Abrasive Feststoffe	Sand und Formationspartikel verschleien Laufräder und Lager	Abrasive Feststoffe verkürzen die Pumpenlebensdauer [25]; Feststoffschutz am Intake verdreifachte in einem Fall die Laufzeit [26]
Betriebsweise	Häufige Starts, Lastwechsel, Vibration, zu niedriger Intake-Druck, Betrieb außerhalb des Kennfelds	Reduzierte Startfrequenz senkt die Temperaturerhöhung des Motors; Betrieb im zulässigen Förderbereich hält Schubausgleich und Wirkungsgrad [27]

Tab. 4: Ausfallmechanismen geothermischer Tauchkreislumpen.

5.4 Wirtschaftliche Bedeutung und Gegenmaßnahmen

Neben den Bohrungen zählen die Pumpen zu den entscheidenden Kostenfaktoren geothermischer Kraftwerke und Wärmenetze [24]. Für Workover und Ersatzgerät werden bis zu 500.000 Euro je Bohrung genannt, hinzu kommen Stillstandsverluste [26]. In einer Bohrung mit 125 l/s Zielförderrate, 123 °C und 570 m Intake-Tiefe, die zuvor durch Scale-Verstopfung ausgefallen war, verdreifachte ein feststoffschützender Intake die Laufzeit und senkte den Stromverbrauch um 18 % [26]. Weil der Eigenstrombedarf der Förderpumpe bei großen Fließraten mehrere Megawatt erreichen kann, ist der Wirkungsgrad zugleich ein Hebel für die Wirtschaftlichkeit.

Bewährte Maßnahmen sind: hochtemperaturfeste Werkstoffe und Isolationen, ablagerungsresistente Lager [23], Gasseparatoren und tieferer Einbau, Inhibitor dosierung bzw. CO₂-Rückführung unterhalb der Pumpe [19], Frequenzumrichter mit Gas-Handling-Logik [51], permanente Bohrlochsensorik für Zulaufdruck, Temperatur und Vibration – notfalls mit maschinell gelernten Ersatzwerten bei Sensorausfall [54] – sowie die Bevorratung einer Ersatzpumpe mit kurzen Lieferzeiten [72]. Die Pumpenauslegung muss schließlich zum Produktivitätsindex passen: Ein zu optimistischer PI führt zu einer Pumpe, die im falschen Kennfeldbereich läuft – die Parametrierungsunsicherheit aus Kapitel 3 wirkt also unmittelbar auf die Pumpenlebensdauer.

6 Die Dublette: Abstand, Hydraulik und thermischer Durchbruch

6.1 Prinzip und wasserrechtlicher Rahmen

Eine geothermische Dublette besteht aus einer Produktions- und einer Reinjektionsbohrung, die beide in denselben nutzbaren Aquifer reichen [16]. Das über eine bis zu 6.000 m tiefe Förderbohrung gewonnene Wasser wird thermisch genutzt und – bis auf seine Temperatur in seiner Beschaffenheit unverändert – vollständig in denselben Grundwasserleiter zurückgeleitet [13]. Aus wasserwirtschaftlicher Sicht ist im Regelbetrieb eine vollständige Reinjektion erforderlich; das Gelingen der Reinjektion ist damit eine Voraussetzung für den Betrieb überhaupt [16]. Häufig werden beide Bohrungen abgelenkt von einem gemeinsamen Bohrplatz abgeteufelt – in Simbach-Braunau etwa mit nur 15,5 m Abstand an der Oberfläche [67] – und erst im Reservoir auf den geplanten Abstand gebracht.

6.2 Der Zielkonflikt beim Bohrungsabstand

Die beiden Bohrungen müssen hydraulisch hinreichend verbunden sein, damit die Entnahmestelle nicht depletiert und die Injektion keinen Druck aufbaut; gleichzeitig muss ein zu rascher „Kurzschluss“ durch hinreichenden Abstand ausgeschlossen werden [1]. Das reinjizierte, abgekühlte Wasser bildet um die Injektionsbohrung eine Kaltwasserfront, die mit der Zeit zur Förderbohrung wandert. Als thermischer Durchbruch gilt der Zeitpunkt, an dem die Fördertemperatur um einen festgelegten Betrag gesunken ist; er wird durch die Ausbreitungsgeschwindigkeit der thermischen Front gesteuert, und reinjiziertes Wasser neigt dazu, sich auf hochpermeable Kanäle zu konzentrieren, was einen vorzeitigen Durchbruch verursachen kann [74].

Die Praxis in Bayern: Anhand von Reinjektionsrate, Wiedereinleittemperatur sowie Bohr- und Pumpversuchsergebnissen wird durch lokale numerische Simulation der Zeitraum eingegrenzt, in dem die Dublette ohne gegenseitige Beeinträchtigung genutzt werden kann; nach bisherigem Kenntnisstand sind dies 50 Jahre und mehr, und rund 2 km Abstand gelten als ausreichend [13]. Für Waldkraiburg wurden zwei abgelenkte Bohrungen (2.839 m bzw. 3.360 m Länge) mit 2.150 m Abstand im Malm niedergebracht; die Testauswertung ergab eine Transmissivität von $4 \text{ bis } 6 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2/\text{s}$, und bei 50°C Reinjektionstemperatur ist während der Betriebsdauer keine thermische Beeinflussung der Förderbohrung zu erwarten [14]. In mehrfach unterteilten Sandsteinhorizonten wie in Hannover kann dagegen schon ein Abstand von 500 m für 30 Jahre genügen [15]. Die numerische Modellierung zur Optimierung des Dublettenbetriebs ist international Standard – etwa für den Unterjura-Aquifer des Szczecin-Mogilno-Łódź-Trogs in Polen, wo Produktions- und Injektionsbohrung auf Basis lokaler Testgebiete und der Abnehmerstruktur ausgelegt wurden [53].

