

Werner Bußmann u.a.

Geothermie – Energie aus dem Innern der Erde



Fraunhofer IRB Verlag

 **BINE**
Informationsdienst

BINE-Fachbuch

Werner Bußmann, Stephanie Frick, Ralf Fritschen, Ernst Huenges, Reinhard Jung, Frank Kabus, Martin Kaltschmitt, Oliver Kohlsch, Stefan Kranz, Inga Moeck, Horst Rüter, Ali Saadat, Angela Spalek, Helmut Tenzer, Günter Zimmermann

Geothermie

Geothermie

Energie aus dem Innern der Erde

Die Autoren:

Werner Bußmann
Stephanie Frick
Ralf Fritschen
Ernst Huenges
Reinhard Jung
Frank Kabus
Martin Kaltschmitt
Oliver Kohlsch
Stefan Kranz
Inga Moeck
Horst Rüter
Ali Saadat
Angela Spalek
Helmut Tenzer
Günter Zimmermann

Herausgeber

 **FIZ Karlsruhe**
Leibniz-Institut für
Informationsinfrastruktur

Fraunhofer IRB  **Verlag**

 **BINE**
Informationsdienst

BINE Informationsdienst berichtet über Themen der Energieforschung: Neue Materialien, Systeme und Komponenten, innovative Konzepte und Methoden. BINE-Leser werden so über Erfahrungen und Lerneffekte beim Einsatz neuer Technologien in der Praxis informiert. Denn erstklassige Informationen sind die Grundlage für richtungsweisende Entscheidungen, sei es bei der Planung energetisch optimierter Gebäude, der Effizienzsteigerung industrieller Prozesse oder bei der Integration erneuerbarer Energien in bestehende Systeme.

Weitere Informationen finden Sie unter: www.bine.info

Für weitere Fragen stehen Ihnen zur Verfügung:

Uwe Milles

BINE Informationsdienst, FIZ Karlsruhe, Büro Bonn

Kaiserstr. 185–197, 53113 Bonn

Tel. 02 28 9 23 79-0, E-Mail: bine@fiz-karlsruhe.de, www.bine.info

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

ISBN: 978-3-8167-8321-3

ISBN Printausgabe: 978-3-8167-8321-3 | ISBN E-Book: 978-3-8167-8363-3

Layout: Dietmar Zimmermann | Umschlaggestaltung: Martin Kjer | Herstellung: Katharina Kimmerle
Satz: Mediendesign Späth, Birenbach | Druck: DZA Druckerei zu Altenburg GmbH, Altenburg

Für den Druck des Buches wurde chlor- und säurefreies Papier verwendet.

Alle Rechte vorbehalten

Dieses Werk ist einschließlich aller seiner Teile urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die über die engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes hinausgeht, ist ohne schriftliche Zustimmung des Fraunhofer IRB Verlages unzulässig und strafbar. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen sowie die Speicherung in elektronischen Systemen.

Die Wiedergabe von Warenbezeichnungen und Handelsnamen in diesem Buch berechtigt nicht zu der Annahme, dass solche Bezeichnungen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und deshalb von jedermann benutzt werden dürfen.

Sollte in diesem Werk direkt oder indirekt auf Gesetze, Vorschriften oder Richtlinien (z. B. DIN, VDI, VDE) Bezug genommen oder aus ihnen zitiert werden, kann der Verlag keine Gewähr für Richtigkeit, Vollständigkeit oder Aktualität übernehmen. Es empfiehlt sich, gegebenenfalls für die eigenen Arbeiten die vollständigen Vorschriften oder Richtlinien in der jeweils gültigen Fassung hinzuzuziehen.

Titelbild: BMU-Bilddatenbank

© by FIZ Karlsruhe

Verlag und Vertrieb:

Fraunhofer IRB Verlag

Fraunhofer-Informationszentrum

Raum und Bau IRB

Nobelstraße 12, 70569 Stuttgart

Telefon (0711) 9 70-25 00

Telefax (0711) 9 70-25 08

E-Mail: irb@irb.fraunhofer.de

<http://www.baufachinformation.de>

Hinweis zu den Abbildungen: Soweit nachfolgend keine anderen Quellen genannt werden, stammen die Abbildungen von den Autoren.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	9
1 Ein Planet voller Energie	11
<i>Werner Bußmann</i>	
2 Ideen – Innovationen – Technologien: Es gibt viele Möglichkeiten, geothermische Energie zu nutzen	16
<i>Werner Bußmann</i>	
2.1 Weltweit ein Hoffnungsträger	19
2.2 Den Vulkan anzapfen: heißer Dampf und heißes Wasser	23
2.3 Geothermische Potenziale in Deutschland	26
3 Geologische Rahmenbedingungen und untertägige Erschließung	35
<i>Helmut Tenzer</i>	
3.1 Generelle Abfolge der Vorerkundung und Erschließungsarbeiten	36
3.2 Durchführung einer Machbarkeitsstudie und geologische Vorerkundung	38
3.3 Geophysikalische Vorerkundung	39
3.4 Erschließung mittels Bohrung	40
3.5 Erkundung mittels Bohrlochmessungen	43
3.6 Hydraulischer Anschluss der Bohrung an das Reservoir	46
3.7 Erschließung über Doubletten und Tripletten	47
3.8 Innovative Erschließungsmethoden tiefer heißer Gesteine	49
4 Hydrothermale Energie – Wärme und Strom aus Thermalwasser	51
<i>Werner Bußmann</i>	
4.1 Aquifertypen	51
4.2 Der Untergrund ist heiß	52
4.3 Rückblick	53
4.4 Thermalwasserregionen in Deutschland	55
4.5 Strom und Wärme aus Thermalwasser	60
4.6 ORC-Turbinen und Kalina-Maschinen	66
4.7 Hydrothermale Geothermie und Fernwärme: Konkurrenzfähig? <i>Frank Kabus</i> ..	68
4.8 GeotIS	78
5 Petrothermale Geothermie	80
<i>Reinhard Jung, Helmut Tenzer</i>	
5.1 Petrothermale Ressourcen in Deutschland	80
5.1.1 Geologie-Tektonik	83
5.1.2 Untergrundtemperaturen	85

5.1.3	Gebirgsspannungen und Seismizität	86
5.1.4	Formationsfluide	87
5.2	Erschließungstechnik und Forschungsprojekte	88
5.2.1	Schlüsseltechniken: Risserzeugung, seismische Rissortung und Richtbohrverfahren	89
5.2.2	Projekte	90
5.3	Installation eines petrothermalen Systems	93
5.3.1	Bohren	94
5.3.2	Bohrlochmessungen	95
5.3.3	Schaffung des untertägigen Wärmetauschers	96
5.3.4	Untersuchung des untertägigen Wärmetauschers	97
5.4	Betrieb	98
5.5	Anlagenbeispiel – Europäisches Forschungsprojekt Soultz-sous-Forêts	100
6	Umweltbilanz tiefer Geothermie	105
	<i>Horst Rüter, Martin Kaltschmitt, Stephanie Frick</i>	
6.1	Methodik	105
6.2	Untersuchte Referenzanlagen	106
6.3	Bilanzergebnisse	108
7	Exkurs Seismizität	114
	<i>Horst Rüter, Ralf Fritschen</i>	
7.1	Erdbeben – Skalen und Begriffe	115
7.2	Natürliche Seismizität, Statistik der Erdbeben, Makroseismizität, Erdbebenzonen, Spannungsfeld der Erdkruste	116
7.3	Induzierte Seismizität	120
7.4	Induzierte Seismizität in der Geothermie	122
7.5	Zusammenhang mit Betriebsparametern	123
7.6	Schadenswirkung und seismisches Risiko	123
7.7	Seismologische Gutachten	125
7.8	Handlungsvorschläge	126
8	Forschungsbedarf Tiefe Geothermie	128
	<i>Ernst Huenges, Inga Moeck, Günter Zimmermann, Ali Saadat, Stephanie Frick, Stefan Kranz und Angela Spalek</i>	
8.1	Ziele der Forschung	129
8.2	Fündigkeits-, Reservoirgestaltung, Systemverlässlichkeit – Hauptkriterien auf dem Weg zur Wirtschaftlichkeit geothermischer Systeme	129
8.3	Effiziente Systemlösungen – Von der Erkundung des Reservoirs bis zur Energiewandlung im Kraftwerk	131
8.3.1	Fündigkeitsprognose: Für oder Wider ein Projekt	131

8.3.2	Reservoirengineering – Schlüssel zur Wirtschaftlichkeit	133
8.3.3	Systemverlässlichkeit für einen nachhaltigen Anlagenbetrieb	134
9	Oberflächennahe Geothermie	138
	<i>Oliver Kohlsch</i>	
9.1	Allgemeine Systembeschreibung oberflächennaher Geothermiesysteme	138
9.2	Erdwärmesonden	139
9.2.1	Heizbetrieb	142
9.2.2	Heiz- und Kühlbetrieb	143
9.2.3	Dimensionierung einer Erdwärmesondenanlage	144
9.3	Erdwärmekollektoren	147
9.4	Brunnenanlagen	150
9.5	Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen	152
10	Zitierte und sonstige verwendete Literatur, Abbildungsverzeichnis	153
10.1	Zitierte Literatur	153
10.2	Sonstige verwendete Literatur	154
10.3	Abbildungsverzeichnis	155
11	Laufende und abgeschlossene Forschungsvorhaben aus der Energieforschung der Bundesregierung	157
11.1	Laufende und kürzlich abgeschlossene Forschungsvorhaben	157
11.2	Forschungsberichte	160
12	Weiterführende Literatur	163
12.1	Literatur	163
12.2	Zeitschriften	166
12.3	BINE Informationsdienst	167
13	Autoren	168

Vorwort

Die meisten erneuerbaren Energietechnologien nutzen direkt (Solarthermie, Photovoltaik und passive Systeme) oder indirekt (Windenergie, Wasserkraft, Biomassenutzung) die Sonnenenergie. Mit der Wärme der Erde, der Geothermie, existiert eine zweite erneuerbare Energiequelle unabhängig von der Sonne. Diese Wärme unter unseren Füßen kann zur Wärmeversorgung von Gebäuden und Siedlungen sowie für die geothermische Stromerzeugung genutzt werden. Ihr Vorteil: Sie steht unabhängig von Tages- und Jahreszeiten zur Verfügung.

