

Tiefe Geothermie in Rheinland-Pfalz – Ein Überblick über die geothermischen Verhältnisse und den aktuellen Stand der Nutzung

ROMAN STORZ

Kurzfassung: Der rheinland-pfälzische Teil des Oberrheingrabens ist im bundesweiten Vergleich als Standort tiefegeothermischer Projekte besonders gut geeignet. Die Grabenstruktur verursacht ein regionales Wärmehoch mit hohem geothermischen Gradienten. Eine Nutzung dieser geothermischen Anomalie ermöglicht die Verstromung und Bereitstellung von Wärme in Wärmenetzen. Konvektiver Wärmetransport durch aufsteigende Tiefenwässer und Wasserhöflichkeit in ausreichender Tiefe machen das Gebiet der Vorderpfalz für eine hydrothermale Nutzung besonders interessant. In dieser Region kommen triassische Gesteine, Rotliegend-Sedimente sowie Kristallines Grundgebirge aufgrund der Tiefenlage, der ausgebildeten Klüftigkeit und der Existenz tiefgreifender Störungsstrukturen für eine hydrothermale Erschließung in Betracht. Außerhalb des Oberrheingrabens sind die geothermischen Verhältnisse in Rheinland-Pfalz als durchschnittlich anzusehen.

In Rheinland-Pfalz werden Thermalwässer schon seit Jahrhunderten vorrangig zu balneologischen Zwecken genutzt. Erst die Verabschiedung des „Erneuerbaren-Energien-Gesetzes“ (EEG) im Jahr 2000 rückte die Nutzung tiefer geothermischer Ressourcen in den Bereich einer wirtschaftlichen Rendite. Zwischenzeitlich wurde in der Vorderpfalz zwischen der französischen Landesgrenze und Speyer mit dem Bau von vier geothermischen Kraftwerken und der Planung weiterer Projekte begonnen. Bei einem planmäßigen Projektverlauf wird Ende 2007 in Landau das erste Geothermiekraftwerk in Rheinland-Pfalz seinen Betrieb aufnehmen. Die Erschließung petrothermaler Lagerstätten wird in Rheinland-Pfalz noch nicht betrieben. Um das Hot-Dry-Rock-Verfahren (HDR) als technische Anwendung zu etablieren muss insbesondere die hydraulische Stimulationstechnik weiter entwickelt und erprobt werden. Vielversprechend erscheint zum heutigen Zeitpunkt die Bereitstellung von Wärme mit Hilfe von tiefen Erdwärmesonden. In Rheinland-Pfalz sind zahlreiche nicht verwahrte Tiefbohrungen aus der Kohlenwasserstoff-Industrie vorhanden und könnten kostengünstig für den Sondeneinbau genutzt werden.

Abstract: The Upper Rhinegraben in Rhineland-Palatine is – in a nationwide comparison – a particularly well suitable location for deep-depth geothermal projects. A regional temperature high causes enhanced geothermal gradients in this graben structure and enables geothermal electrification and provision of heat in domestic heat networks. Due to convective heat transmission caused by uprising deep-depth water and potential ground water yield in sufficient depth, this area is of special interest for geothermal utilization. Triassic rocks, Permian sediments as well as crystalline basement can – due to their depth, developed joints and the existence of deep fault systems – be considered for geothermal usage. Beyond the Upper Rhinegraben in Rhineland-Palatinate the geothermal conditions are on average level.

In Rhineland-Palatinate thermal water has been used for balneological purposes for decades. After all, the passing of the „Erneuerbare-Energien-Gesetz“ (EEG) made the use of deep-depth geothermal resources economically profitable. In the meantime four geothermal power-plants are being built between the French border and Speyer and a few more are in the design stage. If the project proceeds as scheduled, the first geothermal power-plant in Rhineland-Palatinate will go into service in the end of 2007. The development of petrothermal deposits has not yet been done in Rhineland-Palatinate so far. To establish the Hot-Dry-Rock-Technique (HDR) as a technical employment, the hydraulic simulation technology in particular has to be advanced and tested. At the present stage the provision of heat with deep-depth bore hole heat exchangers seems to be more promising. In Rhineland-Palatinate there are numerous unused deep wells from the hydrocarbon industry existing which could be used cost-efficiently for the installation of bore hole heat exchangers.

Inhalt

1. Einleitung
 2. Grundlagen der Nutzung tiefer geothermischer Ressourcen
 3. Tiefengeothermische Bedingungen in Rheinland-Pfalz
 - 3.1. Thermische Verhältnisse in der Vorderpfalz
 - 3.2. Hydrogeologische Verhältnisse in der Vorderpfalz
 - 3.3. Hydrothermale Zielhorizonte in der Vorderpfalz
 - 3.4. Petrothermale Lagerstätten
 4. Nutzung tiefer geothermischer Ressourcen in Rheinland-Pfalz
 5. Ausblick
- Schriften

1. Einleitung

Bedingt durch den stetig wachsenden Energiebedarf der Weltwirtschaft, schwindende Rohstoff-Reserven und eine verstärkt der Nachhaltigkeit verpflichtete Energiepolitik ist die Nutzung geothermischer Ressourcen in den letzten Jahren zunehmend in das öffentliche Interesse gerückt.

Ziel des am 01.04.2000 in Kraft getretenen „Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) ist es, den Anteil an erneuerbaren Energien bis 2010 auf mindestens 12,5 % und bis 2020 auf mindestens 20 % zu erhöhen (BMU 2004). Um diese deutliche Steigerung des regenerativen Energieanteils zu erreichen müssen zwingend grundlastfähige Energiequellen erschlossen werden. In diesem Kontext hat die Bundesregierung 2002 gefordert, bis 2012 ein Gigawatt (GW) Strom aus geothermischen Ressourcen zu erzeugen. Im Gegensatz zur Nutzung der oberflächennahen Geothermie, welche bei 24195 verkauften erdgekoppelten Wärmepumpenanlagen im Jahr 2006 in Deutschland (Bundesverband WärmePumpe e.V. 2007) als etabliert angesehen werden kann, steht die Nutzung tiefer geothermischer Ressourcen jedoch noch am Anfang. Angesichts der aktuell in Deutschland installierten 0,2 Megawatt (MW_{el}) geothermisch erzeugten elektrischen Leistung (Geothermiekraftwerk Neustadt-Glewe, Brandenburg) (JUNG 2007) erscheint das Erreichen der angestrebten elektrischen Leistung von 1 Gigawatt (GW_{el}) bis 2012 fraglich. Um das große jährliche technische Angebotspotenzial von ca. 300 TWh/a (PASCHEN et al. 2003) für eine geothermische Stromerzeugung in Deutschland in einem großen Umfang zu erschließen, müssen bestehende technische Probleme erst noch beseitigt werden.

Zur Zeit werden in Deutschland mehrere Kraftwerke für eine geothermische Stromerzeugung gebaut. Der Schwerpunkt tiefer geothermischer Aktivitäten in Deutschland liegt neben dem nordalpinen Molassebecken und dem Norddeutschen Becken im Oberrheingraben. Bedingt durch hohe geothermische Gradienten, potenziell fluidführende Schichten in ausreichender Tiefe, lokal erhöhte Transmissibilitäten sowie ein hohes Abnahmepotenzial sind die Voraussetzungen in der Vorderpfalz besonders günstig. Aus diesem Grund wird ein großer Teil der Geothermiekraftwerke in Deutschland in dieser Region geplant. Die Möglichkeiten, welche sich durch die besonderen natürlichen Bedingungen ergeben, möchte die Landesregierung von Rheinland-Pfalz nutzen. In der 2007 vom Ministerium für Umwelt, Forsten und Verbraucherschutz (MUFV) Rheinland-Pfalz vorgestellten „Energiestrategie Rheinland-Pfalz“ nimmt die Tiefe Geothermie einen vergleichsweise hohen Stellenwert ein.

2. Grundlagen der Nutzung tiefer geothermischer Ressourcen

Unter der geothermischen Energie (Synonym: Erdwärme) versteht man die in Form von Wärme gespeicherte Energie unterhalb der Oberfläche der festen Erde (VDI-Gesellschaft Energietechnik 2000). In oberflächennahen Bereichen bis zu einer Tiefe von etwa 20 m wird der Wärmehaushalt durch die Solarstrahlung dominiert (KALTSCHMITT et al. 1999); lokal kann dieser Bereich des Untergrundes aufgrund konvektiven Wärmetransports durch Oberflächenwasser deutlich tiefer reichen. Unterhalb des Einflussbereiches der solaren Strahlung wird der Temperaturverlauf ausschließlich durch den vom Erdinnern an die Erdoberfläche gerichteten terrestrischen Wärmestrom gesteuert. Dieser wird zum größten Teil durch den radioaktiven Zerfall von Kalium-, Thorium- und Uranisotopen hervorgerufen. Darüber hinaus resultiert er aus der bei der Erdentstehung frei gewordenen Gravitationsenergie sowie der heute noch vorhandenen Ursprungswärme.

Um die Tiefe, Temperatur und Nutzungsart gleichermaßen zu berücksichtigen wird die Geothermie in eine Oberflächennahe und eine Tiefe Geothermie unterteilt. Die Oberflächennahe Geothermie (Synonyme: Flache Geothermie, Untiefe Geothermie) nutzt die geothermische Energie bis in eine Tiefe von 400 m (VDI-Gesellschaft Energietechnik 2000) und bis zu einer Temperatur von maximal 20° C. Die Tiefe Geothermie erschließt geothermische Ressourcen in einer Tiefe von mehr als 400 m und einer Temperatur von mehr als 20° C. Die Übergänge zwischen den einzelnen Systemen sind jedoch fließend.

Abhängig von den anzutreffenden Temperaturen, der Existenz von Fluiden in einem nutzbaren Umfang sowie dem geodynamischen Kontext werden für eine tiefergeothermische Nutzung verschiedene Systeme unterschieden. In hydrothermalen Niederenthalpie-Systemen werden überwiegend die in Aquiferen oder Störungszonen vorhandenen Fluide zur Wärmeeinspeisung in Wärmenetze, für balneologische Zwecke und bei einer Temperatur von mehr als 95° C zur Stromerzeugung genutzt (BROSSMANN & KOCH 2004). Der Entzug der Erdwärme erfolgt im Untergrund mit Hilfe von Dubletten-, Tripeltonnen- oder Multi-Bohrungssystemen (Abb. 1). Hierbei werden Tiefenwässer mit zumeist hohen Salinitätswerten über eine oder mehrere Produktionsbohrungen gefördert. Diesen wird anschließend durch einen Wärmetauscher die Wärme entzogen. Daraufhin werden die Wässer im abgekühlten Zustand durch eine Injektionsbohrung dem Aquifer wieder zugeführt. Sämtliche bisher im Rheinland-Pfalz initiierten Projekte sehen eine Nutzung dieser Systeme vor. Neben einer möglichst hohen Thermalwassertemperatur ist eine ausreichende Ergiebigkeit die Grundvoraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb hydrothermalen Kraftwerke. SIMON (2005) geht bei einer

Thermalwassertemperatur von 150°C und einer elektrischen Leistung von 1 MW_{el} von einer notwendigen minimalen Förder- und Injektionsmenge von $56\text{ m}^3/\text{h}$ aus. Die maßgeblichen Parameter für die Reservoirqualität sind die Porosität n sowie die Permeabilität K , welche primär die Transmissibilität beeinflussen. Für die zu einer geothermischen Stromerzeugung notwendigen Mindesttransmissibilität T_{min} der durchströmten Gesteinsschicht geben HÄNEL & STAROSTE (1988) einen Wert von $T_{\text{min}} = 5 \cdot 10^{-12}\text{ m}^3$ (entsprechend 5 Darcy Meter) an.