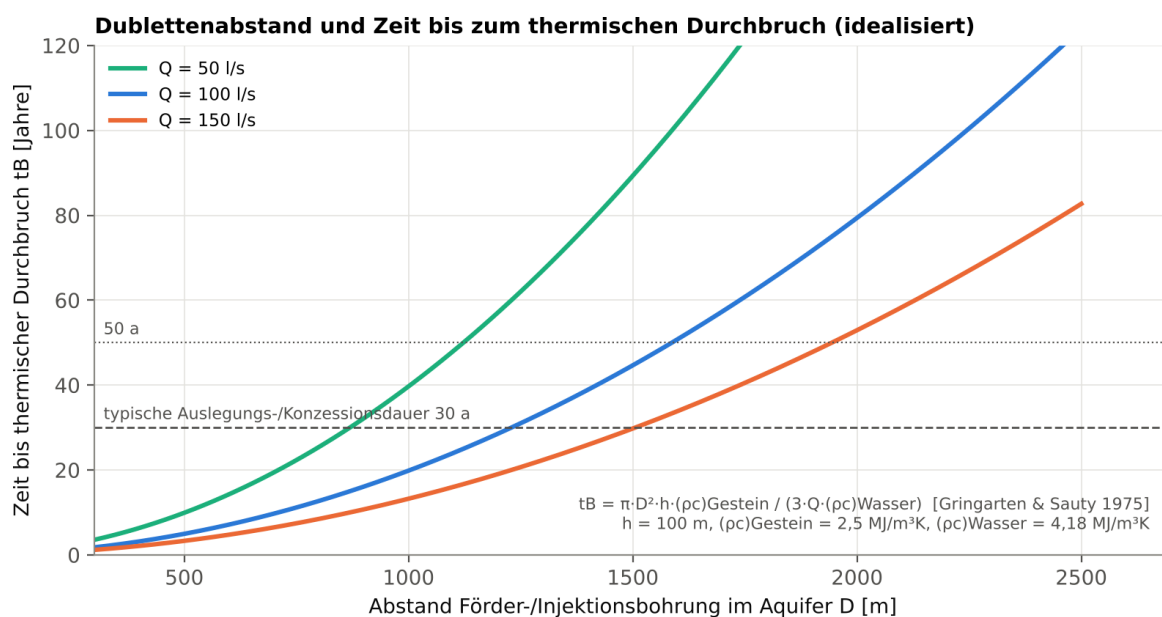


Abb. 5: Zeit bis zum thermischen Durchbruch in Abhängigkeit vom Bohrungsabstand für eine idealisierte Dublette im homogenen, abgeschlossenen Aquifer (analytische Lösung nach Gringarten & Sauty [43]; Annahmen im Bild). Reale Reservoirs mit Klüften, Karst und Störungen können deutlich früher durchbrechen (eigene Berechnung).

Die klassische analytische Lösung von Gringarten und Sauty (1975) zeigt, warum der Abstand so sensitiv ist: Die Durchbruchzeit wächst mit dem Quadrat des Abstands und sinkt umgekehrt proportional zur Förderrate [43]. Eine Verdopplung von Q bei gleichem Abstand halbiert also die Zeit bis zum Durchbruch – ein Punkt, der bei späteren Leistungserhöhungen oder dem Ausbau zu Clustern mit mehreren Dubletten (Interferenz!) regelmäßig unterschätzt wird [48].

6.3 Reinjektion als eigenes Risiko

Die Permeabilitätsreduktion bei der Reinjektion in Sandsteinformationen ist ein häufiges, nicht vollständig geklärtes Phänomen; Fallstudien zeigen drastische Abnahmen, die auf suspendierte Feinpartikel wie Eisen(hydr)oxide, Tonmineralmobilisierung oder druck- und temperaturinduzierte Mineralausfällungen zurückgehen [16]. Da die Fließgeschwindigkeit mit dem Abstand vom Bohrloch stark abnimmt, lässt sie sich in der bohrlochnahen Formation durch Underreaming und den Einbau eines Gravel Packs verringern [16]. In Karbonaten spielt die Injektivität eine geringere Rolle, dafür kann die Injektion kalten Wassers thermoelastische Spannungsänderungen auslösen, die die Seismizitätsgefahr erhöhen – der BVEG-Leitfaden empfiehlt deshalb, Druck- und Temperaturänderungen durch Entnahme und Reinjektion bereits in der Machbarkeitsstudie zu modellieren und im Betrieb über Reinjektionsdrücke, -raten und Temperaturspreizung zu mitigieren [1].

6.4 Monitoring und Reservoirmanagement

Betreiber und Behörden im niederbayerisch-oberösterreichischen Molassebecken haben für das grenzüberschreitende Thermalwasservorkommen ein thermisch-hydraulisch gekoppeltes 3D-Modell erstellen lassen, um ein gemeinsames Systemverständnis zu entwickeln und die Auswirkungen der Nutzungen zu bewirtschaften [75]. Das zeigt den Trend: Die Einzeldublette wird zunehmend als Teil eines regional bewirtschafteten Reservoirs betrachtet, in dem Entnahmen, Injektionen und Temperaturfelder mehrerer Betreiber interferieren.

7 Geologische und technische Risiken vor, während und nach der Bohrung

Die Risiken eines Tiefengeothermieprojekts lassen sich entlang des Stage-Gate-Prozesses ordnen. Die BVEG/DGMK-Leitfäden zur wirtschaftlichen Bewertung (2024), zum bohrtechnischen Risikomanagement (2025) und zum Risikomanagement in der Bohr- und Testphase (12/2025) decken diesen Zyklus ab [1, 2, 73]; die französische INERIS hat darüber hinaus die weltweit dokumentierten Vorfälle und Unfälle der Tiefengeothermie systematisch ausgewertet und mit den Erfahrungen der Öl- und Gasindustrie verglichen [37].

7.1 Vor der Bohrung

Risiko	Beschreibung	Adressierung
Reservoirexistenz	Aquifer erodiert, nicht abgelagert oder durch Störung versetzt [1]	3D-Seismik bis Zieltiefe, Log-Korrelation, Nachbarbohrungen, Chance-Adequacy-Bewertung
Tiefen- und Temperaturprognose	Fehler der Zeit-Tiefen-Wandlung, lokale Gradientenanomalien [1, 47]	Geschwindigkeitsmodell aus Nachbarbohrungen, Temperaturlogs, geothermische Modellierung
Reservoirgüte / Fazies	Zementation, fehlende Karstung, geschlossene Klüfte (Geretsried) [32]	Fazieskartierung, seismische Attribute, Image-Logs, regionale PI-Statistik, Entscheidungsbaum mit Sidetrack-Option
Hydraulik der Dublette	Kompartimentierung, Kurzschluss, Interferenz mit Nachbarprojekten [48]	Reservoirsimulation, Abstandsoptimierung, Interferenztests
Wasserchemie	Scaling-, Korrosions-, Gas- und NORM-Potenzial [17, 21, 61]	Hydrochemische Prognose aus Analogien, Materialkonzept, Sättigungsindizes
Spannungsfeld / Seismizität	Unsicherheit der Horizontalspannungen 15–30 % [36]; reaktivierbare Störungen	Seismologische Vorstudie, Basislinie natürlicher Seismizität, Störungsreaktivierungsanalyse [1]
Genehmigung und Zeit	Über 40 Genehmigungen, mehrjährige Bergrechtsverfahren [39, 7]	Geothermie-Beschleunigungsgesetz mit Höchstfristen [3]; frühe Behördenabstimmung
Finanzierung	Dry-Hole-Costs der ersten Bohrung, Vorlaufkosten in Millionenhöhe [3]	EMV-Analyse, Fündigkeitsversicherung, Portfolio/Joint Venture [1, 4]

Tab. 5: Risiken der Planungs- und Explorationsphase.

7.2 Während der Bohrung

Die operative Erfolgswahrscheinlichkeit POSo quantifiziert, ob das geologische Ziel mit beiden Bohrungen bohrtechnisch erreicht werden kann; sie berücksichtigt die Komplexität des Bohrungsdesigns, Bohr- und Komplettierungstechniken sowie Bohrplatzrandbedingungen [1]. Aus der Detailplanung müssen das geologische Vorprofil mit bohrtechnisch problematischen Formationen, Druckvorhersagen zur Festlegung der Spülgewichte, die Verrohrungshorizonte und die Richtungs- und Ablenkungsplanung in Abhängigkeit von Spannungsfeld und Kluftorientierungen hervorgehen [1]. Der Bohrleitfaden ergänzt dies um Organisationsstruktur, Bohrprozess sowie Produktions- und Injektionstests in einem Stage-Gate-Rahmen [2, 73].