In Deutschland spricht man von tiefer Geothermie, wenn Bohrungen geothermische Energie in einer Tiefe von über 400 m und einer Temperatur von über 20 °C erschließen. Die tiefe Geothermie nutzt entweder natürliche Warmwasservorkommen (hydrothermale Anlagen) oder die im Gestein gespeicherte Wärme (petrothermale Anlagen). Beide können zur Wärmeversorgung und zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Bislang sind in Deutschland (Stand: 2010) 17 größere Geothermieanlagen in Betrieb, darunter 4 Kraftwerke. Für 150 weitere geplante Projekte wurde eine bergrechtliche Aufsuchungserlaubnis erteilt.

Deutschland verfügt über weitaus mehr geothermische Ressourcen als bisher genutzt werden. Dieses BINE-Fachbuch stellt die geologischen Grundlagen und die Erschließungstechnologien vor, gibt einen Überblick über die hydrothermalen und petrothermalen Anlagenkonzepte und diskutiert die Umweltbilanz. Weitere Themen sind die aktuellen Forschungsziele und ein knapper Überblick über die oberflächennahe Geothermie. Diese wird in den BINE-Fachbüchern »Erdwärme für Bürogebäude nutzen« und »Wärmepumpen – Heizen mit Umweltenergie« ausführlicher vorgestellt. Beide Formen der Erdwärmennutzung werden in der künftigen Energieversorgung Deutschlands einen wachsenden Beitrag leisten.

FIZ Karlsruhe
BINE Informationsdienst

1 Ein Planet voller Energie

Wie alle Mitteleuropäer werden auch Sie sich über unser Wetter ärgern oder freuen. Sonnenschein, Wind und Regen oder das Wachstum der Pflanzen gehören zu unserem Alltag und bestimmen unser Dasein. Durch Hitzeperioden, Orkane oder Überschwemmungen erfahren wir es auch als existenzielle Bedrohung. Unser kleiner blauer Planet umkreist einen riesigen lebensfeindlichen Stern, der uns erst unser Leben ermöglicht. Ein winziger Teil der Energie, den dieser gigantische Feuerball ständig in den Weltraum abstrahlt, erreicht auch uns. Er ist verantwortlich für das Klima und treibt die Wettermaschine an. Ein kompliziertes Geschehen, in das wir uns unbedacht eingemischt haben, mit unabsehbaren Folgen.

Die Sonne haben wir Menschen schon immer als Energiequelle genutzt. Über unsere Nahrung hält sie unseren Körper in Gang. Ob beim Mahlen von Korn, beim Antrieb der Schiffe, als Futter für die Tiere, mit denen der Verkehr auf dem Land abgewickelt wurde, oder als Feuer, von Anfang an war die Sonne der Motor des Lebens und die Basis, auf der sich die Entwicklung der Menschen vollzog. Die Industrialisierung mit ihrer Nutzung fossiler Rohstoffe veränderte zwar das Gesicht unserer Welt und für ein, zwei Jahrhunderte sah es so aus, als wären die alten Gesetze außer Kraft. Inzwischen weiß man es besser. Vorräte sind immer endlich. Auch die Sonne wird eines Tages ausgebrannt sein. Nach menschlichen Maßstäben aber ist sie unerschöpflich. Das haben wir verstanden. Auf Dauer überleben können wir nur, wenn wir es schaffen, dieses sich immer wieder erneuernde Angebot immer besser zu nutzen. Das ist die Lektion, die wir gerade lernen müssen. Energie aus Wind, Wasser, Biomasse und direkter Sonneneinstrahlung erobert sich ihren Platz zurück.

Als Mitteleuropäer übersieht man aber gern, dass unser Planet auch ein sehr bewegtes Innelleben besitzt. Nur die wenigsten von uns verfügen über Erfahrungen mit den elementaren Gewalten unter unseren Füßen. Ohne aktive Vulkane in der Umgebung und nur sehr selten von Erdbeben heimgesucht, nimmt man kaum wahr, wie kräftig es in der Tiefe brodelt.

Nehmen sie ein Ei aus dem kochenden Wasser, schrecken sie es mit etwas kaltem ab, dann halten sie in der Hand, was Sie ein wenig mit der Welt vergleichen können, in die Sie hineingeboren wurden: innen heiß, außen gerade eben so, dass man sich die Finger nicht verbrennt. Übertrieben? Keineswegs. 99 % unseres Planeten sind heißer als 1.000°C. Von dem einen Prozent, das übrig bleibt, sind 99 % heißer als 100°C. Das sind die Fakten, mit denen wir auf unserer großen Eierschale zureckkommen müssen.

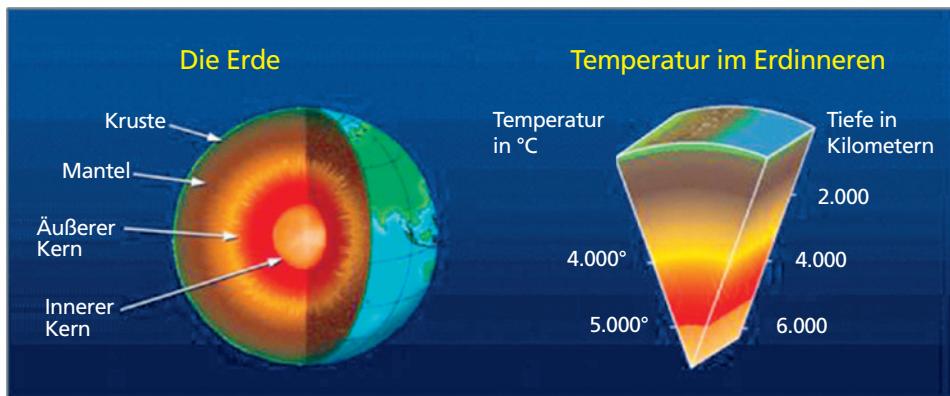


Abb. 1: Das Erdinnere ist voller Energie

Die feste Kruste unseres Planeten wird Lithosphäre genannt. Sie reicht nicht einmal 100 km in die Tiefe. Verglichen mit den 12.756 km Durchmesser der Erde stellt sie eine mehr als dünne Hülle dar. Insofern passt also der Vergleich mit der Eierschale. Allerdings geht es auf der in Ihrer Hand weitaus ruhiger zu als bei derjenigen unter Ihren Füßen. Die ist von vielen Rissen durchzogen und in sechs große und viele kleine Platten zerbrochen. Diese befinden sich in ständiger Bewegung. Unter der Kruste schließt sich der Erdmantel an, 3.000 km dick und zäh-flüssig. Er umschließt die rund 6.000 km des Erdkerns, der, außen flüssig, innen fest, vor allem aus Eisen und Nickel besteht. So etwa stellt sich das Bild vom Innern der Erde nach dem heutigen Stand der Wissenschaft dar.

Es ist eine alte Erfahrung der Menschen, dass es, je tiefer man von der Oberfläche in das Innere unseres Planeten vordringt, umso wärmer wird. Das lernten auch die frühen Bergleute in jenen Regionen, in denen man weder Vulkane noch Thermalquellen kennt. Feuerspeiende Berge, heißes Wasser, das aus dem Boden dringt, das waren Phänomene, die schon immer einer Erklärung bedurften – und je nach Erkenntnismöglichkeiten unterschiedlichste Interpretationen fanden. Die Verortung des ewigen Höllenfeuers im Erdinneren war so eine und dem Teufel Schwefelgestank anzuhängen, eine weitere. Einige der Vorstellungen von Hölle und Fegefeuer, die der Toskaner Dante in seiner »Göttlichen Komödie« in kunstvolle Worte gesetzt hat, dürfte er wohl an den Schlamm- und Schwefelquellen seiner Heimat selbst erwandert und errochen haben.

Andere betrachteten die Dinge schon vor zweitausend Jahren durchaus nüchtern und kamen damit den tatsächlichen Verhältnissen bereits ziemlich nahe. Um das Jahr 360 wirkte ein Bischof Patricius in der kleinasiatischen Stadt Prusa, dem heutigen Bursa in der Türkei. In der Umgebung gab es seinerzeit und gibt es heute noch heiße, heilsame Quellen.

Deren Vorkommen interpretierte er so:

»Es befindet sich ... unter der Erde Feuer und Wasser ...; das unterhalb nennt man jenes der Abgründe, und von diesem quillt einiges, wie durch Röhren nach oben ergossen, zum Gebrauch des menschlichen Geschlechtes. Dieser Art sind die Thermen, von welchen einige, da sie dem Feuer entfernt liegen, durch die vorsichtige Anordnung Gottes gegen uns, kälter sind, während andere, die demselben näher liegen, heiß fließen ...«

Eine Ansicht, die er mit dem Leben bezahlte, denn sie missfiel dem römischen Prokonsul, der die Therapieerfolge lieber dem einen oder anderen seiner Götter zugeschustert hätte.

Patricius Erklärungsversuch der Geothermie hat den Bischof in die wissenschaftliche Literatur eingehen lassen, seitdem Alexander von Humboldt ihn 1823 in einem Vortrag zitierte – auch wenn er ihn dabei nach Nordafrika in die Gegend von Karthago verlagerte.

Zurück zu dem, was wir heute wissen:

Bei uns in Mitteleuropa nimmt die Temperatur im oberen Bereich der Erdkruste pro Kilometer in die Tiefe um rund 30°C zu. Würden wir bis in den Mittelpunkt vorstoßen wollen, bekämen wir es schließlich mit rund 6.000°C zu tun. Der komplette Energieinhalt der Erde wird auf schwer vorstellbare 1.011 Terawattjahre geschätzt. Um dennoch eine Ahnung zu erhalten, was sie bedeuten: Die Sonne bräuchte etliche Millionen Jahre, um uns die gleiche Menge zu schicken.