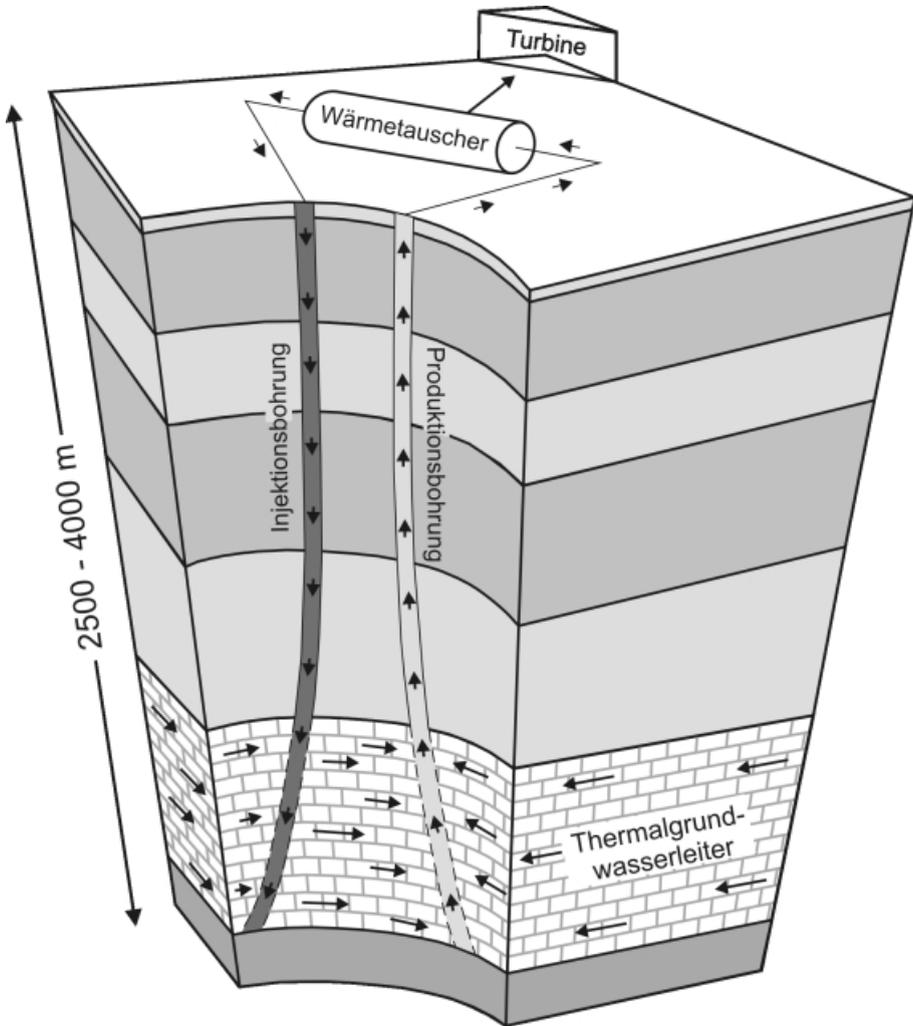


Abb. 1: Erschließung hydrothermaler Lagerstätten: Hydrothermale Dublette.

Bei einer Nutzung hydrothermaler Systeme mit hoher Enthalpie wie beispielsweise in Larderello (Toskana, Italien) werden Dampf- oder Zweiphasensysteme für die Verstromung erschlossen. Diese Systeme entstehen, wenn geschlossene Gesteinspakete mit hoher Porosität durch geologische Prozesse rasch versenkt und dabei Porenwässer sowie Gasinhalte den erhöhten Druck- und Temperaturverhältnissen ausgesetzt werden (KALTSCHMITT et al. 1999). In Rheinland-Pfalz sind derartige Systeme nicht existent.

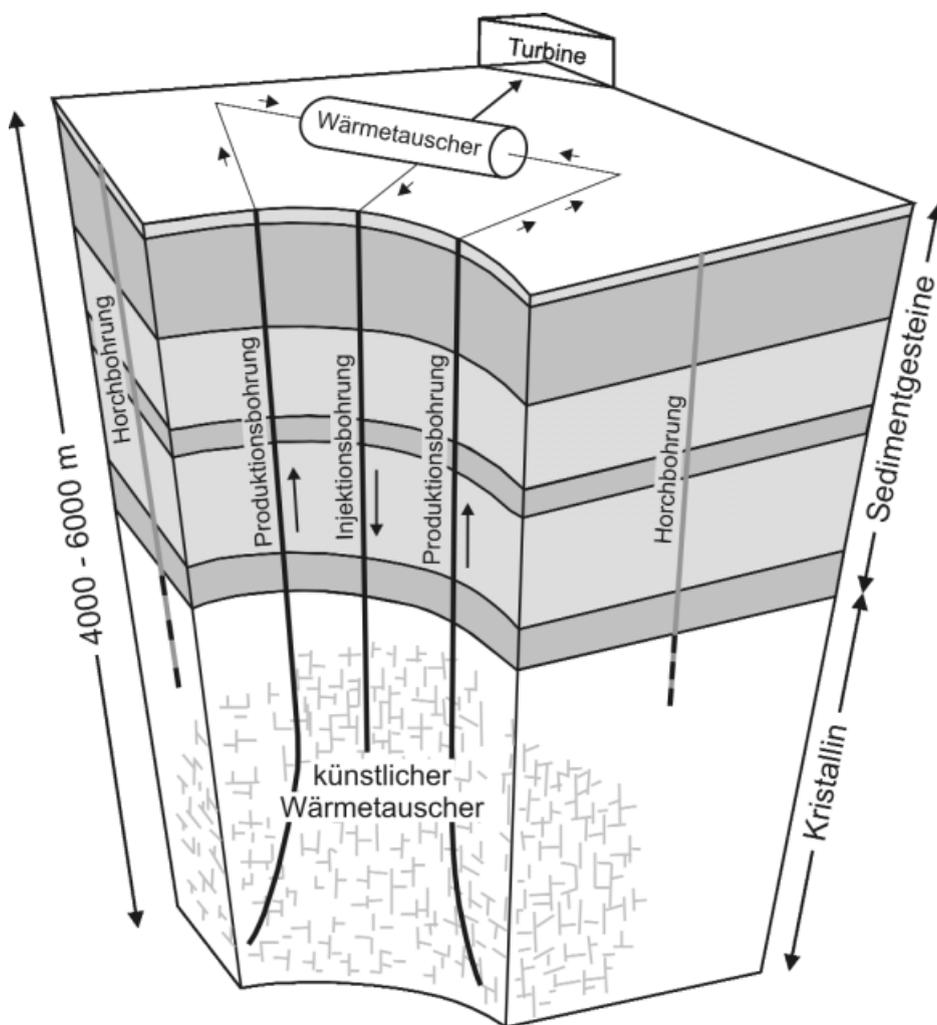


Abb. 2: Erschließung petrothermaler Lagerstätten: Hot-Dry-Rock-Verfahren.

Petrothermale Systeme sind durch eine sehr geringe Wasserhöffigkeit gekennzeichnet. Ihre Nutzung hebt überwiegend auf die im Gestein selbst gespeicherte Wärme ab. Für die Erschließung dieser Lagerstätten (Abb. 2) muss vorab in einem ersten Projektstadium ein künstliches Kluftnetz entwickelt werden. Dabei wird Wasser durch eine Bohrung mit Drucken von bis zu 500 bar und in Mengen von bis zu 100 l/s in das Gestein verpresst. Durch Aufweiten vorhandener Klüfte und Störungen, Bildung neuer Trennflächen und Einbringen von Stützmitteln zur Offenhaltung der geschaffenen Wasserwegsamkeiten wird ein künstlicher petrothormaler Wärmetauscher entwickelt (Wasserfrac-Verfahren). Ein mikroseismisches Monitoring in abgeteufte Horchbohrungen ist unverzichtbar, um die Entwicklung des neu geschaffenen Reservoirs exakt zu verfolgen. Ergänzende Säureinjektionen haben lediglich lokale Reichweite und sind vor allem in Karbonatgesteinen und dem Kristallin wirksam. Nach der erfolgreichen Entwicklung des Reservoirs werden weitere Bohrungen niedergebracht. Im Anlagenbetrieb wird Wasser in die Injektionsbohrung verpresst, welches durch das künstlich geschaffene Kluftgefüge zirkuliert und anschließend im erhitzten Zustand durch die Produktionsbohrung(en) zu Tage gefördert wird. Die Projekte an den Standorten Soultz-sous-Forêts (Elsass, Frankreich), Urach (Schwäbische Alb) oder Basel (Schweiz) sind die bekanntesten Beispiele dieser unter den Synonymen „Hot-Dry-Rock-Verfahren“ (HDR), „Deep Heat Mining“ (DHM), „Hot-Wet-Rock-Verfahren“ (HWR) oder „Hot-Fractured-Rock-Verfahren“ (HFR) bekannten Technik.

Sämtliche geothermischen Lagerstätten können alternativ anhand geschlossener Systeme in Form von tiefen Erdwärmesonden mit Sondenlängen von mehr als 800 m (HÄFNER et al. 2006) erschlossen werden. In Rheinland-Pfalz wird aktuell die energetische Nutzung nicht verwahrter Tiefbohrungen der Kohlenwasserstoffindustrie über tiefe Koaxialsonden in Erwägung gezogen.

Abschließend sei erwähnt, dass neben dem Vorliegen günstiger geothermischer und hydrogeologischer Gegebenheiten weitere Faktoren für den wirtschaftlichen Betrieb geothermischer Kraftwerke entscheidend sind. Hierzu zählt die Wahl einer ideal auf die jeweiligen Bedingungen abgestimmten Kraftwerkstechnik (Kalina-Kreislauf, ORC-Kreislauf) sowie ein gut entwickeltes Abnahmepotenzial für Strom und Wärme in näherer Umgebung.