- **Spülungsverluste (Lost Circulation):** In verkarsteten oder geklüfteten Zielhorizonten – genau dort, wo die Produktivität herkommen soll – können große Spülmengen verloren gehen; in heißen Formationen ist das besonders anspruchsvoll, Gegenmittel sind Bohrlochverfestigung und Lost-Circulation-Materialien [68]. Totalverluste erschweren die Bohrlochkontrolle und können die Reservoirgüte durch Verstopfung (Formationsschaden) mindern.
- **Bohrlochinstabilität:** Hohe Temperaturen und Drücke führen zu Spannungsumlagerungen, Ausbrüchen und Bohrlochkollaps; Verrohrungsdesign, Spülmengenauswahl und Stützmaßnahmen sind entscheidend [68]. Die Unsicherheit des Spannungsfelds (Kap. 3.3) schlägt hier direkt durch [36].
- **Gaskicks und Well Control:** Überdruckführende Gasvorkommen können wie in St. Gallen einen Kick auslösen; die zu seiner Beherrschung injizierte Spülung kann wiederum Störungen reaktivieren [28]. Gasgehalte und Porendrücke gehören deshalb in die Druckprognose.
- **Festsitzendes Gestänge, Werkzeugverlust, Zementationsfehler:** Klassische Bohrrisiken, die Zeit (à 80.000 Euro/Tag) und im Extremfall die Bohrung kosten; sie werden über Entscheidungsbäume, Ersatzstrategien und Versicherung des Bohrrisikos (Control-of-Well) adressiert [2, 7].
- **Testphase:** Erst standardisierte Produktions- und Injektionstests entscheiden über die Fündigkeit – auch im Versicherungsfall [3, 73]. Deren Design (Dauer, Raten, Druckaufbau, Interferenz) bestimmt die Belastbarkeit des Produktivitätsindex und damit die Pumpenauslegung.

7.3 Nach der Bohrung: Betrieb und Langzeit

Induzierte Seismizität ist das Risiko mit der größten öffentlichen Wahrnehmung. Die Lehren sind eindeutig:

- **Basel 2006:** Beim EGS-Projekt Deep Heat Mining wurde durch hydraulische Stimulation unmittelbar unter der Stadt Seismizität induziert; das Projekt wurde gestoppt, der Projektleiter später gerichtlich entlastet, weil er nach damaligem Stand der Wissenschaft gehandelt hatte [56, 57].
- **St. Gallen 2013:** Bereits ohne großvolumige Stimulation führten rund 1.200 m³ Injektion zur Kickbekämpfung zu einer fühlbaren Magnitude 3,5 auf einer benachbarten Störung; das Projekt wurde ausgesetzt [28, 57].
- **Pohang (Südkorea) 2017:** Das Beben der Momentmagnitude 5,5 verletzte Dutzende Menschen und zwang über 1.700 Bewohner in Notunterkünfte; die forensische Analyse ergab, dass Hochdruckinjektionen in die Bohrung PX-2 eine zuvor unkartierte Störung aktivierten [30, 31]. Es ist das mit Abstand größte je einem EGS zugeschriebene Beben.
- **Landau (Pfalz):** Der Hydrothermalstandort im Oberrheingraben erlebte 2009 ein induziertes Beben; 2013/14 wurden zudem Hebungen im Stadtgebiet registriert, worauf der Betreiber die Anlage vorsorglich ruhen ließ, während Ursachen untersucht wurden [60, 58]. Das Beispiel prägt bis heute die Akzeptanzdebatte in der Region [59].

Konventionelle, rein magnitudenbasierte Ampelsysteme haben in Basel, St. Gallen und Pohang nicht ausgereicht; gefordert werden adaptive Ampelsysteme, die räumliche Verteilung der Seismizität und laufend neue Informationen über Störungsstrukturen einbeziehen, sowie die Aktualisierung der Risikostudien über die gesamte Projektdauer [55]. Der Schweizerische Erdbebendienst hat 2025 einen Good-Practice-Leitfaden für Monitoring, Gefährdungs- und Risikoanalyse veröffentlicht, der sich ausdrücklich auch an Versicherer richtet [29]. Für Deutschland empfiehlt der BVEG seismologische Vorstudien, Monitoring mit gutachterlicher Begleitung und die Mitigation über Reinjektionsdrücke, -raten und Temperaturspreizung – was die Wirtschaftlichkeit beeinflussen kann und daher Teil der EMV-Rechnung sein muss [1].

Langfristige Erschöpfung: Das EU-Projekt GEORISK zählt neben dem kurzfristigen Risiko, kein wirtschaftliches Reservoir zu finden, ausdrücklich das langfristige Risiko hinzu, dass sich die Ressource natürlich erschöpft und die Nutzung unrentabel wird [8]. Thermischer Durchbruch, Interferenz mit Nachbaranlagen und Injektivitätsverlust (Kap. 6) sind die Mechanismen. Sie sind von den klassischen Fündigkeitsversicherungen nicht abgedeckt und müssen über konservative Auslegung, Monitoring und Reservoirbewirtschaftung beherrscht werden [75].

Betriebliche Risiken – Scaling, Korrosion, Pumpenausfälle, Filter- und Wärmeübertragerverschmutzung, NORM-Rückstände – werden in Kapitel 4 und 5 behandelt. Sie bestimmen Verfügbarkeit und Betriebskosten über 30 bis 50 Jahre und verdienen daher in der Wirtschaftlichkeitsrechnung explizite Wartungs- und Ersatzbudgets.

8 Versicherungs- und Absicherungsmechanismen für die Fündigkeit

8.1 Grundprinzip

Die hohen Bohrkosten sind wegen des Risikos, in der Tiefe nicht fündig zu werden, das größte Investitionshemmnis der Tiefengeothermie; Investitionen von oft mehr als 10 Mio. Euro stehen pro Projekt im Risiko [40]. Eine Fündigkeitsversicherung überträgt dieses Risiko gegen Prämie auf einen Versicherer: Vor Beginn werden die versicherten Parameter – im Kern die Wärmeleistung auf Basis der erwarteten Temperatur und Durchflussmenge – festgelegt, das Risiko wird modelliert und eine maßgeschneiderte Police erstellt; während der Bohrung werden regelmäßig Bohrtagesberichte vorgelegt, und ein standardisiertes Testverfahren nach Abschluss der Bohrung entscheidet über den Bohrerfolg [3]. Drei Ergebnisse sind möglich: Fündigkeit (Projekt läuft weiter), Nichtfündigkeit (volle Auszahlung der Versicherungssumme, Projekt wird beendet) und Teilfündigkeit – komplizierter, aber Bohrungen mit geringerer Leistung sind oft noch nutzbar, etwa mit Wärmepumpen oder als tiefe Erdwärmesonde [3].