Viel Energie also. Aber woher kommt sie? Ein Teil stammt noch aus der Entstehungszeit der Erde vor etwa 4,5 Milliarden Jahren. Damals verdichteten sich Gas, Staub, Gestein und Eis

durch ihre Anziehungskräfte untereinander (Gravitationsenergie) nach und nach zu jenem neuen Himmelskörper, auf dem wir heute leben. Rund 200 Millionen Jahre dauerte dieser Vorgang. Verglichen mit dem Gesamtalter der Erde hat er also nicht viel Zeit in Anspruch genommen. Der Zusammenprall der Massen machte aus der Gravitationsenergie Wärme, deren größter Teil gleich wieder in den Weltraum abgegeben wurde. Was übrig blieb, macht noch etwa ein Viertel des heutigen Wärmeinhalts unseres Planeten aus.

Zu den Stoffen, aus denen sich unsere Erde zusammensetzt, gehören auch große Mengen an natürlichen, langlebigen radioaktiven Isotopen. Sie finden sich vermutlich vor allem in den Tiefen der Kontinente und zerfallen nach und nach. Dabei entsteht Wärme. Und das in solch großem Umfang, dass aus ihr die restlichen drei Viertel des irdischen Energieinhalts gespeist werden können.

Innen heiß, vergleichsweise kühl an der Oberfläche und nur durch die Atmosphäre vor der tödlichen Kälte des Weltraums geschützt, so stellt sich uns also unsere Erde vor. Der Platz, der dem Leben bleibt, ist somit ziemlich schmal. Es empfiehlt sich, sorgsam damit umzugehen.

Wer in der Schule aufgepasst hat – und wer hat das nicht – weiß, Temperaturen suchen den Ausgleich. Wärme »fließt« von den höheren Celsiusgraden zu den niedrigeren. Diese Unterschiede treiben auch das Wettergeschehen auf unserem Planeten an. Im Innern einige Tausend Grad heiß, die Umgebung im Weltraum kalt bis zum absoluten Nullpunkt, dazwischen ein beständiger Strom aus Energie, der immer in eine Richtung fließt. Obwohl uns dieser Vorgang nicht bewusst ist, wird hier eine beträchtliche Menge transportiert: Mehr als das 2,5-fache des menschlichen Energiebedarfs geht sozusagen an uns vorbei, in den Weltraum davon. Das wissen wir nun. Wissen wir auch etwas damit anzufangen?

Eine ganze Menge, wie wir noch sehen werden. Aber immer noch viel zu wenig, argumentieren die einen. Die Gefahren sind viel zu groß, warnen die anderen. Auch damit werden wir uns befassen.

Solarkollektoren oder Photovoltaikmodule auf den Dächern, Windturbinen draußen im Gelände, Pelletöfen, Biogasanlagen ... Man sieht die Erneuerbaren förmlich wachsen. Dass man die Energie von Sonne, Wind, Wasser und Biomasse ohne Gefährdung unserer Lebensgrundlagen, gleichzeitig aber für den Ausbau und Erhalt von Lebensqualität und Wohlstand und wirtschaftlichen Erfolg nutzen kann, wird bei uns täglich, immer mehr und sichtbar bewiesen.

Diese Vorteile bietet uns auch die Energie des Wärmestroms aus dem Innern der Erde, die geothermische Energie – oder Erdwärme. Geothermie oder Erdwärme, das sind übrigens zwei Namen für dieselbe Sache und definiert sich als

»Wärme unterhalb der Oberfläche der festen Erde«.

Solarwärme wäre dann folgerichtig diejenige oberhalb der Oberfläche.

Wer aber wissen will, wo und wie die Geothermie genutzt wird, muss schon genau hinsehen. Denn ihre Quelle liegt ja im Innern der Erde. Meist bringen Bohrungen die Energie punktgenau dorthin, wo sie genutzt wird, zur Wärmepumpe, ins Heizwerk, an die Turbine. Eine Wärmepumpe wird im Keller oder im Technikraum aufgestellt. Die Wärmeversorgung für eine ganze Stadt kann in einem relativ bescheidenen Gebäude untergebracht werden. Unsere geothermischen Kraftwerke sind klein, kompakt und unauffällig. In Neubaugebieten zum Beispiel erkennt man Gebäude, die Erdwärme nutzen, an dem was fehlt: der Schornstein nämlich.

Geothermie ist immer da, wenn man sie braucht.

Der Wind weht, wo und wann er will. Diese sprichwörtlich gewordene Erkenntnis steht für die gesamte solare Energie: Wie viel man »ernten« kann, hängt, knapp gesagt, von Klima und Wetter, von den Jahres- und den Tageszeiten ab. Die Ausbeute an solaren Energien ist nicht immer so präzise planbar, wie man es gerne hätte. Für eine Industriegesellschaft ist aber von entscheidender Bedeutung, stets ausreichend Energie zur Verfügung zu haben. Intelligente Speicher- und Managementsysteme können diese Probleme entschärfen, aber ein Stück Unsicherheit bleibt immer. Diese gibt es mit der Geothermie nicht. Der Wärmestrom fließt ständig, unbeeindruckt von dem Geschehen draußen in der Atmosphäre. Erdwärme ist Grundlastenergie und kann praktisch überall angezapft werden. Man braucht dafür nur die richtige Technologie. Das macht sie unverzichtbar für eine Rundum-Versorgung mit erneuerbaren Energien.

Immer mehr Menschen wollen die Energiequelle Erde nutzen. Neue Technologien werden entwickelt, vorhandene verbessert. Nicht nur bei uns, weltweit nimmt ihre Bedeutung immer mehr zu. Sind wir dann nicht eines Tages soweit, dass wir unsere Erde abkühlen?

Machen wir also auf Dauer die Erde kalt?

Schauen wir noch einmal auf die Sonne. Wenn der solare Wärmestrom, wir nennen ihn gewöhnlich Sonnenstrahlen, über einen Kollektor auf dem Dach das Duschwasser im Haus erwärmt, wird es in der Umgebung darum nicht kälter. Selbst dann nicht, wenn im gesamten Ort alle Dächer mit Kollektoren oder Photovoltaikmodulen bedeckt wären. Die Sonnenstrahlen heizen nicht mehr die Dachpfannen auf, sondern die Solaranlagen. Den großen Sonnenofen draußen im Weltall beeindruckt das überhaupt nicht.

Mit der Wärme aus dem Innern des Planeten verhält es sich ähnlich. Auf dem Weg nach oben heizt sie das Gestein auf. Entnimmt man z.B. aus einem Bohrloch mit einigen Tausend Metern Tiefe Energie zum Heizen oder zum Antrieb einer Turbine, so kühlert das Gestein dort nach und nach aus, wenn wir oben mehr Energie verbrauchen, als von unten nachkommt. Es entsteht eine »Wärmesenke« in der es irgendwann so kühl geworden ist, dass die an der Oberfläche befindliche Anlage nicht mehr wirtschaftlich genutzt werden kann. Man könnte dann unweit des alten Lochs ein neues bohren. Die Wärmesenke füllt sich im Laufe der Zeit durch den Wärmestrom wieder auf, durch Energie also, die sich sonst in den Weltraum davon gemacht hätte. Auch den großen Ofen im Erdinnern interessiert es nicht, ob überhaupt und was wir weit oben so alles mit seiner Wärme anstellen.

Aber führt die Nutzung der Geothermie nicht zu Erdbeben?

Ein wichtiges Thema. Dieses Buch widmet ihm unter dem Titel »Exkurs Seismizität« – das sich mit den natürlichen und durch menschliche Eingriffe entstehenden Bewegungen im Untergrund beschäftigt – ein spannendes Kapitel.

»Vor der Hacke ist es duster«

Vor dem Bohrkopf auch. In dem alten Bergmannspruch von der Hacke steckt auch viel von den Problemen, mit denen sich alle Technologien auseinanderzusetzen haben, die Rohstoffe für die Energieversorgung aus dem Untergrund holen möchten, egal ob Kohle, Erdöl, Erdgas, oder Erdwärme. Je tiefer der Bohrmeißel vordringt, umso komplexer werden die Anforderungen, umso unbekannter ist das Terrain. Ein Glücksspiel ist die Erschließung solcher Ressour-

cen dennoch nicht. Auch für die Geothermie wurden Maßnahmen und Verfahren entwickelt, um die geologischen Risiken immer weiter zu minimieren. Auch darüber werden Sie in diesem Buch mehr erfahren.

Warum erst jetzt?

Diese Frage wird den Menschen, die sich von Berufs wegen mit der Geothermie beschäftigen, immer wieder gestellt. Wenn also seit langem klar ist, wie viel Energie in unserer Erde steckt, warum kommt ihre Nutzung erst jetzt in Schwung? Die anderen Erneuerbaren sind doch längst richtig durchgestartet... Für den Spätentwickler Geothermie gibt es viele Gründe. Einen der wichtigsten haben wir bereits eingangs genannt: Im Gegensatz zur Energie der Sonne nehmen wir Mitteleuropäer kaum wahr, was sich unter unseren Füßen abspielt. Uns fehlt das Gefühl dafür und die Antenne. Geothermie muss sich uns über den Verstand erschließen – ein harter Weg. Doch unser Verhältnis zur Erde ändert sich bereits, mit jeder neuen Bohrung, die ein Haus beheizt, mit jedem kleinen Kraftwerk, das in unserer Nachbarschaft sauberen Strom ins Netz einspeist.

Noch bis Ende der 90er Jahre herrschte selbst bei vielen Fachleuten der Eindruck vor, dass man hierzulande, abgesehen von einigen begrenzten Regionen, geothermische Energie kaum in nennenswertem Umfang nutzen könnte. Wer überhaupt an Erdwärme dachte, dachte gewöhnlich an Vulkane, Geysire, an die Feuerinsel Island oder vielleicht noch an die Kraftwerke in der Toskana. Dabei machten und machen auch bei uns Zehntausende Menschen tagtäglich ihre geothermischen Erfahrungen, in der Mehrzahl sicherlich, ohne sich dessen richtig bewusst zu sein, nämlich überall dort, wo Thermalbäder ihr warmes Wasser direkt aus der Tiefe beziehen.