3. Tiefengeothermische Bedingungen in Rheinland-Pfalz

Im europäischen Kontext betrachtet sind die geothermischen Verhältnisse in Deutschland als durchschnittlich einzustufen. Hydrothermale Lagerstätten mit hoher Enthalpie sind aufgrund der geologischen Verhältnisse im Mitteleuropa nicht existent. Zur Wärmegewinnung und Stromerzeugung stehen lediglich Niederenenthalpie-Lagerstätten und petrothermale Systeme zur Verfügung. Für eine geothermische Energiegewinnung aus tiefen Grundwasserleitern kommen in Deutschland die Regionen außerhalb des Alpen-Tektogens sowie außerhalb der rumpfartigen Aufragungen der Grundgebirge und des entsprechenden Übergangstockwerkes in Frage (Abb. 3). Eine ausreichende Tiefenlage, hohe Permeabilitäts- und Mächtigkeitwerte sowie eine große laterale Erstreckung sind die entscheidenden Aquifereigenschaften, welche einen wirtschaftlichen Betrieb hydrothormaler Anlagen erst ermöglichen.

Im bundesweiten Vergleich zeichnen sich Teile von Rheinland-Pfalz durch ein deutlich erhöhtes geothermisches Potenzial aus. Während die Bereiche außerhalb des Oberrheingrabens geothermisch nicht begünstigt sind, ist diese Grabenstruktur durch deutlich günstigere Bedingungen gekennzeichnet. Thermisch anomale Verhältnisse sowie die Existenz von Kluftgrundwasserleitern und hydraulisch wirksamen Störungszonen in

ausreichender Tiefe ermöglichen in der Vorderpfalz eine regionale geothermale Stromerzeugung.



Abb. 3: Potenzielle hydrothermale Erdwärmennutzung in Deutschland (nach KALTSCHMITT et al. 1999).

3.1. Thermische Verhältnisse in der Vorderpfalz

Der Oberrheingraben stellt eine seit dem Eozän (LGB 2005) aktive tektonische Riftzone dar, welche durch zahlreiche Störungen in ihrer sedimentären Überlagerung gekennzeichnet ist. Eine alttertiäre Ost-West-gerichtete Extension initiierte eine relativ gleichmäßige Absenkung des Grabensockels und führte zu einer Herausbildung synthetischer, rheinisch streichender Abschiebungen. Hauptstörungen reichen teilweise bis in das Kristalline Grundgebirge hinein (ILLIES 1974). Seit dem Oberpliozän entwickelten sich in einem neuen Spannungsfeld eine große Anzahl NNW-SSE-streichender Abschiebungen geringeren Ausmaßes mit oft antithetischem Charakter (ILLIES 1975).

Wie weltweit an Riftzonen zu beobachten, ist der Oberrheingraben durch anomale geothermische Verhältnisse mit stark erhöhten Wärmefluss-Werten und hohen geothermischen Gradienten gekennzeichnet. Ein regionales Wärmehoch im Bereich der Grabenstruktur weist einen mittleren Wärmefluss von zwei bis drei Heat Flow Units (HFU) [$1 \text{ HFU} = 2 \mu\text{cal/s} \cdot \text{cm}^2 = 41,9 \text{ mW/m}^2$] und somit Werte auf, welche deutlich über dem europäischen Mittel von 1,5 bis 1,6 HFU liegen (WERNER 1975). Wie aus Abb. 4 ersichtlich handelt es sich bei der thermischen Anomalie des Oberrheingrabens um eine großräumige Struktur mit einem weit über das Grabensystem hinaus reichenden Einflussbereich. Nirgendwo im Oberrheingraben werden jedoch die Bedingungen für eine Entwicklung hydrothermaler Dampffelder und somit für einen möglichen Betrieb geothermischer Dampfkraftwerke erreicht. Abbildung 5 verdeutlicht, dass die geothermischen Gradienten in keiner Tiefe die teufenabhängig aufgetragene Dampfdruckkurve schneiden.

Innerhalb der Grabenstruktur sind die geothermischen Verhältnisse nicht über die gesamte Fläche konstant. Die rheinland-pfälzische Seite des Oberrheingrabens zwischen der französischen Landesgrenze und Worms hebt sich durch deutlich erhöhte Temperaturen von den übrigen Bereichen ab und rückt die Vorderpfalz in das besondere Interesse von Industrie und Forschung (s. Abb. 4). Das hohe Temperaturniveau lässt sich im Wesentlichen auf das Zusammenwirken von Strukturen mit günstigen geothermischen Gesteinseigenschaften und dem konvektiven Wärmetransport durch aufsteigende Tiefenwässer zurückführen. Andere Erklärungen für die Herausbildung dieser thermischen Anomalie wie die Existenz junger magmatischer Körper oder eine hohe Dichte radiogener Wärmequellen sind als wenig plausibel einzustufen.

So können nach DOEBL & TEICHMÜLLER (1979) hohe geothermische Gradienten in denjenigen Grabenbereichen erwartet werden, in denen wie im Nußdorfer Horst nördlich Landau oder wie im Bienwald-Horst südöstlich Bad Bergzabern mesozoische Schollen eine relative Hochlage bilden. Gegenüber den vorwiegend tonig ausgebildeten Sedimenten des Tertiär weisen die mesozoischen Schichten eine um durchschnittlich 50 % erhöhte Wärmeleitfähigkeit auf (HÄNEL 1975).

Die starken Variationen der gemessenen Temperaturwerte in der regionalen Wärmeanomalie der Vorderpfalz innerhalb weniger hundert Meter lassen sich nicht allein mit den unterschiedlichen Wärmeleitfähigkeitswerten der Gesteine erklären. Die von TEICHMÜLLER (1979) aufgestellten geothermischen Gradienten weisen Werte zwischen 3° und 12° K/100 m auf (s. Abb. 5). Die Ursache ist in einem konvektiven Wärmetransport durch thermale Wässer in Klüften und tief reichenden Störungszonen zu suchen (z.B. BUNTEBARTH 1980). Hierbei können aufsteigende Ströme den lokal erwärmten Gesteinsregionen zugeordnet werden, abfließende Ströme verursachen dagegen erniedrigte Temperaturen. Dieser konvektive Wärmetransport durch aufsteigende Wässer spielt nach DOEBL & TEICHMÜLLER (1979) vor allem für die Temperaturschwankungen in den weniger kompaktierten jüngeren Schichten des Tertiär die entscheidende Rolle. Indika-

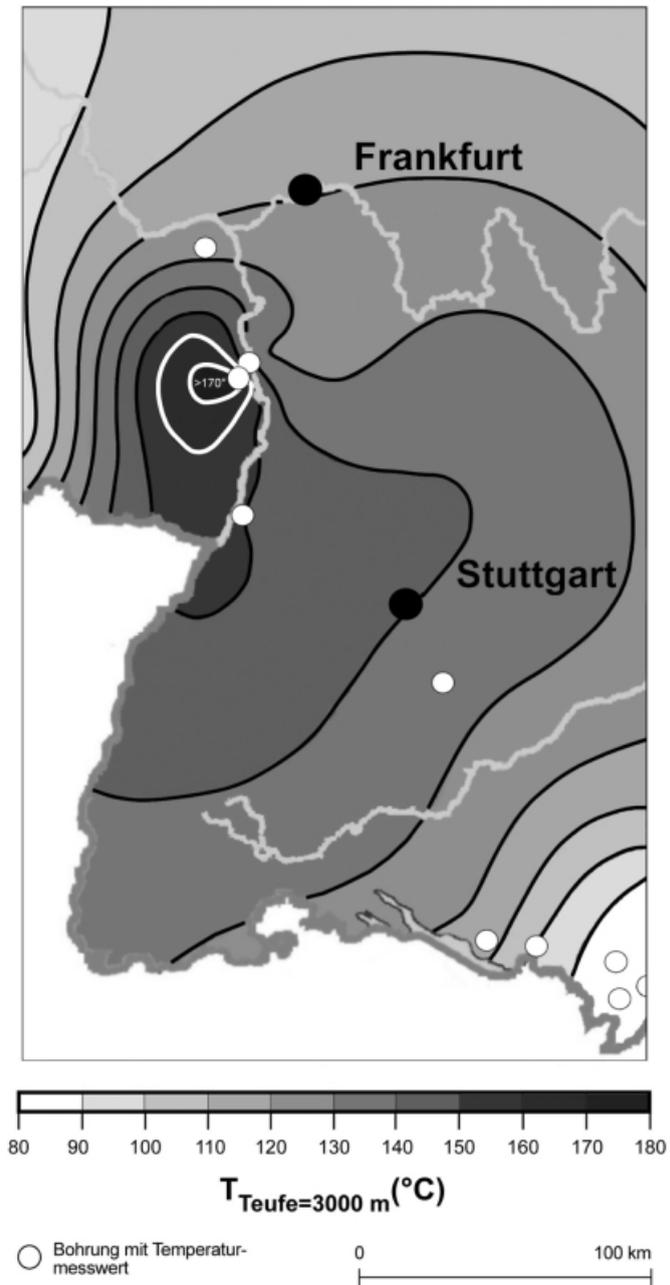


Abb. 4: Temperaturverteilung in einer Tiefe von 3000 m in Südwestdeutschland (nach SCHELLSCHMIDT et al. 2003).