Versicherbar ist ein Projekt nur, wenn die Datenqualität stimmt und geklärt ist, ob bereits Bohrungen oder Projekte in der Umgebung existieren [3] – die Versicherung setzt also genau die Datenbasis voraus, die auch die Chance Adequacy Matrix verlangt. Munich Re sichert Projekte grundsätzlich bundesweit in Vorzugsgebieten ab [5]; als solche gelten das Molassebecken, der Oberrheingraben und das Norddeutsche Becken [3, 7].

8.2 Deutschland: vom Programm 2009 zum KfW-Programm 572 (2025)

Bereits 2009 starteten Bundesumweltministerium, KfW und Münchener Rück ein Kreditprogramm mit 60 Mio. Euro für geothermische Tiefbohrungen, das bis zu 80 % der förderfähigen Kosten finanzierte, das Fündigkeitsrisiko vorab prüfte und einen Risikoaufschlag auf die Darlehenszinsen enthielt [40]. Der aktuelle Mechanismus ist Teil der Geothermie-Initiative des Bundes, die bis 2030 mindestens 100 weitere Projekte und eine Verzehnfachung der geothermischen Wärmeeinspeisung anstrebt [3, 7]; im Bundeshaushalt 2025 wurden dafür Verpflichtungsermächtigungen von knapp 50 Mio. Euro über vier Jahre vorgesehen [10].

Fündigkeitsabsicherung in Deutschland: KfW-Programm 572 mit Munich Re (seit 18.12.2025)

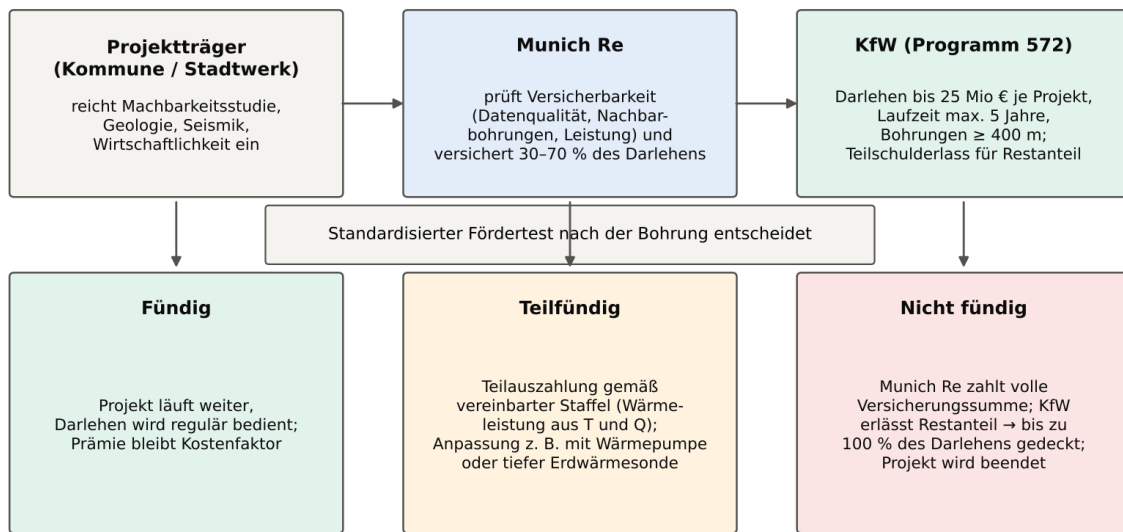


Abb. 6: Struktur der deutschen Fündigkeitsabsicherung nach KfW-Programm 572 mit Risikoteilung zwischen Munich Re und KfW (eigene Darstellung nach [3, 4, 5, 70]).

Am 18. Dezember 2025 startete die KfW mit Munich Re und dem Bundeswirtschaftsministerium den „KfW-Förderkredit Geothermie“ (Programm 572) als Teil des Deutschlandfonds [4]. Die Eckpunkte:

Element	Regelung	Quelle
Gegenstand	Geothermische Bohrungen ab 400 m Tiefe in Deutschland zur kommunalen und industriellen Wärmeversorgung	[4]
Darlehen	Bis 25 Mio. Euro je Projekt, maximale Laufzeit fünf Jahre, zinsgünstig	[4, 70]
Versicherung	Munich Re prüft Versicherbarkeit und Durchführbarkeit vor der Kreditbeantragung und versichert 30–70 % der Darlehenssumme	[70]
Teilschulderlass	Für den nicht versicherten Teil gewährt die KfW im Schadensfall (z. B. Nichtfündigkeit, erfolglose Bohrung) einen Teilschulderlass zu denselben Bedingungen wie der Versicherungsvertrag; der Bund stellt die Mittel	[4, 5]
Deckungsgrad	Bis zu 100 % des Darlehensbetrags absicherbar	[5]
Leistungsfall	Bei Nichtfündigkeit volle Auszahlung; bei Teilfündigkeit anteilig; Energiemenge unter Plan führt zum (Teil-)Schulderlass	[3, 6]
Verfahren	Projektübersicht einreichen → Versicherbarkeitsprüfung Munich Re → Aufforderung zur Antragstellung durch KfW	[4, 70]

Tab. 6: Eckpunkte des KfW-Programms 572 „Tiefengeothermie“.

Die Bewertung aus der Branche ist grundsätzlich positiv, aber mit zwei Vorbehalten: Die Prämien dürften nicht zu hoch werden, und Projekte aus dem gesamten Bundesgebiet sollten abgesichert werden können [7]. Der Bayerische Gemeindetag hält die Versicherung für sinnvoll, aber nicht ausreichend, weil die finanziellen Risiken nur ein Hemmnis neben Genehmigungsdauer und Bürokratie sind [69].

8.3 Internationale Mechanismen

Risikofonds für das geologische Risiko existieren in Frankreich, Deutschland, Island, den Niederlanden, Dänemark und der Schweiz; außerhalb dieser Länder haben Entwickler kaum Möglichkeiten, das Fündigkeitsrisiko finanziell zu managen [8]. Das von EGEC koordinierte Horizon-2020-Projekt GEORISK (Oktober 2018 bis März 2021) hat 21 Mechanismen inventarisiert – darunter 11 risikotragende öffentliche

Fonds und 3 private –, von denen 7 beendet und teils als ineffizient erkannt, 12 weltweit aktiv und 3 vorgeschlagen waren (EGRIF für Europa, GeoFutures für Afrika, GEODEEP SAS für EGS in Frankreich) [9]. Ein Register der Risiken und ein Bewertungswerkzeug dienten als technische Basis [44].