Hinzu kam, dass bis in unser Jahrzehnt hinein, in der Diskussion um eine zukunftsfähige, klima- und menschenfreundliche Energieversorgung stets der elektrische Strom im Mittelpunkt gestanden hat. Geothermische Kraftwerke schienen, wenn überhaupt, erst hinter dem zeitlichen Horizont aufzutauchen, vernachlässigbar für die Gegenwart. Je höher aber die Heizkosten kletterten, desto stärker geriet ein bis dahin vernachlässigtes Thema in den Blickpunkt, die Wärmeversorgung.

Im Vergleich zu den solaren Energieträgern setzte die Forschung und Entwicklung geothermischer Technologien daher erst spät und zögerlich und mit Schwung eigentlich erst nach der Jahrtausendwende ein. Inzwischen hat sich der Rückstand beträchtlich verringert – und an einigen Stellen hat man bereits zum Überholen angesetzt.

2 Ideen – Innovationen – Technologien: Es gibt viele Möglichkeiten, geothermische Energie zu nutzen ...

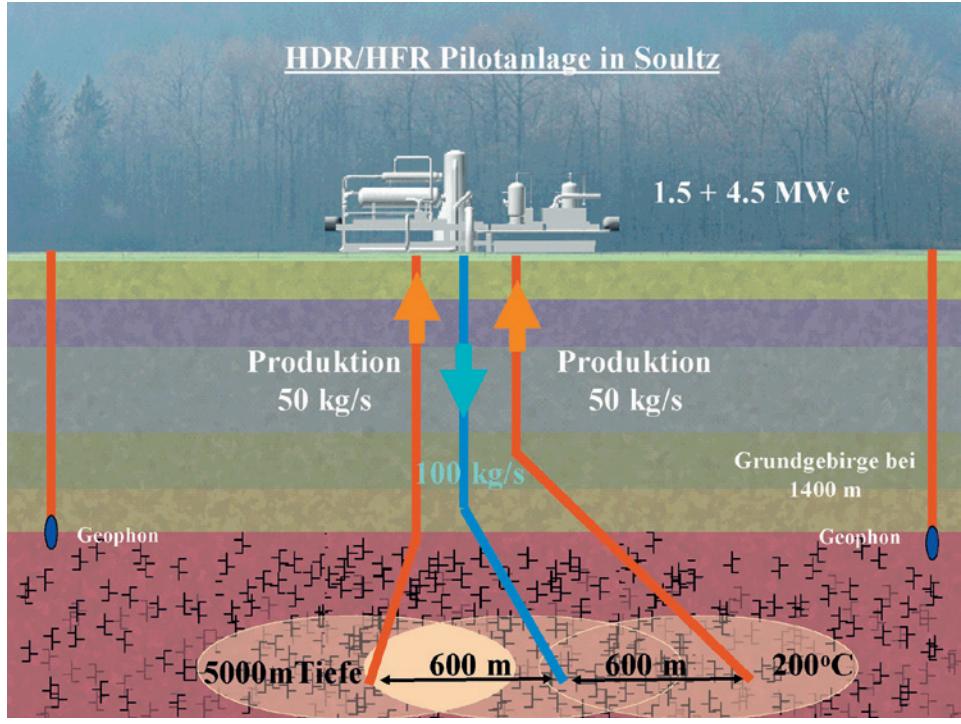
Rund um den Globus gibt es ein breites natürliches Angebot an geothermischen Ressourcen und viele Technologien, dieses zu nutzen. Auch bei uns ist diese Palette überraschend gut gemischt. Wir haben sogar ein paar Farben hinzugefügt. Bevor es in die Details geht, erst einmal ein genereller Überblick:

Petrothermale Systeme

Nutzung der im Stein gespeicherten Energie, z. B.

- Magma-Körper
- Hot-Dry-Rock und andere Engineered Geothermal Systems (EGS)

Direkt in das heiße Magma vorzudringen und es als Energiequelle anzuzapfen, ist eine Zukunftsoption. Viel weiter ist man mit dem Hot-Dry-Rock-Verfahren (HDR) und anderen Engineered Geothermal Systems (EGS). EGS bedeutet nichts anderes, als dass man über Bohrungen solche Tiefen erreicht, in denen das Gestein heiß genug ist, um mit der darin gespeicherten Energie z. B. Strom zu erzeugen, obwohl im Untergrund kein oder nicht genügend heißes Wasser oder heißer Dampf vorhanden ist. Mit technischen Mitteln wird der Untergrund dann soweit kontrolliert erschlossen, dass sich in die Tiefe geleitetes Wasser im Ge-



■ Abb. 2: Die europäische, petrothermale Pilotanlage in Soultz-sous-Forêts

stein erhitzen kann, wieder an die Oberfläche gefördert wird und dort beispielsweise eine Turbine antreibt.

In der Vergangenheit stand für diese Technologie gewöhnlich das Kürzel HDR, vom Englischen *hot dry rock*, also »heißen, trockenem Gestein«. Es entstammt einer Zeit, in der man davon ausging, dass die heißen Gesteine außerhalb von Thermalwassergebieten und Dampflegerstätten tatsächlich trocken sind. Inzwischen weiß man, dass das häufig nicht der Fall ist. Und noch aus einem anderen Grund beschreibt der Begriff EGS die Situation präziser: Einige der für diesen Bereich entwickelten Methoden lassen sich z.B. auch für die Optimierung von Thermalwassersystemen einsetzen.

Petrothermalen Systemen werden mittlerweile die größten Chancen beim weltweiten Ausbau der geothermischen Stromversorgung eingeräumt. Heißes Gestein ist überall im Untergrund vorhanden. In mindestens 60 % der festen Oberfläche der Erde kann es mit den heute bekannten Technologien in wirtschaftlich interessanten Tiefen erschlossen werden.

Hydrothermale Systeme mit hohem Temperaturangebot (mit hoher Enthalpie)

- Hochdruckwasserzonen
- Dampfsysteme
- Heißwassersysteme

»Hydrothermal« bedeutet, hier ist warmes oder heißes Wasser, also natürliches, im Untergrund vorhandenes Thermalwasser beteiligt. Heißes Wasser oder heißer Dampf von mehr als 175 °C kommen vor allem in vulkanischen Gebieten vor. In der Pazifikregion hat man in einigen Tiefbohrungen Temperaturen von über 400 °C gemessen.



■ **Abb. 3:** Das Heizwerk 2, eine geothermale Anlage, in Erding

Hydrothermale Systeme mit niedrigem Temperaturangebot (mit niedriger Enthalpie)

Aquifere (wasserführende Schichten) mit

- über 100 °C heißem
- 40 – 100 °C warmem
- Niedrigtemperaturwasser (20 – 40 °C)
- Thermalquellen mit Temperaturen von 20 °C und mehr

Wasser mit einer Temperatur von 20 °C und mehr wird Thermalwasser genannt. An manchen Stellen tritt dies als natürliche warme Quelle an die Oberfläche. Bei uns sind sie der Kern alter Heil- und Thermalbäder. Für geothermische Zwecke, also für Fern- und Nahwärmennetze oder in Kraftwerken, werden wasserführende Schichten über Tiefbohrungen erschlossen.



■ **Abb. 4:** Das Thermalbad in Erding

Oberflächennahe geothermische Systeme

(Bis max. 25 °C und 400 m Tiefe)

- Erdwärmekollektoren
- Erdwärmesonden
- Grundwasserbohrungen
- Erdberührte Betonbauteile
- Weitere Systeme

Es gibt eine Vielzahl von Systemen, mit denen Wärme aus dem oberflächennahen Untergrund entnommen werden kann. An dieser Stelle sind nur die wichtigsten aufgeführt. Sie sind gleichermaßen zum Heizen und zum Kühlen geeignet. Zu Heizzwecken und zur Warmwasserbereitung sind sie mit einer Wärmepumpe gekoppelt.

■ **Abb. 5:**
Eine Bohranlage für
die oberflächennahe
Geothermie



Weitere Nutzungsarten

- Tiefe Erdwärmesonden (ab 400 m Tiefe)
- Saisonale Speichersysteme (Aquiferspeicher, Erdwärmesondenspeicher)
- Grubenwärme, Tunnelwärme
- Verkehrsflächenheizungen, Schnee- und Eisfreihaltung, Weichenheizungen
- Weitere Systeme

2.1 Weltweit ein Hoffnungsträger

Neben Windenergie, Wasserkraft, Biomasse sowie thermischer Solarenergie bzw. Photovoltaik ist die Geothermie einer der großen Hoffnungsträger für die zukünftige Energieversorgung. Mittlerweile stellt die Erdwärmennutzung einen weltweit stark wachsenden Markt dar.

Warum das so ist, lässt sich an einfachen Kriterien festmachen:

Im Gegensatz zu anderen erneuerbaren Energieträgern nutzen geothermische Anlagen eine ständig verfügbare Ressource. Die Wärme im Untergrund kann praktisch überall erschlossen werden.

Sie verfügt über ein breites Anwendungsspektrum von der Bereitstellung von Strom bis hin zum Heizen und Kühlen. Mit Strom für Elektrofahrzeuge könnte sie auch im Mobilitätsbereich einen merklichen Beitrag leisten.

Die verschiedenen verfügbaren Technologien ermöglichen die Versorgung einzelner Gebäude mit Wärme und Kälte oder den Betrieb saisonaler Speicher. Mit geothermischen Fernwärmesetzungen lässt sich der Bedarf ganzer Städte decken. Kraftwerke liefern Strom für Millionen Menschen.

Geothermische Systeme können langfristig preisstabil betrieben werden. Sie stärken die eigene Versorgungsbasis und machen unabhängig von Energieimporten.