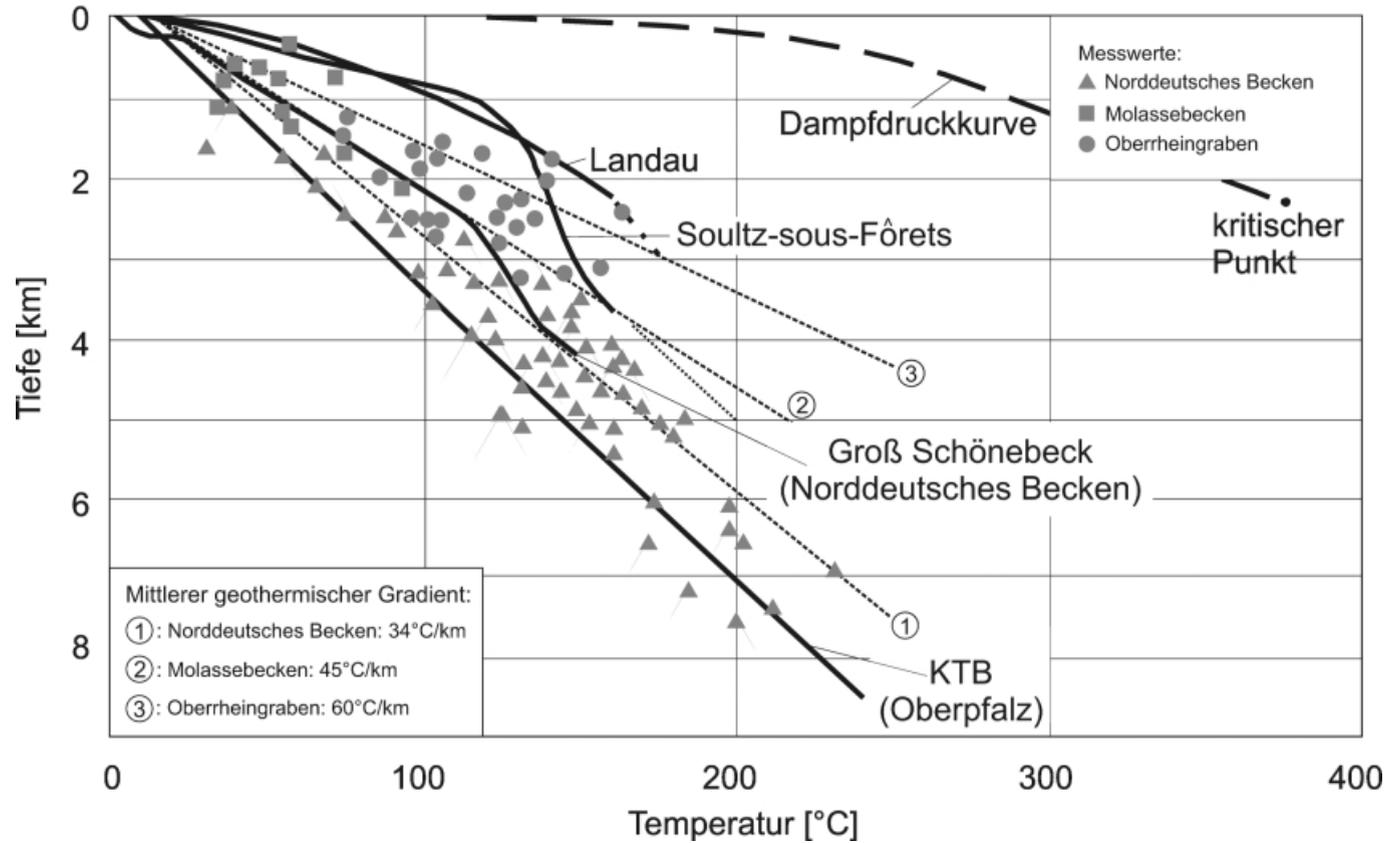


Abb. 5: Mittlere geothermische Gradienten des Oberrheingrabens, des Molassebeckens und des Norddeutschen Beckens sowie die geothermischen Gradienten ausgesuchter Bohrungen (nach KALTSCHMITT et al. 1999 und HÄNEL 1979 verändert).

toren für diesen konvektiven Wärmetransport durch thermale Wässer sind das gehäufte Auftreten ausgeprägter Temperaturschwankungen im Tiefenbereich bis 700 m (DOEBL & TEICHMÜLLER 1979), das Abknicken der geothermischen Gradienten unterhalb von 2000 bis 3000 m sowie eine Vorzugsrichtung in der Temperaturverteilung entsprechend dem tiefreichenden Störungsmuster (MUNCH et al. 2005).

Der konvektive Wärmetransport sorgt maßgeblich für die ausgesprochen hohen Temperaturen im Raum Landau und macht diese Region innerhalb der Vorderpfalz für die Nutzung tiefer geothermischer Ressourcen besonders interessant. Sämtliche Standorte der aktuell im Bau befindlichen Geothermiekraftwerke in Rheinland-Pfalz liegen in einem Umkreis von 30 km um Landau. Dort werden schon in einer Tiefe von 1000 m Temperaturen von mehr als 100° C erreicht. WERNER & PARINI (1980) ermittelten für das Gebiet um Landau einen Wärmefluss von 120 mW/m².

3.2. Hydrogeologische Verhältnisse in der Vorderpfalz

Neben den anomal erhöhten Temperaturen beruht das hohe hydrothermale Potenzial der Vorderpfalz auf der Existenz potenziell wasserhöffiger Gesteine in ausreichender Tiefenlage. Die Einschätzung der Wasserwegsamkeiten gestaltet sich jedoch deutlich schwieriger als die Vorhersage und das tatsächliche Erreichen eines notwendigen Temperaturniveaus. Im Oberrheingraben ist die für eine wirtschaftlich ausreichende Förderleistung erforderliche Mindesttransmissibilität nicht flächendeckend ausgebildet (MUNCH et al. 2005). Die Primärporositäten der Gesteine zeigen starke lokale Variationen und sind aufgrund einer nachträglichen Zementation durch die zirkulierenden, hoch mineralisierten Tiefenwässer meist stark reduziert. Somit korrespondiert die Produktivität einer Geothermiebohrung im Oberrheingraben in den meisten Fällen mit der Kluftdichte und der Existenz von Störungen (KÄRCHER 2005). Diese Wasserwegsamkeiten führen zu einer im Vergleich zur Horizontalpermeabilität deutlicher ausgeprägten vertikalen Permeabilität und einem Aufstieg von Tiefenwässern aus Bereichen von mehreren 1000 m. WERNER & PARINI (1980) gehen in ihrem Modell für Landau von einer minimalen Tiefe von 6000 m aus. Durch einen Anschluss an das vorhandene Bruchsystem lässt sich somit insbesondere in Grabenrandnähe aufsteigendes Tiefenwasser erschließen (KÄRCHER 2005). Allerdings ist es im Vorfeld äußerst schwierig zu prognostizieren, ob die Trennflächen hydraulisch wirksam sind oder ob sie aufgrund von Ausfällungsreaktionen, Mylonitisierung oder toniger Verfüllung eine hydraulische Barriere bilden. Die Salinität der Tiefenwässer ist mit Werten von teilweise mehr als 100 g/l im rheinland-pfälzischen Teil des Oberrheingrabens ausgesprochen hoch. Die hohe Mineralisierung kann zu einer Korrosion von Anlagenteilen und zu Ausfällungsreaktionen führen und stellt besondere Anforderungen an die Systemtechnik. Darüber hinaus können sich durch die Existenz von Kohlenwasserstoffen in den tertiären, teilweise auch mesozoischen Schichten (DOEBL & TEICHMÜLLER 1979) Schwierigkeiten im Bohrvortrieb ergeben.

3.3. Hydrothermale Zielhorizonte in der Vorderpfalz

Um das notwendige Temperaturniveau für eine geothermische Stromerzeugung zu erreichen, müssen wasserführende Gesteine in ausreichender Tiefenlage vorhanden sein. Im Oberrheingraben bilden von Süden nach Norden immer ältere Gesteine das Liegende der tertiären Schichtenfolge. Kretazische Schichten und Gesteine des Malm sind im rheinland-pfälzischen Teil des Oberrheingrabens nicht existent. Bis zu der Linie Landau–Germersheim sind die Gesteine des Unterjura und bis in einen Bereich zwischen Speyer und Ludwigshafen die Schichten des Keuper verbreitet. In nördlicher

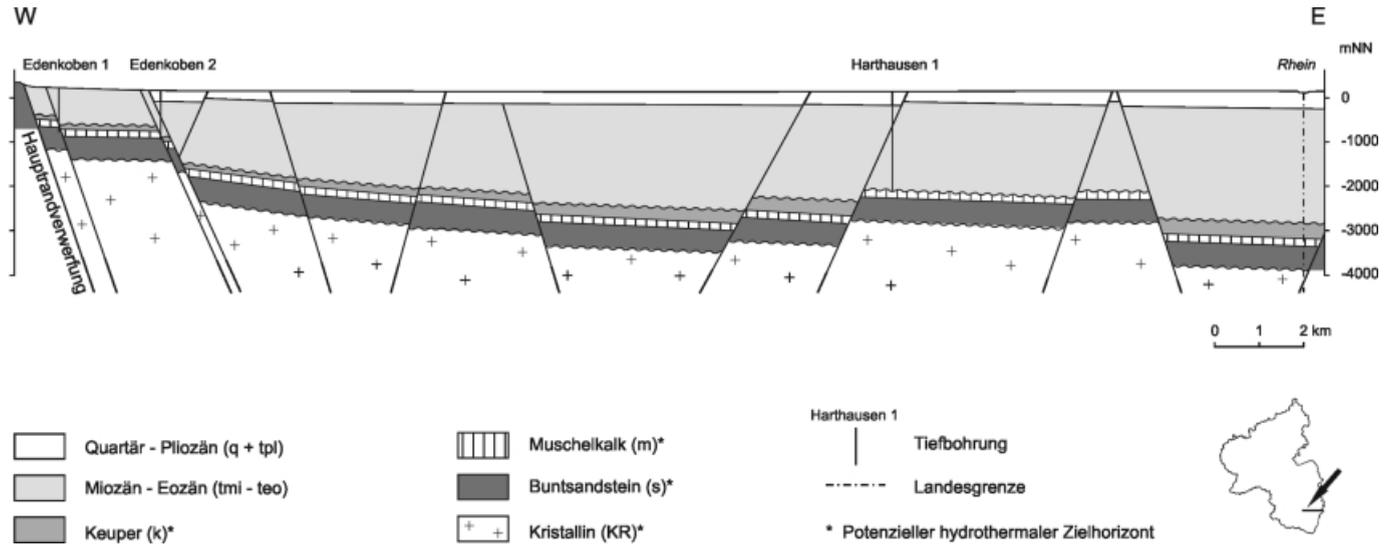


Abb. 6: Ost-West-verlaufender Schnitt durch den Oberrheingraben zwischen Edenkoben und dem Rhein, mit Darstellung der potenziellen hydrothermalen Zielhorizonte (nach DOEBL & TEICHMÜLLER 1979 verändert).

Richtung anschließend bildet bis etwas südlich von Ludwigshafen der Muschelkalk, bis Worms der Buntsandstein und ab Worms schließlich das Rotliegend die Unterlage der tertiären Sedimente (KÄRCHER 2005).

In der Süd- und Vorderpfalz weisen die Gesteine des Muschelkalk, des Buntsandstein und bei ausgeprägten hydraulisch wirksamen Bruchstrukturen das Kristalline Grundgebirge die für eine hydrothermale Stromerzeugung notwendigen Temperaturen und Wasserwegsamkeiten auf (s. Abb. 6). Diese Gesteine zeichnen sich durch eine große laterale Erstreckung und Tiefenlage sowie ausreichende Mächtigkeiten und Wasserwegsamkeiten aus. Nördlich Worms kommen die Sedimente des Rotliegend in Betracht. Die Aquifere stellen Kluftgrundwasserleiter mit einer örtlich stark wechselnden Transmissibilität dar. Die Klüftigkeit in diesen Tiefenlagen lassen sich im Gegensatz zur Porosität, welche anhand von Bohrkernen und Bohrlochmessungen bestimmbar ist, nur schwer abschätzen. In den meisten Fällen bedarf es einer hydraulischen oder chemischen Stimulation, um die Gebirgsdurchlässigkeit künstlich zu erhöhen. Obwohl tertiäre Schichten durch Einschaltungen von limnischen bis fluviatilen Sandsteinen teilweise gute Speichereigenschaften mit einer Nutzporosität von bis zu 28 % (SAUER et al. 1981) aufweisen, ist eine hydrothermale Nutzung dieser Schichten aufgrund ihrer geringen Mächtigkeit sowie der faziellen Wechsel nicht realisierbar. Innerhalb der Abfolge des Muschelkalk kommt vor allem der relativ gleichmäßig ausgeprägte und vorrangig als Kalk oder Dolomit ausgebildete Obere Muschelkalk als hydrothermal nutzbarer Kluft- und Karstaquifer in Betracht. Seine hydraulisch wirksame Mächtigkeit wird teilweise durch die Dolomite des Lettenkeuper und die Obere Dolomitzone des Mittleren Muschelkalk erweitert. Das technische Potenzial des Oberen Muschelkalk für die Bereitstellung elektrischer Energie ohne Wärmeauskoppelung und ohne Niveauanhebung mit Wärmepumpen wird bei einer angenommenen Transmissibilität von 6 bis $11 \cdot 10^{-12} \text{ m}^3$ für den gesamten Oberrheingraben auf 0,24 EJ geschätzt (PASCHEN et al. 2003).