Land / Schema	Mechanismus	Besonderheit
Frankreich – SAF Environnement / Geodeep	Langjähriger Garantiefonds für Wärmeprojekte (Pariser Becken); neues Schema mit drei Zonen plus Exportfonds [9, 45]	Hohe Erfolgsquote im Dogger-Aquifer; Wärmefonds subventioniert Netze mit 25–30 % [45]
Niederlande – RNES Geothermie	Staatliche Garantieregelung, die die geologischen Risiken fehlgeschlagener Bohrungen teilweise deckt; 2020 zum neunten Mal mit rund 66 Mio. Euro geöffnet [46]	Voraussetzung: detaillierter Finanzierungsplan, Umsetzung binnen zwei Jahren [46]
Schweiz – Risikogarantie des Bundes	Garantie von 60 % der Bohrkosten; ergänzende Risikogarantie im Rahmen von GEORISK entwickelt [45]	Kombination mit Erkundungsbeiträgen; Seismizitätsmonitoring durch SED [29]
Island, Dänemark	Öffentliche Fonds bzw. staatliche Trägerschaft der Exploration [8, 9]	Reife Märkte mit hoher Datendichte
Türkei, Polen, Ungarn, Griechenland	Fördercalls, geplante Risikofonds in nationalen Roadmaps, Geodatenplattformen [45]	Mechanismus muss zur Marktreife passen [8]

Tab. 7: Ausgewählte internationale Absicherungsmechanismen für das Fündigkeitsrisiko.

8.4 Grenzen der Versicherung und ergänzende Instrumente

Eine Fündigkeitsversicherung deckt definitionsgemäß die Erstbohrung und den Test; sie deckt nicht die langfristige Erschöpfung, nicht die Betriebsrisiken (Scaling, Pumpen, Korrosion) und in der Regel nicht die Kosten einer verzögerten oder gescheiterten Genehmigung [8, 69]. Bohrtechnische Risiken werden über separate Deckungen (Control of Well, Bohranlagenversicherung) adressiert, seismische Schäden über Haftpflicht und – wie in der Schweiz – über spezifische Risikoanalysen für Versicherer [29]. Der BVEG-Leitfaden nennt als ergänzende, aus der Rohstoffindustrie bewährte Methode die Risikostreuung: Statt vollfinanzierter Einzelprojekte mehrere Projekte mit geringeren Beteiligungen in konsortialen Partnerschaften oder Joint Ventures, so dass ein Portfolio aus unterschiedlichen geologischen Settings ein weniger gutes oder fehlgeschlagenes Projekt kompensieren kann [1]. Für Kommunen und Stadtwerke, die nur ein Projekt realisieren, bleibt die Versicherung dagegen der entscheidende Hebel – und die Einbindung von Projektentwicklern oder interkommunalen Gesellschaften der Weg zur Portfoliobildung.

9 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Die klassischen Probleme der Geothermie-Exploration sind weder neu noch unbeherrschbar – aber sie sind miteinander verkettet. Eine unsichere Tiefenprognose verschiebt Temperatur und Schüttung; ein zu optimistischer Produktivitätsindex führt zu einer falsch ausgelegten Pumpe; nicht erkannte Gasgehalte erzeugen Scaling, Gas-Lock und Well-Control-Probleme; ein zu kleiner Dublettenabstand kauft Hydraulik mit thermischem Durchbruch. Aus den ausgewerteten Quellen ergeben sich folgende Empfehlungen:

1. **Datenbasis vor Investition:** Nachbarbohrungen, Wasserchemie und hochauflösende 3D-Seismik bis in die Zieltiefe beschaffen oder akquirieren; ohne sie bleibt jeder Faktor der Erfolgswahrscheinlichkeit auf 0,6–0,8 gedeckelt – und die Versicherbarkeit fraglich [1, 3].
2. **Standardisierte Risikoquantifizierung:** POSg nach dem BVEG/DGMK-Leitfaden, Monte-Carlo-Verteilung der thermischen Leistung (P90/P50/P10), Swanson's Mean und EMV als Entscheidungsgrundlage; Peer Review durch unabhängige Geowissenschaftler [1].
3. **Entscheidungsbaum vor Bohrbeginn:** Sidetrack-, Stimulations-, Vertiefungs- und Abbruchkriterien einschließlich Budget vorab festlegen; Lehren aus Geretsried [1, 32].

4. **Wasserchemie als Planungsparameter:** Sättigungsindizes, Gasgehalte, Korrosions- und NORM-Potenzial bereits in der Machbarkeitsstudie prognostizieren; Materialkonzept, Inhibitor-/CO₂-Strategie und Rückstandsmanagement in die Kostenrechnung aufnehmen [17, 19, 21, 22].
5. **Pumpenstrategie:** ESP auf den getesteten (nicht den erhofften) Produktivitätsindex auslegen, Gas- und Feststoffschutz vorsehen, Sensorik und Frequenzumrichter mit Gas-Handling einsetzen, Ersatzpumpe und Workover-Budget bevorraten [24, 26, 51, 27].
6. **Dublettenauslegung mit Reserve:** Abstand über gekoppelte thermisch-hydraulische Simulation auf mindestens die Konzessionsdauer plus Sicherheitsmarge auslegen; Interferenz mit Nachbaranlagen und spätere Leistungserhöhungen einrechnen [13, 14, 15, 48].
7. **Seismizität proaktiv managen:** Seismologische Vorstudie, Basislinie, adaptives Ampelsystem und Monitoring über die gesamte Projektdauer; transparente Kommunikation mit der Bevölkerung [1, 29, 55].
8. **Finanzielle Absicherung früh einbinden:** Versicherbarkeitsprüfung bei Munich Re und KfW-572-Antrag parallel zur Machbarkeitsstudie; Prämie und Teilschulderlass-Bedingungen in die EMV-Rechnung aufnehmen; Portfolio- oder JV-Strukturen für größere Träger prüfen [1, 4, 5, 70].

Mit dem KfW-Programm 572, den BVEG/DGMK-Leitfäden und der wachsenden Datenbasis aus mehr als 60 Bohrungen allein im Molassebecken sind die Werkzeuge vorhanden, um das Fündigkeitsrisiko von einem Investitionshemmnis zu einer kalkulierbaren Größe zu machen. Entscheidend bleibt, dass die Betriebsrisiken – Wasserchemie, Pumpen, Reinjektion, Seismizität – mit derselben Sorgfalt bewertet werden wie die Frage, ob heißes Wasser gefunden wird.