2010 legte der Geothermische Weltverband, International Geothermal Association (IGA), im Rahmen des Geothermischen Weltkongresses in Bali aktuelle Zahlen zur weltweiten Nutzung der Geothermie vor. Sie weisen auf eine erstaunliche Entwicklung hin. [1]

Demnach liegen aus insgesamt 79 Ländern Daten über die direkte Nutzung der Geothermie für die Bereitstellung von Wärme und Kälte vor. Sie repräsentieren eine installierte Leistung von 50.583 MW_{th}. Gegenüber der letzten weltweiten Datenerhebung aus 2005 entspricht das einer Zunahme um 78,9 %. Zum Vergleich: 2005 waren es 28.269 MW_{th}; im Jahr 2000 sogar nur 15.145 MW_{th}.

Installierte Leistung, MW _{th}	2010	2005	2000	1995
Oberflächennahe Systeme	35.236	15.384	5.275	1.854
Fernwärme	5.391	4.366	3.263	2.579
Gewächshäuser	1.544	1.404	1.246	1.085
Aquakulturen	653	616	605	1.097
landwirtschaftliche Trocknung	127	157	74	67
industrielle Prozesswärmee	533	484	474	544
Thermalbäder	6.689	5.401	3.957	1.085
Fernkälte, Schnee- und Eisfreihaltung	368	371	114	115
Andere	41	86	137	238
Summe	50.582	28.269	15.145	8.664

■ **Abb. 6:** Weltweit installierte Leistung in MW_{th}

Diese Zahlen bilden oberflächennahe und tiefe Nutzungen gleichermaßen ab, wobei der oberflächennahe Bereich (Heizen und Kühlen) das größte Wachstum aufweist. Tiefe Nutzungen werden über eine große Bandbreite angeboten. Hauptfaktoren sind die Nah- und FernwärmeverSORGUNG, gefolgt vom Unterglasgartenbau, Aquakulturen, landwirtschaftlichen Trocknungsprozessen, industriellen Anwendungen und Balneologie und Kühlung mit Thermalwasser.

Nutzung, TJ/Jahr	2010	2005	2000	1995
Oberflächennahe Systeme	214.782	87.503	23.275	14.617
Fernwärme	62.984	55.256	42.926	38.230
Gewächshäuser	23.264	20.661	17.864	15.742
Aquakulturen	11.521	10.976	11.733	13.493
landwirtschaftliche Trocknung	1.662	2.013	1.038	1.124
industrielle Prozesswärme	11.746	10.868	10.220	10.120
Thermalbäder	109.032	83.018	79.546	15.742
Fernkälte, Schnee- und Eisfreihaltung	2.126	2.032	1.063	1.124
Andere	956	1.045	3.034	2.249
Summe	438.071	273.372	190.699	112.441

■ Abb. 7: Weltweite Nutzung in TJ/Jahr

Geothermische Kraftwerke

Geothermische Kraftwerke gibt es mittlerweile in 24 Ländern rund um den Globus. Noch spielt dabei die konventionelle Nutzung von Hochenthalpieressourcen die Hauptrolle. Die Bedeutung von Kraftwerken auf der Basis hydrothermaler oder petrothermaler Ressourcen unterhalb 175°C Wasser- bzw. Gesteinstemperaturen wurde in Deutschland bereits relativ früh erkannt. Inzwischen wird sie aber auch von der internationalen geothermischen Industrie als einer der wichtigen Entwicklungs- und Wachstumsfaktoren angesehen.

Die weltweit installierte Leistung betrug Ende 2009 10.715 MW_{th} (2005: 8.933). Da Erdwärme als nichtfluktuierende Energie ständig zur Verfügung steht, können die Anlagen wie konventionelle Dampfkraftwerke gefahren werden. Der in die Netze eingespeiste Strom reicht aus, rund 52 Millionen Menschen zu versorgen. Welcher enorme Boom noch bevorsteht, kann man daran erkennen, dass nach Angaben des US-amerikanischen geothermischen Industrieverbandes Geothermal Energy Association (GEA) mittlerweile in mehr als 70 Staaten an der Entwicklung geothermischer Kraftwerke gearbeitet wird, davon allein 24 in Europa und 11 in Afrika. Trotz dieses enormen Wachstums wird damit nur ein verschwindend geringer Teil der tatsächlich verfügbaren Ressourcen erschlossen. Bereits 1999 identifizierte die GEA 39 Länder, die sich zu 100 % aus Geothermie hätten versorgen können, doch lediglich in Neun waren seinerzeit überhaupt Erdwärmekraftwerke am Netz. Aufgrund der derzeit in der Realisierung befindlichen Vorhaben geht die International Geothermal Association für das Jahr 2015 von einer geothermischen Kraftwerkskapazität von rund 18.500 MW aus. [2]

	Installiert in 2005	Installiert in 2010	Wachstum 2005-2010	Prognose für 2015
Land	MW	MW	MW	MW
Äthiopien	7,3	7,30	0	45
Argentinien	0	0	0	30
Australien	0,2	1,1	1	40
Chile	0	0	0	150
China	28	24	-4	60
Costa Rica	163	166	3	200
Deutschland	0,2	6,73	6	15
El Salvador	151	204	53	290
Frankreich	15	16	2	35
Griechenland	0	0	0	30
Guatemala	33	52	19	120
Honduras	0	0	0	35
Indonesien	797	1.197	400	3.500
Island	202	575	373	800
Italien	791	843	52	920
Japan	535	536	1	535
Kanada	0	0	0	20
Kenia	129	167	38	530
Mexiko	953	958	5	1.140
Neuseeland	435	628	193	1.240
Nevis	0	0	0	35
Nicaragua	77	88	11	240
Niederlande	0	0	0	5
Österreich	1,1	1,4	0	5
Papua – Neu Guinea	6,0	56	50	75
Philippinen	1.930	1.904	-26	2.500
Portugal	16	29	13	60
Rumänien	0	0	0	5
Russland	79	82	3	190
Slowakei	0	0	0	5
Spanien	0	0	0	40
Thailand	0,3	0,3	0	1
Türkei	20	82	62	200
Ungarn	0	0	0	5
USA	2.564	3.093	530	5.400
TOTAL	8.933	10.845	1.783	18.500

■ **Abb. 8:** Entwicklung der geothermischen Kraftwerkskapazitäten 2005 – 2010 und Ausblick 2015. Bei den Wachstumsraten wurden die Angaben gerundet.

2.2 Den Vulkan anzapfen: heißer Dampf und heißes Wasser

Die ersten Menschen waren Afrikaner. Jedenfalls lässt der Stand der Forschung diesen Schluss zu. Die Region, in der ihre Spuren zu finden sind, ist umgeben von heißen Quellen und Vulkanen. Durch die Geschichte hindurch lässt sich verfolgen, wie sich unsere Vorfahren an vielen Orten des Planeten die Energie aus der Tiefe nutzbar gemacht haben.

Die heißen, schwefelhaltigen Quellen der Toskana standen schon in der Antike wegen ihrer Heilkräfte hoch im Kurs. Im ausgehenden 18. und zu Beginn des 19. Jahrhunderts erhielten sie als Kern einer sich entwickelnden italienischen Chemieindustrie eine völlig neue Bedeutung. Nun ging es nicht mehr nur um warmes Badewasser, sondern um Stoffe wie Schwefel und Bor, die in den heißen Quellen zu finden waren. Die Energie für die Fabriken lieferte zunächst ein anderes Material: Holz aus Raubbau an den Wäldern der Toskana. Die rettete dann ein französischer Adeliger. De Larderel, von der Revolution in seinem Land vertrieben, avancierte zum Leiter der Schwefel- und Borgewinnung. Er erkannte schnell die Chance, aus einer heißen Energiequelle zu machen und so die benötigte Prozesswärme zu gewinnen. Alles in allem ein bedeutender technologischer Schritt. Die Bäume konnten also weiter wachsen, das Tal erhielt seinen Namen. So war es eigentlich nur konsequent, dass 1904 in Larderello, so heißt der Ort auch heute noch, erstmals geothermischer Strom einige Glühbirnen zum Leuchten brachte. Aus den wenigen Kilowatt von damals sind heute mehr als 800 Megawatt installierter Leistung aus Italiens geothermischen Kraftwerken geworden.



Abb. 9: Die Anlage in Larderello-Vapordotti (Toskana).
Oben: Der französische Adlige De Larderel

Bei uns in Mitteleuropa lässt die Geologie solche Anlagen nicht zu. Dafür fehlen einfach die Ressourcen. Ein solches geothermisches Dampfkraftwerk unterscheidet sich von einem konventionellen im Wesentlichen nur durch die Art des eingesetzten »Brennstoffes«. Statt Öl, Gas oder Kohle zu verfeuern, sorgt die Erdwärme für die nötige Energiezufuhr, um Wasser zu erhitzen und Dampf zu erzeugen. Um Dampfturbinen effizient betreiben zu können, muss die geothermische Quelle Temperaturen ab ca. 180 °C liefern. Diese finden sich vor allem entlang der Bruchzonen der Erdplatten, in Regionen, in denen auch Vulkane zu Hause sind. Geothermische Dampfkraftwerke können daher nur auf etwa 5 % der Erdoberfläche zur Energieversorgung beitragen.

Trotz der geologischen Rahmenbedingungen hierzulande befassen sich auch deutsche Geowissenschaftler bereits seit mehr als zwei Jahrzehnten mit der weltweiten Erschließung geothermischer Potenziale zur Stromerzeugung. Seit 2003 unterstützt zudem die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) im Auftrag des Bundesministeriums für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ) ausgewählte Entwicklungsländer bei der Ressourcenerkundung und -bewertung. Derzeit sind deutsche Forschungseinrichtungen zum Beispiel in Ostafrika, Chile oder Indonesien aktiv.