Aufgrund hoher Mächtigkeitswerte (bis zu 500 m, BGR 1986) weist der Buntsandstein in der Vorderpfalz deutlich höhere Transmissibilitätswerte als der Muschelkalk auf. MUNCH et al. (2005) gehen von einer realistisch erzielbaren Fließrate von durchschnittlich $23 \text{ m}^3/\text{h}$ aus. PASCHEN et al. (2003) ermittelten für den Buntsandstein im Oberrheingraben bei einer angenommenen Transmissibilität von 1 bis $6 \cdot 10^{-12} \text{ m}^3$ ein technische Potenzial von 1,8 EJ für die Stromerzeugung ohne Kraft-Wärme-Auskoppelung und ohne Niveauanhebung mit Wärmepumpen.

Nördlich Worms kommen lediglich Rotliegend-Sedimente neben dem Kristallinen Grundgebirge für eine geothermische Stromerzeugung in Betracht. Die Primärporosität dieser Gesteine erreicht lediglich geringe Werte. Bei einem ausgebildeten Trennflächengefüge kann das Rotliegend jedoch durchaus als potenzielle hydrothermale Lagerstätte betrachtet werden.

Das Kristalline Grundgebirge wurde im Rahmen der Taphrogenese in ein Schollenmosaik zerlegt und kommt deshalb innerhalb des rheinland-pfälzischen Teils des Oberrheingrabens prinzipiell als hydrothermale Lagerstätte in Frage. In stark gestörten Bereichen kann mit deutlich erhöhten Wasserwegsamkeiten gerechnet werden. Allerdings lässt sich in dieser Tiefenlage der Verlauf der Störungen und Klüfte aufgrund der geringen Anzahl von Tiefbohrungen kaum prognostizieren.

3.4. Petrothermale Lagerstätten

Eine Erschließung petrothermaler Lagerstätten durch HDR-Technik ist grundsätzlich im gesamten Landesgebiet von Rheinland-Pfalz möglich. Zur Zeit befindet sich dieses Verfahren jedoch noch in der Entwicklung, und für die notwendigen geologischen Voraussetzungen liegen noch wenig Erfahrungen vor. Voraussetzung für eine wirtschaftliche Durchführung der hydraulischen Stimulation ist das Vorliegen eines anisotrop ausgebildeten Spannungssystems. Nur in diesem Fall ist eine Risserzeugung bei moderaten Injektionsdrücken möglich (JUNG 2007). Der Oberrheingraben ist durch ein Spannungssystem mit ausgeprägter Anisotropie gekennzeichnet. Aufgrund der relativ niedrigen notwendigen Fluiddrucke für den Wasserfrack-Vorgang sowie der geothermisch anomalen Bedingungen sind die Verhältnisse für den Einsatz der HDR-Technik in dieser Region als vergleichsweise günstig einzuschätzen. Außerhalb des Oberrheingrabens ist es in Rheinland-Pfalz fraglich, ob der vorherrschende Spannungszustand eine wirtschaftliche Erschließung petrothermaler Lagerstätten mit HDR-Technik erlaubt.

Eine technische Erschließung mit tiefen Erdwärmesonden ist nicht an besondere geologische Bedingungen geknüpft und prinzipiell in ganz Rheinland-Pfalz denkbar. Aufgrund stark gestiegener Bohrkosten erscheint jedoch lediglich eine Nutzung nicht verwahrter Tiefbohrungen in Gebieten mit einer gut ausgebildeten Abnahmestruktur zweckmäßig. Eine eigens für eine tiefe Erdwärmesonde neu abgeteufte Tiefbohrung kann unter den aktuellen Bedingungen als wirtschaftlich nicht sinnvoll betrachtet werden.

4. Nutzung tiefer geothermischer Ressourcen in Rheinland-Pfalz

In Rheinland-Pfalz werden Thermalwässer für balneologische Zwecke, Mineralwassernutzung und CO₂-Gewinnung schon seit Jahrhunderten genutzt. Namen wie „Bad Ems“ und „Bad Dürkheim“ sind eng mit der Nutzung thermaler Quellen verbunden. Seit Mitte des letzten Jahrhunderts wurde mit dem Abteufen mehrerer Tiefbohrungen begonnen und weitere Thermalbäder wie in Bad Münster am Stein oder in Traben-Trarbach errichtet. Obwohl die Thermalwässer Temperaturen von bis zu 57° C erreichen, ging die Nutzung über die oben genannten Zwecke nicht hinaus. Zur Zeit sind 52 Anlagen in Rheinland-Pfalz in Betrieb. Abbildung 7 und Tab. 1 geben einen Überblick über die Verteilung, Temperaturen und Aquifere der Thermalwassernutzung in Rheinland-Pfalz.

Mit dem deutlichen Preisanstieg der Primärenergieträger Anfang der siebziger Jahre des vorigen Jahrhunderts und der daraus resultierenden Ölkrise im Jahr 1973 begann in Rheinland-Pfalz eine Phase der verstärkten Erkundung der geothermischen Verhältnisse. So resultiert die Bohrung „Ochtendung“ im Nettetal westlich von Koblenz mit einer Endteufe von 753 m aus dieser Zeit (KAPPELMEYER 1977). Mit dem starken Preisverfall der Energieträger zu Beginn der achtziger Jahre des vorigen Jahrhunderts erlosch das Interesse an der Weiterführung angedachter oder begonnener Projekte. Einen Sonderfall bildet der 2001 neu für touristische Zwecke erschlossene Gasarter bei Namedy nahe Andernach am Rhein, welcher aufgrund seiner Austrittstemperatur von 20° C streng genommen zur tiefengeothermischen Nutzung zu zählen ist.

Neue Impulse für die Entwicklung tiefengeothermischer Projekte resultierten aus der Verabschiedung des „Erneuerbaren-Energien-Gesetzes“ (EEG) im Jahr 2000. Eine garantierte Abnahme des geothermisch erzeugten Stroms zu Preisen von bis zu 0,15 € pro Kilowattstunde setzte neue Anreize und rückte die Nutzung tiefer geothermischer Ressourcen für Unternehmen in einen wirtschaftlichen Bereich. Darüber hinaus verfolgt

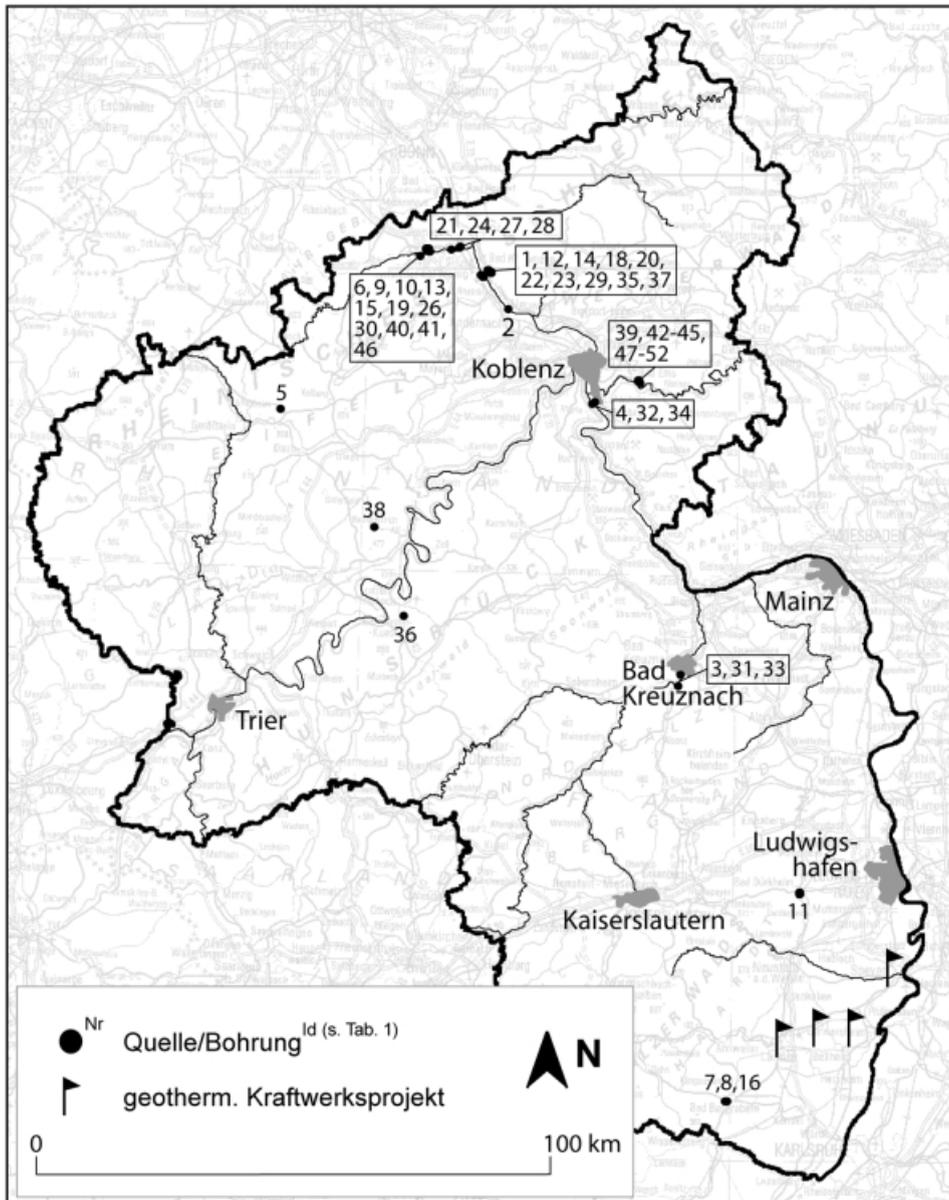


Abb. 7: Nutzung tiefer geothermischer Ressourcen in Rheinland-Pfalz (Kartengrundlage: Topographische Übersichtskarte Bundesrepublik Deutschland 1 : 1 000 000, Bundesamt für Kartographie und Geodäsie, 2003).

Tab. 1: Nutzung tiefer geothermischer Ressourcen in Rheinland-Pfalz (nach Mineralwasserdatenbank LGB).