Quellenverzeichnis

- [1] BVEG / DGMK (2024): Leitfaden „Wirtschaftliche Bewertung geologischer Risiken von tiefengeothermischen Projekten“, Stand 12/2024. https://bveg.de/wp-content/uploads/2024/12/2024-12-13_BVEG_DGMK_Leitfaden-Wirtschaftliche-Bewertung-geologischer-Risiken-von-tiefengeothermischen-Projekten.pdf
- [2] BVEG / DGMK (2025): Leitfaden „Risikomanagement während der Bohr- und Testphase von Tiefengeothermieprojekten“, Stand 12/2025. https://www.bveg.de/wp-content/uploads/2025/12/Blaudruck_Leitfaden_Risikomanagement_waehrend_der_Bohr-und_Testphase_von_Tiefengeothermieprojekten.pdf
- [3] Munich Re (2025): Geothermie: Fündigkeitsversicherung mildert finanzielle Risiken (Insights, 29.07.2025). <https://www.munichre.com/de/insights/energy/geothermal-energy.html>
- [4] KfW (18.12.2025): Pressemitteilung „Neue Förderung von Tiefengeothermieranlagen zur kommunalen Wärmeversorgung“. https://www.kfw.de/Über-die-KfW/Newsroom/Aktuelles/Pressemitteilungen-Details_875520.html
- [5] Munich Re (18.12.2025): Munich Re und KfW: Neue Absicherung des Fündigkeitsrisikos für Geothermie-Betreiber. <https://www.munichre.com/de/unternehmen/media-relations/medieninformationen-und-unternehmensnachrichten/unternehmensnachrichten/2025/neue-absicherung-des-fuendigkeitsrisikos-fuer-geothermie-betreiber.html>
- [6] Rödl & Partner (21.01.2026): Absicherung des Fündigkeitsrisikos bei Tiefengeothermieprojekten – Das neue KfW-Programm 572. <https://www.roedl.com/insights/absicherung-fuendigkeitsrisiko-tiefengeothermieprojekte-kfw-programm-572/>
- [7] dpa-AFX / ZfK (2025): Geothermie: Schneller bohren mit Versicherung. <https://www.zfk.de/energie/waerme/geothermie-schneller-bohren-mit-versicherung>
- [8] CORDIS / EU (2018–2021): GEORISK – Developing geothermal and renewable energy projects by mitigating their risks (Grant 818232). <https://www.cordis.europa.eu/project/id/818232>
- [9] ThinkGeoEnergy (2019): GeoRisk project report – Existing insurance schemes for geothermal energy. <https://www.thinkgeoenergy.com/georisk-project-report-existing-insurance-schemes-for-geothermal-energy/>
- [10] dpa-AFX / Börse Online (2025): Versicherung soll Geothermie-Pläne in Fahrt bringen. <https://www.boerse-online.de/dpa-afx/versicherung-soll-geothermie-plaene-in-fahrt-bringen-459562.html>
- [11] Pester, S., Kühne, K., Maul, A.-A., Schulz, R. (GGA/LIAG): Aufbau eines geothermischen Informationssystems für Deutschland. <https://literature.wolkersdorfer.info/literature/Aufbau%20eines%20geothermischen%20Informationssystems%20f%C3%BCr%20Deutschland.pdf>
- [12] Stober, I., Jodocy, M. (RP Freiburg, 2013): Entwicklung eines Prognosetools zur Unterstützung standortbezogener Aussagen zur Fündigkeit hydrogeothermischer Projekte in Baden-Württemberg (GeoTool), Endbericht. <https://edocs.tib.eu/files/e01fb13/772395683.pdf>
- [13] Bayerisches Landesamt für Umwelt: Tiefe Geothermie – Thermalwassernutzung. https://www.lfu.bayern.de/wasser/thermische_nutzung/thermalwassernutzung/tiefe_geothermie/index.htm
- [14] Goldbrunner, J. E., Vasvári, V. (2016): Hydrogeology and geothermic simulation of the geothermal doublet at Waldkraiburg (Bavaria). Austrian Journal of Earth Sciences 109/1, 99–113. https://opac.geologie.ac.at/ais312/dokumente/Mitt_OEGG_109_01_99_113.pdf
- [15] Grundwasser (Springer, 2024): Numerische Bewertung des Dublettenbetriebs in Wealden-Sandsteinen bei Hannover. <https://link.springer.com/article/10.1007/s00767-024-00585-6>
- [16] Klima- und Energiefonds / energieforschung.at: Reinjektion – Geothermische Energienutzung in Sandsteinformationen: Faktor-Analyse, Simulation und Modellierung (Endbericht, Projekt 838744). <https://www.energieforschung.at/assets/project/final-report/Endbericht3.pdf>
- [17] Köhl, B., Elsner, M., Baumann, T. (2020): Hydrochemical and operational parameters driving carbonate scale kinetics at geothermal facilities in the Bavarian Molasse Basin. Geothermal Energy 8:26. <https://doi.org/10.1186/s40517-020-00180-x>
- [18] NoScale (2016): Charakterisierung von thermalen Tiefengrundwässern zur Verhinderung von Ausfällungen und Korrosionen bei Geothermieranlagen, publizierbarer Endbericht (AIT, Geoteam, Joanneum, TU Graz). <https://energieforschung.at/wp-content/uploads/sites/11/2020/12/NoScale-843827-Publizierbarer-Endbericht-final.pdf>
- [19] KIT – Institut für Thermische Energietechnik und Sicherheit (2025): Forschungsvorhaben EvA-M2 – Maßnahmen gegen Karbonatausfällungen in der tiefen Geothermie im Bayerischen Molassebecken. https://www.ites.kit.edu/downloads/News-Zusammenfassung_Web_250314-EVT.pdf
- [20] Universität Duisburg-Essen (2026): GeoDescal – Descaling tiefengeothermischer Wärmegewinnung mit CO₂-Management (FKZ 03EE4082B). <https://www.uni-due.de/lee/forschung/geodescale.php>
- [21] Goldberg, V., Baur, S., Seibt, A., Stern, G., Kuhn, D. (KIT): Ein neuartiger Ansatz zur Auswahl und Bewertung von BaSO₄-Scale-Inhibitoren unter In-situ-Bedingungen (Projekt EIKE). <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000184630>
- [22] Mundhenk, N. (2013): Corrosion and scaling in utilization of geothermal energy in the Upper Rhine graben. Dissertation, KIT. <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000043467>