■ **Abb. 10:** Die Anlage in Mutnovsk (Kamtschatka) während des Sommers

Auf Kamtschatka, der großen Halbinsel im äußersten Osten Russlands, reiht sich ein Vulkan an den nächsten. Energierohstoffe zur Versorgung von Bevölkerung und Industrie haben gewöhnlich einen weiten und teuren Weg hinter sich, bevor sie die entlegene Region endlich erreichen. Der vulkanische Untergrund bietet jedoch eine Lösung dieser Probleme. 70 km südwestlich der Industriestadt Petropavlovsk-Kamtschatskii liegt das geothermische Feld von Mutnovsk. Dort wurden rund 90 Bohrungen abgeteuft und ca. 240 °C heißer Dampf erschlossen. Das Feld verfügt über eine Kapazität von etwa 300 MW. In Kooperation mit einem deutschen Anlagenbauer entstand dort ein geothermisches Kraftwerk mit einer Leistung von 50 MW. Die Turbinen stammen aus russischer Produktion, Leit- und Netztechnik wurden von einem deutschen Unternehmen geliefert.

Es lassen sich viele Beispiele aufführen, in denen die Erdwärme eine wichtige Rolle in der Energieversorgung eines Landes spielt. Island etwa liegt an der Nahtstelle zweier auseinanderdriftender Kontinentalplatten. Geologisch betrachtet gehört der Westen nach Amerika, der Osten zu Europa. Die Zeiten, in denen mit Holz, Torf oder Kohle geheizt wurde, sind lange vorbei. Heute liefert die Geothermie die Wärme für das Land – und das fast ausschließlich. Strom wurde weitgehend durch Wasserkraft bereitgestellt, unterstützt durch einige geothermische Kraftwerke. Deren Kapazitäten werden inzwischen stärker ausgebaut. Man setzt auf die Ansiedlung von Aluminiumindustrie und lockt mit attraktiven Energiepreisen. In der karibischen Inselwelt sind Kleinstaaten wie St. Kitts Nevis dabei, sich in der Stromversorgung zukünftig nicht nur selbst zu versorgen, sondern auch noch Energie an die Nachbarn zu liefern. Teurer Importdiesel, der den Bewohnern extrem hohe Strompreise beschert hat, kann entfallen, wenn das im Bau befindliche Kraftwerk endlich Strom in das Netz speist.



■ Abb. 11: Das Heizkraftwerk Husavik in Island mit Kalina-Technologie



■ Abb. 12: Das Heizkraftwerk Nesjavellir in Island

Länder wie die Philippinen oder Indonesien, die bereits über beträchtliche installierte Kapazitäten verfügen (s. Abb. 8), bauen ihren geothermischen Kraftwerkspark weiter aus.

2.3 Geothermische Potenziale in Deutschland

Das Innere der Erde ist also heiß. Die Schlussfolgerung zu ziehen, dass auch der Untergrund außerhalb vulkanischer Regionen in größerem Umfang geothermisch genutzt werden könnte, brauchte einen längeren Prozess. Bis Ende des vergangenen Jahrhunderts waren die geothermischen Ressourcen in Deutschland weitgehend ein Fall für einen vergleichsweise kleinen Kreis von Fachleuten. Mit dem Beginn des neuen Jahrtausends änderte sich die Situation jedoch rasch. Was löste diesen Wandel aus?

Natürlich spielten die steigenden Energiekosten eine wichtige Rolle, die die Geothermie als Alternative immer attraktiver erscheinen ließ. Auch auf der Suche nach Wegen aus der Klimafalle und unter dem zunehmenden Bewusstsein um die Endlichkeit der fossilen Energieträger gerieten die Potenziale und Möglichkeiten der Geothermie immer stärker in das Blickfeld von Politik und Wirtschaft. Vor allem eine Eigenschaft erwies sich als besonders charmant: die Erdwärme als planbare Grundlastenergie.

Eine erste entscheidende Änderung in der öffentlichen Wahrnehmung brachte 2000 die Aufnahme der Geothermie in das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG). Obwohl es zu diesem Zeitpunkt noch kein einziges Kraftwerk gab, das Strom aus Erdwärme in das Leitungsnetz hätte einspeisen können, war diese Entscheidung aber dennoch ein deutliches Signal an die entstehende Branche, ihre neuen Chancen zu nutzen. Im Laufe der folgenden Jahre wurde die Einspeisevergütung dreimal den sich verändernden Rahmenbedingungen angepasst.

Ab 2012 gilt ein Vergütungssatz von 25 Ct/kWh. Für Strom, der auch durch Nutzung petro-thermaler Techniken gewonnen wird, erhöht sich der Vergütungssatz um 5 Ct/kWh.

In 2002 wurden aus dem Zukunfts-Investitions-Programm (ZIP) des Bundes erstmals beträchtliche Mittel für eine breite Erforschung verschiedener Technologien zur geothermischen Stromversorgung bereitgestellt. Erkenntnisse aus der Tiefe zu holen, ist aufwendig, technisch wie finanziell. Es galt noch viele Probleme zu lösen. Eines der wichtigsten war, mit möglichst geringem Aufwand möglichst viel über die Verhältnisse im Untergrund zu erfahren, bevor der Bohrturm aufgestellt werden soll. Ganz genau weiß man nämlich nie, was einen in einigen Tausend Metern Tiefe erwartet. Aber man muss es möglichst genau wissen, um zu vermeiden, dass aus der teuren Bohrung eine finanzielle Ruine wird. Man braucht aber auch leistungsfähige Turbinen, die mit relativ geringen Temperaturen ab 120°C zureckkommen. Man braucht energie sparende Pumpen, die das heiße Wasser an die Oberfläche befördern. Man braucht Bohgeräte, die schnell und präzise in die Tiefe vordringen können, angepasst an die speziellen Anforderungen eines geothermischen Projekts. Möglichst leise sollen sie sein, weil häufig dort gebohrt werden muss, wo Menschen in der Nachbarschaft wohnen.

In den vergangenen Jahren konnten enorme Fortschritte erreicht werden, was unser Wissen über die Verhältnisse im Untergrund angeht, was die Genauigkeit von geologischen Erkundungen betrifft, die Entwicklung neuer Tiefbohrgeräte, Messeinrichtungen und -verfahren oder Niedertemperaturturbinen. Die eingesetzten Forschungsgelder bringen Früchte in Form von Arbeitsplätzen und innovativen Produkten.



■ Abb. 13: Eine lärmarme Bohranlage in Hannover

2003 veröffentlichte das Büro für Technikfolgenabschätzung (TAB) des Deutschen Bundestages eine Studie, die deutlich macht, dass die »geothermische Energie grundsätzlich eine ernstzunehmende Option für die zukünftige Energieversorgung darstellt« [3]. Auf der Basis dieser Daten beauftragte das Parlament 2004 die Bundesregierung, mit einem eigenen Programm die Weichen für einen verstärkten Einsatz geothermischer Energie zu stellen sowie Forschung und Nutzung voranzutreiben. Und 2008 schließlich fand sich die Geothermie auch im Marktanreizprogramm (MAP) des Bundes wieder.

In der Tiefen Geothermie konzentrierten sich die Wärmeversorgungsprojekte in den vergangenen Jahren auf die bekannten Thermalwasserregionen, vor allem aber auf das Norddeutsche Tiefland und das Süddeutsche Molassebecken.

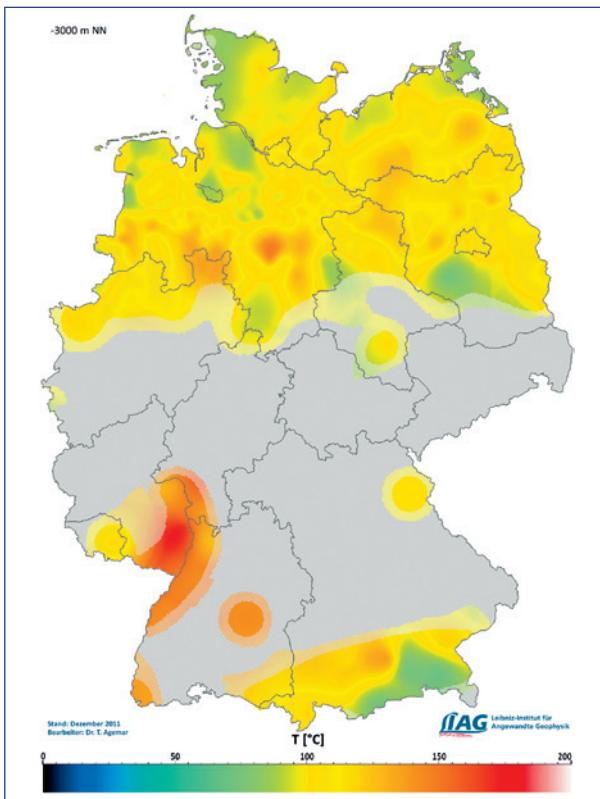
Exakte flächendeckende Daten über die geothermische Ressourcenlage liegen für Deutschland noch immer nicht vor. Aus den vorhandenen Untersuchungen und Potenzialabschätzungen lässt sich jedoch ein einigermaßen plausibles Bild erstellen. Einen wichtigen Baustein lieferte dabei die »TAB Studie«, die der Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages in Auftrag gegeben hatte. Diese hatte die Aufgabe, die Potenziale zur geothermischen Stromerzeugung in Deutschland im Bereich zwischen 3.000 und 7.000 m Tiefe zu ermitteln. Bearbeitet wurde die Fläche der Bundesrepublik auf der Basis der unterschiedlichen bekannten Reservoirtypen:

- Heißwasseraquifere
- Kristalline Gesteine
- Störungszonen

Obwohl zur Ermittlung für die Stromerzeugung geeigneter Ressourcen gedacht, lieferte sie auch wertvolle Daten für reine Wärmenutzungen.