ID	Gemarkung, Quelle/Bohrung	Hauptnutzungsart	Austritts-temperatur [°C]	Aquifer/Nutzhorizont	Zulauf Tiefe [m]
1	Rheinbrohl, Arienheller Quelle 1 (MQ 3)	Mineralwasserabfüllung	20,0	Unterdevon	385(?) - 500
2	Andernach, Kaltwassergeysir	Geotourismus	20,0	Unterdevon	83 - 351,5
3	Bad Münster am Stein, Hugo-Quelle	nicht bekannt	20,1	Rotliegend-Rhyolith	nicht bekannt
4	Rhens, Kaiser-Rupprecht-Quelle (Br. 2)	Heilwasserabfüllung	20,2	Unterdevon	40 - 399
5	Dreis, Br. 1 (Quirinius-Quelle)	Mineralwasserabfüllung	20,2	Unterdevon	6,5 - 30
6	Apollinaris, Heppinger Brunnen 2	Mineralwasserabfüllung	20,4	Unterdevon	22,5 - 41,6
7	Bad Bergzabern, Mineralquelle	nicht bekannt	20,5	nicht bekannt	nicht bekannt
8	Bad Bergzabern, Petronella-Quelle I	Balneologie	21,3	Mittlerer Muschelkalk bis "Oberrotliegend"	100 - 358
9	Apollinaris, Heppinger Brunnen 1	Heilwasserabfüllung	20,8	Unterdevon	24 - 42,3
10	Apollinaris, Brunnen 3a	Mineralwasserabfüllung	21,8	Unterdevon	18 - 60
11	Bad Dürkheim, Max-Quelle (Neubohrung)	nicht bekannt	21,5	Mittlerer Buntsandstein	225,8 - 303,4
12	Rheinbrohl, Arienheller Quelle 2 (MQ 4)	Mineralwasserabfüllung	21,8	Unterdevon	261(?) - 427
13	Apollinaris, Johannisberg II	Mineralwasserabfüllung	22,0	Unterdevon	148,8 - 230
14	Rheinbrohl, Arienheller Brunnen I (MQ 1)	Mineralwasserabfüllung	22,4	Unterdevon	385 - 500
15	Apollinaris, Brunnen 1	Mineralwasserabfüllung	22,8	Unterdevon	9,8 - 15,2
16	Rheinbrohl, Petronella-Quelle 2	Balneologie	22,8	Mittlerer Buntsandstein bis "Oberrotliegend"	235 - 411,5
17	Pfieddersheim, Tiefbohrung	Brauchwassernutzung	23,0	Pliozäne Lockersedimente	< 242
18	Rheinbrohl, Arienheller MQ 5	nicht bekannt	24,6	Unterdevon	201,2 - 360
19	Apollinaris, Brunnen 7	Mineralwasserabfüllung	25,4	Unterdevon	60(?) - 100
20	Bad Breisig, Marien-Sprudel	CO ₂ -Gewinnung, Heilbäder	25,5	Unterdevon	500 - 625
21	Sinzig, Brunnen 7	Mineralwasserabfüllung	25,7	Unterdevon	35 - 106,5
22	Bad Breisig, Ludgerus-Sprudel	CO ₂ -Gewinnung, Heilbäder	26,0	Unterdevon	< 608
23	Rheinbrohl, Hubertus-Sprudel (MQ 6)	Mineralwasserabfüllung, CO ₂ -Gewinnung	26,3	Unterdevon	244 - 294
24	Bad Bodendorf, St. Josefs-Sprudel - Untere Fassung	Mineralwasserabfüllung, Heilwasser	26,4	Unterdevon	0 - 20, 48 - 70
25	Sinzig, Hohenstauffen-Brunnen 2	Mineralwasserabfüllung	26,5	Unterdevon	45 - 140
26	Apollinaris, Brunnen 5	Mineralwasserabfüllung	26,5	Unterdevon	353 - 414
27	Sinzig, Hohenstauffen-Brunnen 1	Mineralwasserabfüllung	27,0	Unterdevon	35 - 106,5
28	Sinzig, Hohenstauffen-Brunnen 3	Mineralwasserabfüllung	27,3	Unterdevon	44,6 - 120
29	Bad Hönningen, Deutschland-Sprudel (MQ 7)	Heilbäder, CO ₂ -Gewinnung	27,9	Unterdevon	< 372
30	Bad Neuenahr, Großer Sprudel	Heilbäder	28,5	Unterdevon	17,4 - 88,2
31	Bad Kreuznach, Theodorshaller Brunnen	Balneologie	28,8	Rotliegend-Rhyolith	270 - 500,5
32	Lahnstein, Victoria II (Adele)	Heilwasser, Mineralwasserabfüllung, CO ₂ -Gewinnung, Thermalbad	29,4	Unterdevon	207,4 - 424,3
33	Bad Münster am Stein, Rheingrafen-Quelle	Heilbäder	29,6	Rotliegend-Rhyolith	< 20
34	Lahnstein, Victoria I (Louise)	Heilwasser, Mineralwasserabfüllung, CO ₂ -Gewinnung, Thermalbad	31,0	Unterdevon	235 - 399
35	Bad Hönningen, Hönninger Sprudel-Neubohrung	CO ₂ -Gewinnung, Balneologie	31,2	Unterdevon	373,2 - 580,8
36	Traben-Trarbach, Wildstein-Therme	Heilwasser	31,3	Unterdevon	< 160
37	Bad Breisig, Geiersprudel	Heilbäder, CO ₂ -Gewinnung	31,4	Unterdevon	< 605
38	Bad Bertrich, Bergquelle	Balneologie	31,7	Unterdevon	Arteser
39	Bad Ems, Emser Kränchen	Balneologie	32,1	Unterdevon	Arteser
40	Apollinaris, Brunnen 3b	Mineralwasserabfüllung	33,5	Unterdevon	74 - 202
41	Apollinaris, Brunnen 8	Mineralwasserabfüllung	33,9	Unterdevon	138 - 490,5
42	Bad Ems, Fürstenbrunnen	Heilwasser	34,0	Unterdevon	Arteser
43	Bad Ems, Kaiserbrunnen	Heilwasser	34,6	Unterdevon	Arteser
44	Bad Ems, Bohrung IV	Heilbäder	39,0	Unterdevon	115 - 130,5
45	Bad Ems, Bohrung III (Bäderquelle)	Trinkbrunnen	39,5	Unterdevon	370 - 431,8
46	Apollinaris, Brunnen 4	nicht bekannt	43,2	Unterdevon	138,5 - 334,5
47	Bad Ems, Kesselbrunnen	Heilwasser	43,6	Unterdevon	Arteser
48	Bad Ems, Neuquelle IV	Brauchwassernutzung	45,0	Unterdevon	Arteser
49	Bad Ems, Römerquelle	Heilwasser, Trinkkur	46,2	Unterdevon	Arteser
50	Bad Ems, Bohrung II	Brauchwassernutzung	48,6	Unterdevon	20 - 52
51	Bad Ems, Bohrung V	Heilbäder	55,2	Unterdevon	73 - 368,5
52	Bad Ems, Bohrung Ia (Robert-Kampe-Sprudel)	Balneologie	57,2	Unterdevon	36,7 - 72,9

die Landesregierung von Rheinland-Pfalz eine verstärkt der Nachhaltigkeit verpflichtete Energiepolitik. In diesem Zusammenhang wurden verschiedene Projekte durch Bürgerschaftsübernahmen und Kreditvergaben aktiv unterstützt.

Schwerpunkt der seit der Jahrtausendwende verstärkt aufgenommenen Explorations-tätigkeiten ist aufgrund der besonderen geothermischen Bedingungen das Gebiet der Vorderpfalz zwischen der französischen Landesgrenze und Speyer. Sämtliche aktuellen Tiefen Geothermieprojekte in Rheinland-Pfalz werden in dieser Region geplant. Innerhalb weniger Jahre wurden die Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Erdwärme für den gesamten Bereich zwischen der französischen Landesgrenze im Süden, dem Haardtrand im Westen, dem Rhein im Osten und Neustadt im Norden an Konzessionäre vergeben (Abb. 8). Für die nähere Zukunft zeichnet sich ein Interesse der Unternehmen an den nördlich anschließenden Gebieten in Richtung Worms ab.

Derzeit befinden sich in Rheinland-Pfalz vier Projekte für eine geothermische Stromerzeugung in der Bauausführung. In den kommenden Monaten ist der Beginn von Bohrarbeiten für zwei weitere geothermische Kraftwerke nahe Berg und Insheim geplant.

In **Speyer** (Abb. 9) begannen im Jahr 2003 die Bohrarbeiten für ein mit einem Etat von 40 bis 50 Mio. € veranschlagtes Geothermieprojekt. Die mit der Planung beauftragte „First GeoTherm (FGT) GmbH“ aus Waldsee verfolgte die Entwicklung eines Geothermiefeldes durch Cluster-Bohrungen mit einer jährlichen elektrischen Leistung von 42330 MWh. Anhand ursprünglich neun geplanter Tiefbohrungen sollte das mit einer prognostizierten Temperatur von 150° C geförderte Thermalwasser durch ein ORC (Organic Rankine Cycle)-Kraftwerk verstromt und anschließend in den Untergrund reinjiziert werden. Darüber hinaus war beabsichtigt, die durch Wärmeauskoppelung gewonnene Wärme in das existierende Fernwärmenetz der Gemeinde einzuspeisen und das bisher bestehende städtische Blockheizkraftwerk vollständig zu substituieren. Aufgrund hoher Mächtigkeitwerte wurden primär die Schichten des Buntsandstein als Hauptzielhorizont und der deutlich geringer mächtige Obere Muschelkalk als Reservehorizont betrachtet.

Die Anfang 2003 begonnene Erkundungsbohrung wurde unterhalb der Ankertour aus der Vertikalen abgelenkt. Mit dieser Maßnahme sollte eine prognostizierte Störungszone zur Erhöhung der Produktivität erschlossen und der notwendige Abstand zu den folgenden geplanten Bohrungen sicher gestellt werden. Ende 2004 wurden die Bohrarbeiten in einer Endteufe von 2871 m beendet. Aufgrund von Kohlenwasserstoff-fündigkeiten befindet sich das Projekt zur Zeit in der Überarbeitung.

Das Geothermieprojekt „**Offenbach an der Queich**“ zog von Anfang an eine horizontale Ablenkung der Bohrungen in Betracht. Durch diese Maßnahme sollten für den Fall einer nicht ausreichenden Wasserhöflichkeit zusätzliche Wasserwegsamkeiten erschlossen werden. Als Zielhorizonte wurden die diskordant unter der tertiären Schichtenfolge liegenden triassischen Gesteine des Lettenkeuper, des Oberen Muschelkalk sowie die Obere Dolomitzone des Mittleren Muschelkalk festgelegt. Tektonisch ist das Gebiet durch zahlreiche in NNE-SSW-Richtung streichende, parallel zur Grabenrandverwerfung verlaufende antithetische Störungen geprägt. Die als geothermische Dublette konzipierte Anlage sollte nach Betreiberinformationen eine Förderleistung von 100 l/s, eine Fördertemperatur von mehr als 150° C und eine geothermische elektrische Leistung von 4,8 MW_{el} erreichen (KREUTER 2005). Zusätzlich zu der durch ein Kalina-Kraftwerk erzeugten elektrischen Leistung war die Wärmeversorgung eines Industrieparks durch Wärmeauskoppelung geplant. Das Projekt wurde mit einem Gesamtetat von 15 bis 40 Mio. € veranschlagt (KREUTER 2005).