- [23] BMWK / energieforschung.de: Zuverlässige Tauchkreislumpen für die tiefe Geothermie (Förderkennzeichen 0325105A, Baker Hughes INTEQ, 2014–2020).
https://energieforschung.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/b4068342-92b0-11ef-b44b-a0369fe1b534/live/document/zuverlaessige-tauchkreislumpen-fuer-die-tiefe-geothermie.pdf
- [24] BINE Informationsdienst (2016): Projektinfo 03/2016 „Robuste Pumpen für die Geothermie entwickeln“. <https://fizweb-p.fiz-karlsruhe.de/sites/default/files/FIZ/Dokumente/Pressemitteilungen/BINE/2016/20160317-Pumpen-besser-an-die-Geothermie-anpassen.pdf>
- [25] SLB (Schlumberger): ESPs for geothermal wells – application-specific technologies for high temperatures and abrasive environments. <https://www.slb.com/products-and-services/innovating-in-oil-and-gas/completions/artificial-lift/electrical-submersible-pumps/esps-for-geothermal-wells>
- [26] Halliburton: Case study „GeoESP Intake triples runtime“ (Germany). <https://halliburton.com/en/resources/geoesp-intake-triples-runtime-cs>
- [27] Oil & Gas Journal: ESP – Conclusion: Multiple factors affect electrical submersible pump run life. <https://www.ogj.com/drilling-production/production-operations/article/17208286/espcconclusion-multiple-factors-affect-electrical-submersible-pump-run-life>
- [28] Zbinden, D., Rinaldi, A. P., Diehl, T., Wiemer, S. (2020): Potential influence of overpressurized gas on the induced seismicity in the St. Gallen deep geothermal project (Switzerland). Solid Earth (Preprint se-2019-156). <https://se.copernicus.org/preprints/se-2019-156/se-2019-156.pdf>
- [29] Schweizerischer Erdbebendienst (SED/ETH Zürich, 2025): Good-Practice Guide for Managing Induced Seismicity in Deep Geothermal Energy Projects in Switzerland. <https://www.research-collection.ethz.ch/entities/publication/468b3c66-bb3e-490b-8765-4c2fce0f892c>
- [30] Ellsworth, W. L., Giardini, D., Townend, J., Ge, S., Shimamoto, T. (2019): Triggering of the Pohang, Korea, Earthquake (Mw 5.5) by Enhanced Geothermal System Stimulation. Seismological Research Letters. https://openaccess.wgtn.ac.nz/articles/journal_contribution/Triggering_of_the_Pohang_Korea_Earthquake_Mw_5_5_by_enhanced_geothermal_system_stimulation/13792598
- [31] Stanford University (2019): Lessons from Pohang – A Stanford geophysicist discusses geothermal energy’s earthquake problem. <https://sustainability.stanford.edu/news/lessons-pohang-solving-geothermal-energys-earthquake-problem>
- [32] TU München, Lehrstuhl für Hydrogeologie: Projekt Dolomitkluft – Fracture-dominated aquifer exploitation (Geretsried); LIAG: Dolomitkluft. <https://www.cce.ed.tum.de/hydro/projects/geothermal-energy-group/dolomitkluft/> ; <https://www.leibniz-liag.de/en/research/projects/third-party-funded-projects/dolomitkluft.html>
- [33] Bayerischer Landtag: Schriftliche Anfrage, Drucksache 18/24105 – Fördersituation der Geothermie in Bayern (u. a. Geretsried: „zu wenig Schüttung“). https://www.bayern.landtag.de/www/ElanTextAblage_WP18/Drucksachen/Schriftliche%20Anfragen/18_0024105.pdf
- [34] ThinkGeoEnergy (2017): Increasing investor’s appetite for German geothermal (Erfolgsquote: nur eine von 60 Bohrungen im Molassebecken gescheitert). <https://www.thinkgeoenergy.com/?p=31313>
- [35] Konrad, F., Savvatis, A., Degen, D., Wellmann, F., Einsiedl, F., Zosseder, K. (2021): Productivity enhancement of geothermal wells through fault zones. Geothermics 95, 102119. <https://portal.fis.tum.de/en/publications/productivity-enhancement-of-geothermal-wells-through-fault-zones/>
- [36] Ziegler, M. O., Heidbach, O. (2020): The 3D stress state from geomechanical–numerical modelling and its uncertainties: a case study in the Bavarian Molasse Basin. Geothermal Energy 8:11. <https://doi.org/10.1186/s40517-020-00162-z>
- [37] INERIS (2018): State of knowledge about the risks, impacts and potential inconveniences associated with deep geothermal. <https://www.ineris.fr/en/state-knowledge-about-risks-impacts-and-potential-inconveniences-associated-deep-geothermal>
- [38] Mathiesen, A. et al. (2013): Assessment of sedimentary geothermal aquifer parameters – focus on transmissivity. European Geothermal Congress 2013 (GEUS). https://dybgeotermi.geus.dk/wp-content/uploads/EGC2013-Assessment_Geothermal_Aquifer_Mathiesen_etal_2013.pdf
- [39] stadt + werk 7/8 2023: Interview mit Tiedemann (DMT Group) zu Fündigkeitsrisiko und Genehmigungen. https://www.dmt-group.com/fileadmin/redaktion/news/stadt_werk_07_08_2023_S26_Interview_Tiedemann.pdf
- [40] baulinks.de (2009): Förderung für Geothermie-Tiefbohrungen – BMU, KfW und Münchener Rück starten 60-Mio.-Euro-Programm. <https://www.baulinks.de/webplugin/2009/0329.php4>
- [41] Stober, I. (2012): Hydrothermale Reservoirs im Oberrheingraben. Vortrag Strasbourg, 24.05.2012. https://www.grand-est.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Expose_de_STOBER.pdf
- [42] Schröder, E., Thomauske, K., Kuhn, D. (KIT): Messung der thermodynamischen Thermalwassereigenschaften an Geothermiestandorten. <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000097972/39040929>
- [43] Gringarten, A. C., Sauty, J. P. (1975): A theoretical study of heat extraction from aquifers with uniform regional flow. Journal of Geophysical Research 80(35), 4956–4962 (klassische analytische Lösung für den thermischen Durchbruch einer Dublette).
- [44] EGEC – European Geothermal Energy Council: GEORISK Project – risk register, risk assessment tool and insurance schemes. <https://www.geec.org/georisk-project/>