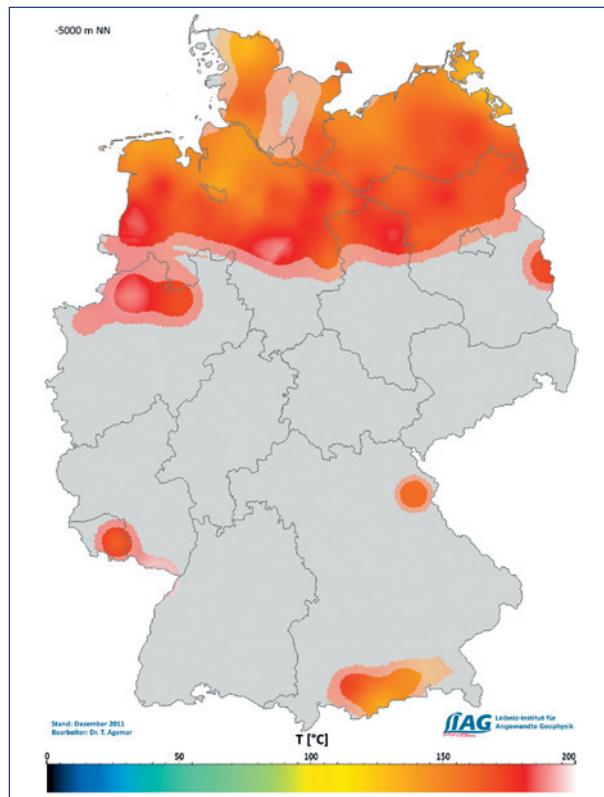
■ Abb. 14: Karte der Thermalwasservorkommen in Deutschland



■ Abb. 15:
Temperaturverteilung im Untergrund (ca. 3.000 m) in Deutschland. In den grauen Flächen liegen keine Temperaturnmessungen vor.

Abb. 16:

Temperaturverteilung im Untergrund (ca. 5.000 m) in Deutschland. In den grauen Flächen liegen keine Temperaturnmessungen vor.



Um das zu erkennen, braucht man nur einen Blick auf die beiden Karten zu werfen. Sehr schnell lässt sich feststellen, welche Gebiete allein aufgrund der Temperaturen besser für eine geothermische Nutzung geeignet sind als andere. Bohrtiefen sind ein entscheidender Kostenfaktor in einem geothermischen Projekt.

Heißwasser-Aquifere findet man vor allem im Norddeutschen Tiefland (Norddeutsches Becken), im Oberrheintal (Oberrheingraben) und im Gebiet zwischen der Donau und den Alpen (Süddeutsches Molassebecken).

Hier wurden ermittelt:

	Elektrische Energie [EJ]	Wärme (oW) [EJ]	Wärme (mW) [EJ]
Norddeutsches Becken	6,8	18	36
Oberrheingraben Buntsandstein	1,8	4,4	8,7
Oberrheingraben Muschelkalk	0,24	0,62	1,2
Süddeutsches Molassebecken	0,6	2,5	5,1
Deutschland gesamt ca.	9,4 (300 GWa)	25 (790 GWa)	50 (1.600 GWa)

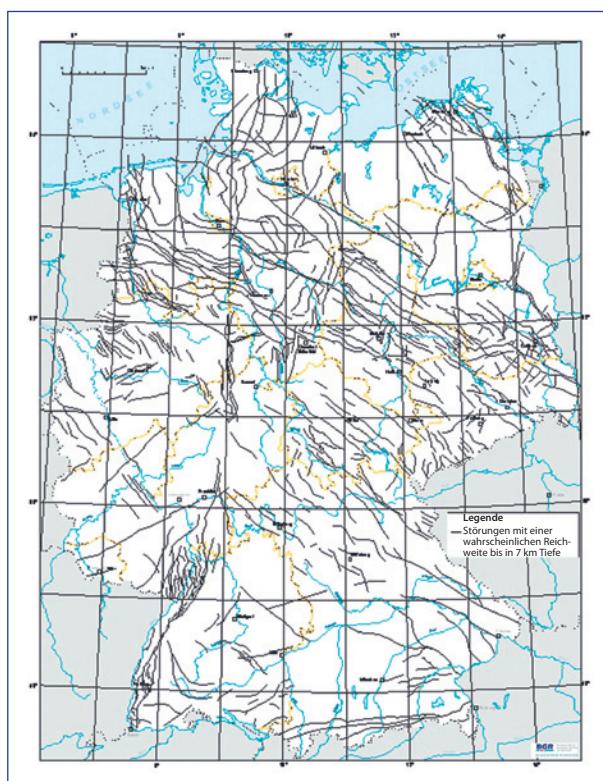
Abb. 17: Strom- und Wärmepotenzial der Heißwasser-Aquifere in Deutschland (oW = ohne Wärmepumpe, mW = mit Wärmepumpe)

Kristalline Gesteine sind Festgesteine im Untergrund, über die sich im Laufe der Erdgeschichte weitere Gesteinsschichten abgelagert haben (Sedimente). Ermittelt wurden die Potenziale im Norddeutschen Becken, im Oberrheingraben sowie im Mittel- und Süddeutschen Kristalliningebiet:

	Elektrische Energie [EJ]	Wärme (oW) [EJ]	Wärme (mW) [EJ]
Norddeutsches Becken	66	100	190
Oberrheingraben	62	76	140
Mittel- und süddeutsches Kristalliningebiet	940	1.400	2.500
Deutschland gesamt ca.	1.100 (35.000 GWa)	1.600 (51.000 GWa)	2.800 (89.000 GWa)

■ **Abb. 18:** Strom- und (Nutz-)Wärmepotenzial der kristallinen Gesteine in Deutschland (oW = KWK ohne Wärmepumpe, mW = KWK mit Wärmepumpe)

Störungszonen entstehen in den Gesteinen der oberen Erdkruste durch tektonische Kräfte. Sie können höhere Wasserdurchlässigkeiten aufweisen, als das sie umgebende Gestein. Bewegungen des Wassers im Untergrund konzentrieren sich daher auf diesen, durch die Störungen geschaffenen Bahnen. Steigt Wasser auf, transportiert es Wärme aus größeren Tiefen in höhere, für geothermische Nutzungen interessante, weil wirtschaftlicher erschließbare Bereiche. Die für die Erschließung erforderlichen Techniken sind vorhanden.



■ **Abb. 19:**
Karte der Tiefenstörungen in Deutschland

Ermittelt wurden:

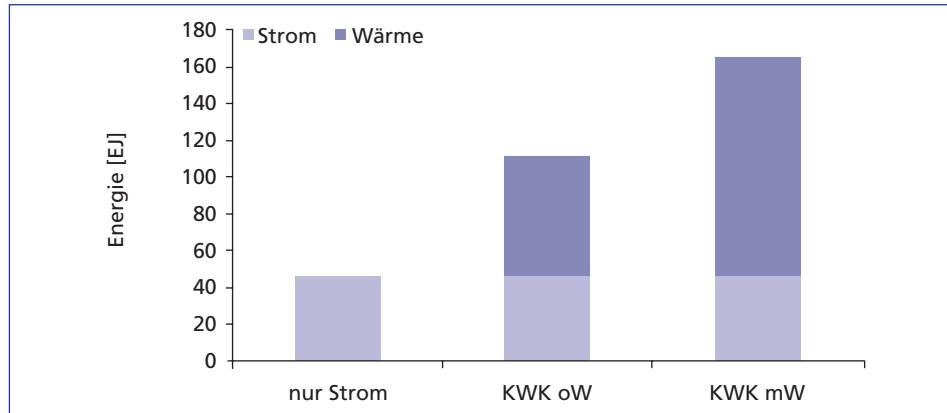


Abb. 20: Technisches Potenzial der Störungszonen zur Bereitstellung elektrischer und thermischer Energie für unterschiedliche Betriebsarten (KWK oW = Kraft-Wärme-Kopplung ohne Wärmepumpe, KWK mW = mit Wärmepumpe)

Das technische Gesamtpotenzial zur geothermischen Stromerzeugung gibt die TAB-Studie mit ca. 1.200 Exajoule (etwa 300.000 TWh) an, was etwa dem 600-fachen des deutschen Jahresstrombedarfs von ca. 2 Exajoule entspricht.

Aus der zusammenfassenden Grafik zeigt sich überdeutlich, welche Potenziale zukünftig erschlossen werden müssen, um die Möglichkeiten der Geothermie umfassend nutzen zu können.

95 % der Ressourcen finden sich in den heißen und trockenen Gesteinen außerhalb von Thermalwasserregionen und Störungszonen. Diese Erkenntnis gilt im Übrigen nicht für Deutschland allein, sondern kann im Grunde genommen auf jedes Gebiet außerhalb vulkanisch gebundener Zonen angewendet werden. Weltweit liegt also der größte Teil der erschließbaren

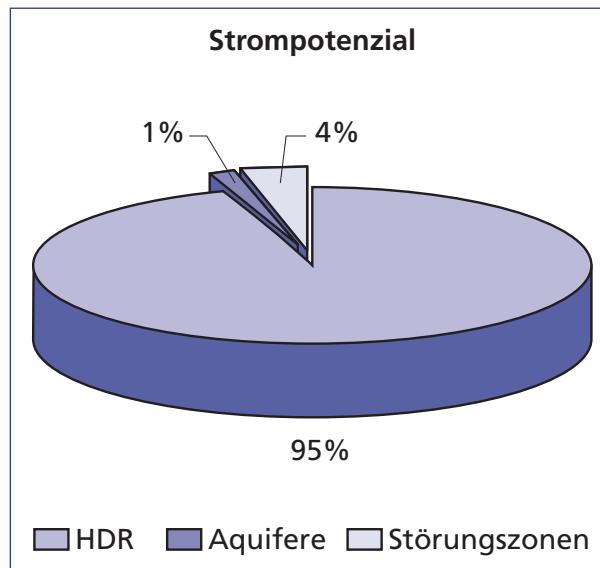


Abb. 21:

Anteil der drei Reservoirtypen am technischen Potenzial geothermischer Stromerzeugung

Ressourcen noch brach. Genutzt werden derzeit nur eher schmale Ausschnitte der vorhandenen Möglichkeiten.