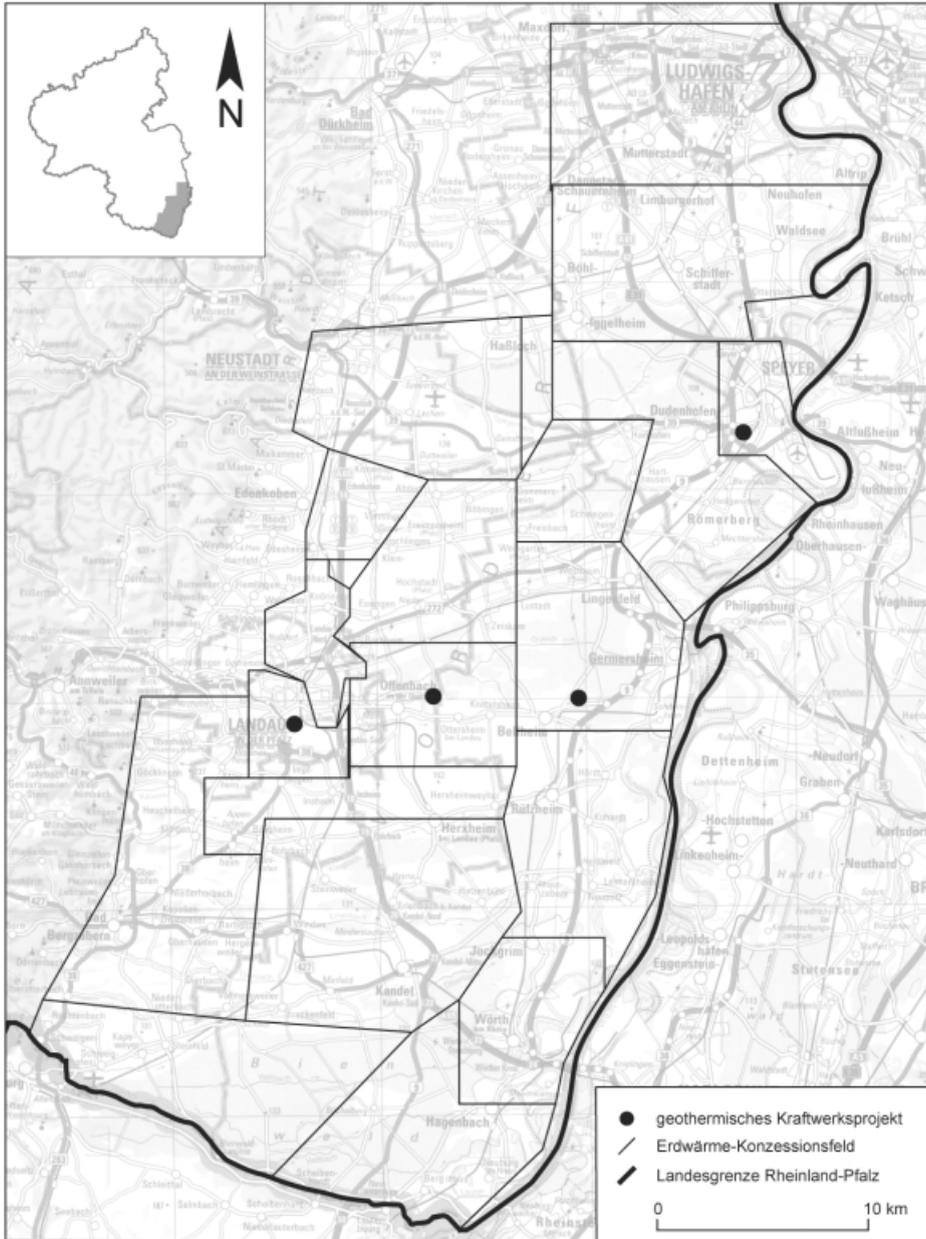


Abb. 8: Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Erdwärme sowie die in Bau befindlichen geothermischen Kraftwerksprojekte in Rheinland-Pfalz. Stand: 15.02.2007 (Kartengrundlage: Übersichtskarte 1 : 250 000 Rheinland-Pfalz & Saarland, Landesamt für Vermessung und Geobasisinformation Rheinland-Pfalz, 2004).



Abb. 9: Tiefbohrung, Geothermieprojekt Speyer 2003 (DrillTec GUT GmbH; Foto: T. KÄRCHER, LGB).

In den Jahren 2003 bis 2004 begann die Karlsruher Projektplanungsgesellschaft Hot-Rock GmbH mit den tiefenseismischen Erkundungen. Im Anschluss wurde im Frühjahr 2004 mit dem Niederbringen einer Erkundungsbohrung begonnen. Aufgrund geringer Förderraten im Bereich des Oberen Muschelkalk wurde die Erkundungsbohrung abgelenkt, um zusätzliche, mit 2-D-Seismik erkundete Bruchstrukturen zu erschließen. Die Bohrung musste in einer Teufe von über 2700 m aufgrund bohrtechnischer Schwierigkeiten abgebrochen werden. Die HotRock GmbH erarbeitet zur Zeit ein alternatives Nutzungskonzept.

Das Geothermieprojekt in **Landau** (Abb. 10) wird im bundesweiten Vergleich mit anderen geothermischen Vorhaben oft als Vorzeigeprojekt verstanden. Bei einem erfolgreichen Ablauf der abschließenden hydraulischen Zirkulationstests kann nach Betreiber-Informationen mit einer Inbetriebnahme der Anlage im letzten Quartal 2007 gerechnet werden. Damit wäre das Projekt das erste Kraftwerk im Oberrheingraben, welches Strom aus Erdwärme in das Stromnetz einspeist.

Für das Projekt wird ein Finanzbudget von ca. 15 Mio. € veranschlagt. Eigentümerin des Kraftwerks ist die als Tochterunternehmen der Pfalzwerke AG und der Energie Südwest AG neu gegründete geox GmbH. Aufgrund der Nutzung eines Grundstücks auf einem ehemaligen Kasernenareal im Südosten des Stadtgebietes besteht die Möglichkeit, ein schon bestehendes Wärmenetz für die Wärmebereitstellung zu nutzen. Nach

Betreiberinformationen wird eine geothermische Heizleistung von 5 bis 8 MW und eine elektrische Leistung von 2,6 bis 2,9 MW_{el} angestrebt.



Abb. 10: Tiefbohrung, Geothermieprojekt Landau 2005 (Oil & Gas Exploration Company Jasto Ltd.; Foto: W. KUHN, LGB).

Als Förderhorizonte kommen für das Projekt die Schichten des Muschelkalk, des Buntsandstein sowie das Kristalline Grundgebirge in Betracht. Entsprechend aller bisher in Rheinland-Pfalz durchgeführter Projekte scheint es auch in Landau äußerst wichtig zu sein, die hier vorherrschend in NNE-SSW-Richtung verlaufenden Störungen für das Erreichen einer ausreichenden Förderrate zu erschließen.

Die im August 2005 begonnenen Bohrarbeiten konnten nach dem Erreichen einer Endteufe von 3230 m (Gt La1) bzw. 3340 m (Gt La 2) im März 2006 zügig beendet werden. Die mit der Planung betraute Bestec GmbH geht von einer Fördertemperatur von 160° C, einer Reinjektionstemperatur von 70° C bis 80° C, einer Ergiebigkeit von mehr als 70 l/s und einer Salinität von mehr als 100 g/l aus. Die bisher durchgeführten Fördertests verheißen eine gute Wasserhöffigkeit, allerdings müssen die Ergebnisse des abschließenden Zirkulationstests noch abgewartet werden.

In **Bellheim** ist in Abhängigkeit von den angetroffenen hydrogeologischen Gegebenheiten die Installation einer hydrothermalen Dublette und für den Fall einer zu geringen Förder- und Verpresswassermenge ein Tripletten-Betrieb beabsichtigt. Nach Informationen von der Betreiberfirma HotRock GmbH sollen die Bohrungen bis in eine Teufe von 3150 m niedergebracht werden. Das Unternehmen sieht den Oberen Muschelkalk als primären Zielhorizont an und geht von einer Mächtigkeit von etwa 80 m aus. Nach Problemen während des Bohrvortriebes soll die Erkundungsbohrung mit dem speziell für geothermische Tiefbohrungen entwickelten Bohrerät „Terra Invader 350“ der Herenknecht Vertical GmbH 2007 fortgesetzt werden.

Über die bisher begonnenen vier Geothermieprojekte hinaus sind weitere geothermische Kraftwerke in Planung. Zum heutigen Zeitpunkt wird eine Erschließung petrothermalen Lagerstätten durch Hot-Dry-Rock-Verfahren in Rheinland-Pfalz noch nicht betrieben. Es bleibt abzuwarten, inwieweit potenzielle Investoren nach den im Zusammenhang mit dem Hot-Dry-Rock-Projekt in Basel aufgetretenen seismischen Ereignissen bereit sind, im Oberrheingraben in diese Technik zu investieren.

Ein noch gänzlich ungenutztes geothermisches Potenzial in Rheinland-Pfalz liegt in der Nutzung nicht verwahrter Tiefbohrungen. In den letzten Jahrzehnten wurde von der Kohlenwasserstoffindustrie eine große Anzahl von Tiefbohrungen für die Erdöl-Förderung abgeteuft. In der Zwischenzeit wurden die Förderbohrungen teilweise wieder verfüllt. Der größte Teil der verbliebenen Bohrungen befindet sich noch in der Produktion und steht deshalb für einen Sondeneinbau zur Zeit nicht zur Verfügung. Sollten die Bohrungen eines Tages von den Unternehmen für die Erdöl-Exploitation nicht mehr benötigt werden, so könnten sie kostengünstig als tiefe Erdwärmesonden ausgebaut werden.

5. Ausblick

Aufgrund der besonderen geothermischen Gegebenheiten werden in der Vorderpfalz bereits mehrere geothermische Kraftwerksprojekte durchgeführt. Sämtliche bisher in Planung oder Bauausführung befindlichen Projekte zielen auf die Erschließung hydrothermalen Lagerstätten ab. Diese Systeme tragen nur zu einem kleinen Teil zu dem gesamten geothermischen Potenzial in Deutschland bei. So quantifizieren PASCHEN et al. (2002) den Anteil dieser Lagerstätten am gesamten technischen bundesweiten Potenzial mit lediglich 5 %. Es ist somit von entscheidender Bedeutung, inwieweit es gelingt, das deutlich höher eingeschätzte Potenzial der petrothermalen Lagerstätten in den nächsten Jahren zu erschließen.

Zum heutigen Zeitpunkt ist die Beibehaltung des EEG zwingend erforderlich, um geothermische Projekte im Rheinland-Pfalz unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten betreiben zu können. Für Stromgestehungskosten von weniger als 0,15 €/kWh ist ein Produktivitätswert von 150 m³/h und eine Fördertemperatur innerhalb der Temperaturklasse II (130 bis 160° C) notwendig (JUNG 2005). Diese Voraussetzungen lassen sich bei der Projektplanung noch nicht garantieren.