- [45] CORDIS / EU (2022): Results in Brief „Lowering the risk of investing in geothermal energy“ (GEORISK: Ergebnisse für Frankreich, Schweiz, Deutschland, Türkei, Polen, Ungarn). <https://www.cordis.europa.eu/article/id/441957-lowering-the-risk-of-investing-in-geothermal-energy>
- [46] ThinkGeoEnergy (2020): 9th opening of geothermal heat guarantee scheme (RNES Geothermal) in the Netherlands. <https://www.thinkgeoenergy.com/?p=43317>
- [47] Moebius, R., Blum, P. (2007): Depth- and facies-specific dependency of the well productivity in the karstic aquifer of the Upper Jurassic (Malm). Geophysical Research Abstracts 9, EGU2007-A-09851. <https://meetings.copernicus.org/www.cosis.net/abstracts/EGU2007/09851/EGU2007-J-09851-1.pdf>
- [48] TU München, Lehrstuhl für Hydrogeologie (2025): Hydraulic characterization of a highly heterogeneous carbonate reservoir using simulated pumping tests of a multi-doublet geothermal plant. Geothermics (2025), 103566. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2025.103566>
- [49] CORDIS / EU: Projekt GE.-00248-89 – Geothermal doublet Straubing (Malm), Pumpversuchsergebnisse. <https://cordis.europa.eu/project/id/GE.-00248-89/es>
- [50] Halliburton: Avenger MLE – decrease pothead electrical and MLE failures in high-temperature, gassy wells. <https://halliburton.com/en/resources/avenger-outlasts-competitors-protects-pump-north-dakota>
- [51] Baker Hughes: MaxRate software increased ESP average run life 182 % – gas mitigation case study. <https://dam.bakerhughes.com/m/766c64c7a45c0403/original/MaxRate-software-increased-esp-average-run-life-182-percent-us-cs.pdf>
- [52] Philipp, S. L., Oelrich, A., Müller, C. et al. (2006): Strukturgeologische Studien als Beitrag zum Erfolg tiefengeothermischer Projekte. Georg-August-Universität Göttingen (AGRI-S-Nachweis). <https://agris.fao.org/search/en/providers/125237/records/6765739a829d7ef70f4904af>
- [53] Wachowicz-Pyzik, A. (2019): Evaluation of geological conditions of geothermal investments using numerical modeling on the example of the Lower Jurassic aquifer of the Szczecin-Mogilno-Łódź Trough. Dissertation, AGH Kraków (Zusammenfassung). https://www.wggios.agh.edu.pl/home/wggios/Postepowania-awansowe/doktoraty/2020/10-Obrona_doktorska_mgr_inz._Anny_Wachowicz-Pyzik/Wachowicz-Pyzik-streszczenie-_ang.pdf
- [54] EarthDoc (2022): Geothermal ESP operations – data monitoring and machine learning for calculated pump intake pressure. <https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.202221073>
- [55] EarthDoc (2019): Advanced traffic light systems for induced seismicity – lessons from Basel, St. Gallen and Pohang for the Haute-Sorne EGS project. <https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.201902003>
- [56] Kraft, T., Mai, P. M., Wiemer, S. et al. (2009): Enhanced Geothermal Systems: Mitigating Risk in Urban Areas. EOS 90(32), 273–280. <https://ces.kaust.edu.sa/research/publications/detail/enhanced-geothermal-systems-mitigating-risk-in-urban-areas>
- [57] swissinfo.ch (2013): Geothermal drilling leads to minor quake (St. Gallen). <https://www.swissinfo.ch/eng/climate-solutions/geothermal-drilling-leads-to-minor-quake/36503890>
- [58] Die Rheinpfalz: Landau – Das sagt die Kraftwerksbetreiberin (Geox GmbH zu Hebungen und Stillstand der Anlage). https://www.rheinpfalz.de/lokal/landau_artikel,-das-sagt-die-kraftwerksbetreiberin-_arid,73826.html
- [59] Die Rheinpfalz: Philippsburg / Waghäusel – Widerstand gegen Erdwärme-Projekt. https://www.rheinpfalz.de/lokal/karlsruhe_artikel,-widerstand-gegen-erdw%C3%A4rme-projekt-_arid,5132238.html
- [60] Wochenblatt-Reporter: Die Legende von der unbegrenzten Verfügbarkeit – Hebungen in Landau, induziertes Beben 2009. https://www.wochenblatt-reporter.de/hassloch/c-lokales/die-geothermie-wird-es-schon-richten_a575992
- [61] Bureau of Economic Geology, University of Texas: Naturally Occurring Radioactive Materials (NORM) in Produced Water and Scale from Texas Oil, Gas, and Geothermal Wells. <https://www.beg.utexas.edu/publications/naturally-occurring-radioactive-materials-norm-produced-water-and-scale-texas-oil-gas>
- [62] Universität Potsdam (2022): Dissertation zu Baryt-Ausfällung, Formationsschaden und Injektivitätsverlust in geothermischen Systemen (reaktiver Transport, Scaling-Score). <https://publishup.uni-potsdam.de/solrsearch/index/search/searchtype/authorsearch/referee/Traugott+Scheytt>
- [63] Gemeinde Insheim / Golem.de: Lithium im Oberrheingraben – Mineralisation und Lithiumgehalte des Tiefengrundwassers. <https://www.insheim.de/wirtschaft/geothermie/berichte-und-statements-zu-lithium/lithium-im-oberrheingraben.pdf>
- [64] ZfK (Zeitung für kommunale Wirtschaft): Vulcan Energy – Lithium für 500.000 Autobatterien pro Jahr aus Deutschland. <https://www.zfk.de/mobiltaet/e-mobiltaet/lithium-fuer-500000-autobatterien-pro-jahr-aus-deutschland>
- [65] KIT (2020): Lithium – mineralischer Schatz aus dem Oberrheingraben (Presseinformation zum Extraktionsverfahren). <https://wordpress.wohnungswirtschaft-heute.de/wp-content/uploads/2020/07/lithium-abbau-oberrhein-KIT.pdf>
- [66] KIT, Institut für Angewandte Geowissenschaften: Energy and Material Flow in the Upper Rhine Graben (EMURG), DFG-Projekt 435358664. https://egg.agw.kit.edu/english/64_951.php
- [67] Geoteam Ges.m.b.H. (zit. nach PONS): Geothermische Dublette Simbach-Braunau – Ausführung der Tiefbohrungen von einem Sammelbohrplatz. <https://en.pons.com/translate/english-german/doublet>
- [68] arXiv (2024): Hard Rock Drilling for Super-hot Enhanced Geothermal System Development: Literature Review and Techno-Economic Analysis (Abschnitte Wellbore instability, Loss circulation). <https://arxiv.org/pdf/2402.14824>

- [69] Schwäbische Zeitung / dpa (2025): Geothermie: Schneller bohren mit Versicherung – Bayerischer Gemeindetag: sinnvoll, aber nicht ausreichend. <https://www.schwaebische.de/regional/bayern/geothermie-schneller-bohren-mit-versicherung-3770203>
- [70] topagrar (2025): 30 bis 70 % abgesichert – Eckpunkte des KfW-Förderkredits Geothermie (Programm 572). <https://www.topagrar.com/energie/news/neue-forderung-von-tiefengeothermianlagen-zur-kommunalen-warmerversorgung-20021916.html>
- [71] Bayerische Landesagentur für Energie und Klimaschutz (LENK): Wärmewende in Kommunen – Tiefe Geothermie (Erdwärme ab 400 m bis ca. 7.000 m). <https://www.lenk.bayern.de/themen/energie-wende/doc/04-tiefe-geothermie.pdf>
- [72] SWM Services GmbH (2026): Ausschreibung einer Tauchkreislumpen (TKP/ESP) für den Standort Sauerlach oder Dürrenhaar – Teil A Leistungsbeschreibung. <https://www.swm.de/dam/doc/einkauf-logistik/bekanntmachungen/ausschreibungen/lieferrauftrage/sv-wsc-260605-004-Leistungsbeschreibung.pdf>
- [73] BVEG / DGMK (2025): Leitfaden „Bohrtechnisches Risikomanagement bei Tiefengeothermieprojekten“, Stand 02/2025. https://bveg.de/wp-content/uploads/2025/02/Finaler-Entwurf_Leitfaden-Bohrtechnisches-Risikomanagement-bei-Tiefengeothermieprojekten_GRAUDRUCK_BVEG_DGMK.pdf
- [74] US-Patent 12,281,550: Methods and systems to control flow and heat transfer between subsurface wellbores connected hydraulically by fractures (Definition thermischer Durchbruch, vorzeitiger Durchbruch entlang hochpermeabler Kanäle). <https://image-ppubs.uspto.gov/dirsearch-public/print/downloadPdf/12281550>
- [75] BMLUK (Österreich) / Ständige Gewässerkommission nach dem Regensburger Vertrag: Das Thermalwasservorkommen im niederbayerisch-österreichischen Molassebecken – hydrogeologisches Modell und numerisches Thermalwassermodell. <https://www.bmluk.gv.at/themen/wasser/wasser-eu-international/europaeische-und-internationale-wasserwirtschaft/gewaesserkommissionen/thermalwasservorkommen-niederbayern-oberoesterreichischen-molassebecken.html>
- [76] ThinkGeoEnergy: Project in Geretsried, Germany looking at sidetracking to secure sufficient water (10 l/s statt 100–120 l/s). <https://www.thinkgeoenergy.com/project-in-geretsried-germany-looking-at-sidetracking-to-secure-sufficient-water/>
- [77] ThinkGeoEnergy (2017): The hottest successful geothermal well drilled in the South of Germany (Holzkirchen, 150 °C bei 50 l/s). <https://www.thinkgeoenergy.com/the-hottest-successful-geothermal-well-drilled-in-the-south-of-germany/>

Alle Internetquellen wurden im Oktober 2026 abgerufen.