Für eine Etablierung der tiefengeothermischen Nutzung ist eine Reduzierung der im Vergleich zu anderen regenerativen Energiequellen deutlich höheren Investitionskosten von existenzieller Bedeutung. Zum heutigen Zeitpunkt entfallen bei einem geothermischen Kraftwerksprojekt mit einer elektrischen Leistung von 1 MW_{el} etwa 65 % der veranschlagten Kosten auf die Bohrung (SIMON 2005). In diesem Zusammenhang erscheint es zwingend erforderlich, die primär für die Belange der Kohlenwasserstoff-Exploration entwickelte Tiefbohrtechnik nebst Service-Technik weiter zu entwickeln und auf die speziellen geothermische Belange anzupassen. Weitere Einsparpotenziale liegen in einer Optimierung der Kraftwerkstechnologie. Entscheidende Bedeutung kommt darüber hinaus dem Ausbau des nur schwach entwickelten Fernwärmenetzes zu. Die geothermische Stromerzeugung kann lediglich in Kombination mit der Wärmebereitstellung durch Kraft-Wärme-Koppelung (KWK) als ökologisch und ökonomisch sinnvoll betrachtet werden. Bei dieser Kombination ist die geringe Anzahl der Wärmenetze der limitierende Faktor. Selbst bei vollständiger Substitution sämtlicher bestehender Fernwärmanlagen lässt sich ein Anteil von mehr als 2 % an der deutschen Bruttostromproduktion durch geothermische Anlagen mit KWK-Technik nicht erreichen (PASCHEN et al. 2002).

Ein entscheidendes Hemmnis für potenzielle Investoren stellt das ausgesprochen hohe Fündigkeitsrisiko hydrothermalen Projekte im Oberrheingraben dar. Nur bei einer deutlichen Reduktion des Risikos wird es gelingen, die Fündigkeit versicherbar zu machen und weitere Geldgeber für die geothermische Exploration zu gewinnen. Aus diesem Grund ist es unerlässlich, die systematische Erfassung aller verfügbaren Daten sowie die flächendeckende Kartierung der hydraulisch und thermisch relevanten Eigenschaften von hydrothermalen Aquiferen und Störungen voran zu treiben. Die geothermischen Gegebenheiten lassen sich nur bei einer Weitergabe sämtlicher wesentlicher Daten durch die Industrie ausreichend abbilden. Darüber hinaus ist es zwingend erforderlich, durch Auswertung reflektionsseismischer Daten hinsichtlich des Verlaufs und des Versatzes von Störungen, umfassende 3D-seismische Untersuchungen zur Eingrenzung potenzieller Lagerstätten sowie Anwendung weiterentwickelter seismischer Processing-Methoden eine deutlich verbesserte Datengrundlage zu erhalten.

Bis zur Quantifizierung und deutlichen Reduzierung des Fündigkeitsrisikos ist eine finanzielle Unterstützung von Pilotprojekten und das Eingehen bürgerschaftlicher Verpflichtungen für Erkundungsbohrungen von staatlicher Seite unumgänglich.

Schriften

- BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) (1986): Geologische Übersichtskarte 1 : 200 000, Blatt CC 7110 Mannheim, Hannover.
- BMU (Bundesministerium für Umwelt) (2004): Gesetz über den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG), Neufassung vom 21. Juli 2004. – BGBl. I, S. 1918–1930, Bonn.
- BROSSMANN, E. & KOCH, M. (2004): Erstes Betriebsjahr des Erdwärmekraftwerkes Neustadt-Glewe. – Tagung „Die neue Rolle der Geothermie“, S. 59–63, (Geothermische Vereinigung e.V.), Landau.
- Bundesverband WärmePumpe e.V.(BWP): <http://www.waermepumpe-bwp.de> [Hauptseite, Stand 22.02.2007].
- BUNTEBARTH, G. (1980): Geothermie. 149 S., 46 Abb., 12 Tab., (Springer) Berlin.
- DOEBL, F. (1970): Die geothermischen Verhältnisse des Ölfeldes Landau/Pfalz. – In Illies, H.H. & MUELLER, S. (Hrsg.): Graben Problems. S.110–120, (Schweizerbart) Karlsruhe.
- DOEBL, F. & TEICHMÜLLER, R. (1979): Zur Geologie und heutigen Geothermik im mittleren Oberrheingraben. – Fortschr. Geol. Rheinland u. Westf., **27**, „Inkohlung und Geothermik“, S. 1–17, 3 Abb., 3 Tab., 2 Taf., Krefeld.
- HÄFNER, F. & WAGNER, S. & GRAFE, F. (2006): Nachnutzung von nicht verwahrten Tiefbohrungen – Leistungsvergleiche für Heizung und Klimatisierung. – Geothermische Fachtagung 2006, „Mehr Energie von unten“, **9**, S. 116–126, 11 Abb., (Geothermische Vereinigung e.V.), Geeste.
- HÄNEL, R. (1975): Geodynamic interpretations of heat flow measurements. – Geodyn. Proj., Progress Rep., S. 118–121, Bonn-Bad Godesberg.
- (1979): Determination of Subsurface Temperatures in the Federal Republic of Germany on the Basis of Heat Flow Values. – Geol. Jb., **E 15**, 49 S., (BGR) Hannover.
- HÄNEL, R. & STAROSTE, E. (1988): Atlas of Hydrothermal Resources in the European Community, Austria, and Switzerland. – Publ. No. EUR **17811** of the European Commission, 92 S., 89 Taf., (Office of Official Publications of the European Communities) Luxemburg.
- ILLIES, J.H. (1974): Intra-Plattentektonik in Mitteleuropa und der Rheingraben. – Oberrhein. geol. Abh., **23**, S. 1–24, 12 Abb., Karlsruhe.
- (1975): Intraplate tectonics in stable Europe as related to plate tectonics in the Alpine systems. – Geol. Rundschau, **64**, S. 677–699, Stuttgart.
- ILLIES, J.H. & FUCHS, K. (Hrsg.) (1972): Approaches to Taphrogenesis. – Inter-Union Commission on Geodynamics, **8**, 460 S., Stuttgart.
- JUNG, R. (2005): Möglichkeiten und geologische Risiken der geothermischen Stromerzeugung. Fachtagung Geothermie-Praxis Rheinland-Pfalz, S. 61–75, Bingen. – [unveröff.].
- (2007): Stand und Aussichten der Tiefengeothermie in Deutschland. – Erdöl – Erdgas – Kohle, **123**, S. 60–67, 6 Abb., 3 Tab., Wien.
- JUNG, R. & RÖHLING, S. & OCHMANN, N. & ROGGE, S. & SCHELLSCHMIDT, R. & SCHULZ, R. & THIELEMANN, T. (2002): Kraft-Wärmekoppelung (KWK) in Deutschland. Gutachten im Auftrag des Deutschen Bundestages, (BGR) Hannover.
- KÄRCHER, T. (2005): Geothermie in Rheinland-Pfalz – Geologische und Hydrogeologische Verhältnisse in der Referenzregion nördlicher Oberrheingraben. Fachtagung Geothermie-Praxis Rheinland-Pfalz, S. 40–58, 7 Abb., 2 Tab., Bingen. – [unveröff.].
- KALTSCHMITT, M. & HUENGES, E. & WOLF, E. (Hrsg.) (1999): Energie aus Erdwärme. 265 S., 77 Abb., 45 Tab., (DVG) Stuttgart.

- KAPPELMEYER, O. (1977): Erkundung des Temperaturfeldes in der Eifel mit einer Forschungsbohrung bei Ochtendung. 21 S., 19 Abb., 7 Tab., 2 Anh., (BGR) Hannover. – [unveröff.].
- KREUTER, H. (2005): Das Geothermieprojekt in Offenbach an der Queich. Fachtagung Geothermie-Praxis Rheinland-Pfalz, S. 184–194, 2 Abb., Bingen. – [unveröff.].
- LGB (Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz) (2005): Geologie von Rheinland-Pfalz. 400 S., 162 Abb., 36 Tab., 3 Anl., (Schweizerbart) Stuttgart.
- MUFV (Ministerium für Umwelt, Forsten und Verbraucherschutz Rheinland-Pfalz) (2007): 1. Energiekonferenz: Energiestrategie Rheinland-Pfalz. Pressemitteilung vom 7.3.2007, Mainz.
- MUNCH, W. & SISTENICH, H.P. & BUCKER, C. & BLANKE, T. (2005): Möglichkeiten der geothermischen Stromerzeugung im Oberrheingraben. – VGB Powertech, **10**, S. 58–66, 10 Abb., 1 Tab., Essen.
- PASCHEN, H. & OERTEL, D. & GRÜNWARD, R. (2003): Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland. – TAB-Arbeitsbericht Deutscher Bundestag, **84**, 124 S., 27 Abb., 13 Tab., Berlin.
- SAUER, K. & NÄGELE, R. & TIETZE, R. (1981): Geothermische Synthese des Oberrheingrabens zwischen Karlsruhe und Mannheim (Anteil Baden-Württemberg). 72 S., 35 Abb., 12 Tab., 14 Anl., 12 Beil., (Geologisches Landesamt Baden-Württemberg) Freiburg i. Br.
- SHELLSCHMIDT, R. & HURTER, S. (2003): Atlas of Geothermal Resources in Europe. – Proc. European Geothermal Conference Szeged, 25.–30. May, 8 S., 6 Abb., Szeged, Hungary.
- SIMON, R. (2005): Die Bedeutung geothermischer Kraftwerke bei dezentralen Energiestationen/virtuelle Kraftwerke. – Fachtagung Geothermie-Praxis Rheinland-Pfalz, S. 20–29, 10 Abb., 1 Tab., Bingen. – [unveröff.].
- TEICHMÜLLER, M. (1979): Die Diagenese der kohligen Substanzen in den Gesteinen des Tertiärs und Mesozoikums des mittleren Oberrhein-Grabens. – Fortschr. Geol. Rheinland u Westf., **27**, „Inkohlung und Geothermik“, S. 19–49, 12 Abb., 3 Tab., 2 Taf., Krefeld.
- VDI-Gesellschaft Energietechnik (2000): VDI-Richtlinie 4640: Blatt 1 – Thermische Nutzung des Untergrundes – Grundlagen, Genehmigungen, Umweltaspekte, 32 S., 2 Abb., 4 Tab., Berlin.
- WERNER, D. (1975): Probleme der Geothermik am Beispiel des Oberrheingrabens. – Diss. Univ. Karlsruhe, 171 S., 39 Abb., 4 Tab., Karlsruhe. – [unveröff.].
- WERNER, D. & PARINI, M. (1980): The Thermal Anomaly of Landau/Pfalz: An Attempt of Interpretation. – Journal of Geophysics, **48**, S. 28–33, 6 Abb., Washington, D.C.

Anschrift des Autors:

Diplom-Geologe ROMAN STORZ, Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz, Emy-Roeder-Straße 5, D-55129 Mainz.

Manuskript eingegangen am 15.3.2007