In den zurückliegenden Jahrzehnten geothermischer Entwicklung spielten petrothermische Ressourcen vor allem deswegen eine untergeordnete Rolle, weil die Erschließungstechnologien zunächst noch entwickelt werden mussten und die möglichen Kosten weit jenseits der Wirtschaftlichkeitsschwelle schienen. Mittlerweile stellt sich die Situation der Engineered Geothermal Systems weitaus günstiger dar. Für die Erschließung der Ressourcen stehen entsprechende Verfahren zur Verfügung, die Energiepreise haben drastisch angezogen, die Endlichkeit fossiler Quellen wird immer deutlicher. Die aus dem Klimawandel entstehenden Probleme verlangen nach angepassten Lösungen. Auch die Fragen von Energieautonomie und damit verbunden, die der Versorgungssicherheit, nehmen in den Überlegungen einen immer größeren Platz ein. Für die Mehrheit der Akteure des geothermischen Weltkongresses 2010 in Bali schien es daher klar, dass die Zukunft den petrothermalen Systemen gehören wird.

Die TAB-Studie verweist allerdings zur Recht darauf, dass die Nutzung des technischen Potenzials durch Einschränkungen auf Nachfrageseite erheblich begrenzt werden können. Aus Effizienzgesichtspunkten wäre es z. B. wünschenswert, wenn petrothermale Kraftwerke ihren Abwärmeüberschuss sinnvoll nutzen könnten. Eine Herausforderung, die an jedem Standort individuell gelöst werden muss und für die sich nicht in jedem Fall eine Lösung finden lassen wird.

In Deutschland entstand, erzwungen durch das Fehlen von Heißwasser- und Heißdampfsourcen, ein spezielles Know-how für eine breite Palette der »Niedertemperatur-Geothermie«, sei es hydrothermal oder petrothermal. Während weltweit Geothermie in den Vorstellungen der Leute mehr oder weniger mit Vulkanen und Dampf und großen Kraftwerken verbunden blieb, entwickelte sich hierzulande eine Situation, die sich auf eine breite Nutzung mit vielen Anwendungsbereichen ausrichtete. Dahinter stand die Idee der »Geothermie für alle«, die wohl nirgendwo so weit und so konsequent vorangetrieben wurde wie bei uns. Inzwischen macht sie Aufsehen rund um den Globus.

Aus tiefen hydrothermalen und petrothermalen Anlagen wird mehr Energie entnommen, als aus dem Untergrund nachfließt, sonst wäre kein wirtschaftlicher Betrieb möglich. Hydrothermale und petrothermale Anlagen werden auf eine Amortisationszeit von 20 Jahren angelegt, betrieben werden können sie je nach Situation zwischen 30 und 100 Jahren. Danach müsste die um die Bohrungen entstandene Wärmesenke wieder die Möglichkeit erhalten, sich durch den unterirdischen Wärmefluss aufzufüllen. Für einen weiteren Betrieb müsste im Erlaubnisfeld nach alternativen Bohrstandorten gesucht bzw. andere Teile des Reservoirs erschlossen werden.

Potenziale der oberflächennahen Erdwärmenutzung		
Theoretisches Potenzial (a)	[EJ/a]	130
Technisches Angebotspotenzial (Erdwärme) (b)	[PJ/a]	940
Technisches Nachfragepotenzial (Nutzwärme) (c)	[PJ/a]	1.316

- a) bei einem maximal gewinnbaren Energieaufkommen von 360 MJ/(m²a) auf der gesamten Oberfläche Deutschlands
- b) bei einem maximal gewinnbaren Energieaufkommen von 360 MJ/(m²a) auf zur oberflächennahen Erdwärmenutzung geeigneten Flächen
- c) Wärmenachfrage im Niedertemperaturbereich von Haushalten, Kleingewerbe und Industrie bei einer durchschnittlichen Wärmepumpenarbeitszahl von 3,5.

■ **Abb. 22:** Potenziale der oberflächennahen Erdwärmenutzung

Potenziale der hydrothermischen Geothermienutzung				Bei einer Wärmenutzung innerhalb 100 Jahren	Technische Nachfrage Potenzial Nachfrage Kleinverbraucher u. Industrie (Niedertemperaturnachfrage)
Fläche	Theor. Potenzial	Technisches Potenzial	[PJ]		
	[km ²]	[EJ]	[PJ]	[PJ/a]	[PJ/a]
Süddeutsches Molassebecken	20.000	6.700	88.000	880	112
Norddeutsches Molassebecken	100.000	33.600	50.000	500	868
Oberrheingraben	5.000	1.700	60.000	600	97
Deutschland gesamt	125.000	42.000	198.000	1.980	1.077

■ Abb. 23: Potenziale der hydrothermischen Geothermienutzung

Geothermische Strompotenziale	Stromerzeugungspotenzial [TWh/a]
Erzeugungspotenzial bei 1.000 Jahren Nutzung	321
Nachfragepotenzial stromgeführt, 60 %-ige Grundlastabdeckung	288
Nachfragepotenzial wärmegeführt, Abdeckung der derzeitigen Wärmenachfrage (5.250 PJ/a)	140
Nachfragepotenzial wärmegeführt, Wärmebedarf in für Wärmeteilnetze geeigneten Bereichen (2.529 PJ/a)	66
Nachfragepotenzial wärmegeführt, Fernwärme wird ersetzt (334 PJ/a)	10

■ Abb. 24: Geothermische Strompotenziale

Geothermische Strom- und KWK-Potenziale in Deutschland			
	elektrische Energie	KWK oW Wärme [EJ]	KWK mW Wärme
Kristalline Gesteine HDR	1.100	1.600	2.800
Störungszonen	45	65	120
Heißwasser-Aquifere	9	23	50
Gesamtenergie	1.200	1.700	3.000
Gesamtenergie [GWa]	3.700	5.300	95.000

■ Abb. 25: Geothermische Strom- und KWK-Potenziale in Deutschland

Wie viel geothermische Energie in Deutschland zukünftig tatsächlich genutzt werden wird, hängt nicht allein von den natürlichen Ressourcen ab. Diese sind im Übermaß vorhanden. Viel entscheidender ist der Wille, dieses Angebot auch annehmen zu wollen und die gesellschafts-

lichen und politischen Rahmenbedingungen zu schaffen, dass es auch angenommen werden kann. Und nicht zuletzt natürlich: Gelingt es uns, die Energie zu bezahlbaren Preisen bereitzustellen?

Die saubere Energie aus der Tiefe schafft inzwischen Arbeit für mehr als zehntausend Menschen in Planungs- und Architekturbüros, in Handwerksbetrieben und in der Tiefbohrindustrie, im Maschinen-, Komponenten-, Anlagen- und Brunnenbau, bei den Herstellern von Pumpen und Wärmepumpen, von Sonden- und Fernwärmerohren und vielen anderen Bereichen. Unspektakulär und unauffällig liefert die Geothermie Wärme und/oder Klimakälte für fast 300.000 Gebäude überall im Land. Jedes Jahr kommen über 30.000 neu hinzu.

3 Geologische Rahmenbedingungen und untertägige Erschließung

Das größte technische geothermische Potenzial liegt in den Kristallingesteinen. Diese bestehen im Wesentlichen aus Graniten oder granitähnlichen Gesteinen und Gneisen. Im Untergrund von Deutschland sind die Kristallingesteine in unterschiedlichen Tiefen nahezu überall vorhanden. In Mittel- und Süddeutschland ist das kristalline Grundgebirge schon in Tiefen von wenigen hundert Metern bis ca. 1.900 m unter Gelände anzutreffen. In Richtung des Südrands des süddeutschen Molassebeckens nördlich der Alpen taucht das Kristallin in Tiefen von mehr als 5 km ab (Kap. 5, Abb. 69).

Im nördlichen Mitteldeutschland im Bereich der Altmark wird das kristalline Grundgebirge am Gardelegen-Tiefensprung in über 9 km abgesenkt. Darüber befinden sich allerdings oberkarbonische und unterpermische Vulkanite, die teilweise Mächtigkeiten von über 2 km aufweisen und in Tiefen von bis zu 7 km geothermisch genutzt werden können (s. Querprofil in Kap. 5, Abb. 69).

Die Kristallingebiete, in denen sich nach derzeitigem Kenntnisstand die Geothermie mittels petrothermaler Systeme nutzen lässt, gliedern sich in zwei großflächige Bereiche (Kap. 5, Abb. 68):

- Das Norddeutsche Becken mit den oberkarbonischen und unterpermischen Vulkaniten und der kristallinen Grundgebirgssockel im Bereich von Rügen.
- Das mittel- und süddeutsche Kristallingebiet

Durch im Lauf der früheren Erdgeschichte (vor ca. 370 bis 320 Mio. Jahren) erfolgte plattentektonische Kollisionsprozesse wurde der größere Teil Mitteleuropas von einem erdgeschichtlich variszisch geprägten Grundgebirgssockel gebildet. Zwischen den jüngeren Deckgebirgschichten des Zechsteins bis zum Tertiär ist dieser Sockel in verschiedenen Grundgebirgsaufbrüchen erschlossen. Im Hinblick auf die unterschiedliche sedimentär-vulkanische und tektonische Entwicklung und ihrer metamorphen Entstehung lassen sich diese heutigen Gebirgszüge des variszischen Grundgebirges in Mitteleuropa etwa in von Südwest bis Nordost verlaufende Zonen aufgliedern (Kap. 5, Abb. 70, rechte Abbildung). Im südlichen Anschluss an das Norddeutsche Becken bilden die gefalteten devonischen und karbonischen Schiefer-, Sandstein- und Kalksteinfolgen der Ardennen, des Rheinischen Schiefergebirges und des Harzes die nördliche Zone des Rhenoherzynikums. Die im südlichen Bereich des Herzynikums verlaufende Phyllitzone wird zum Rhenoherzynikum gezählt. Das Rhenoherzynikum steht nach Westen mit dem nördlichen Außenvariszikum Südwestenglands in direkter Verbindung. Ihre östliche Fortsetzung ist östlich des Flechtinger Höhenzuges im Untergrund Nordostdeutschlands nur lückenhaft durch Bohrungen bekannt.

Südlich des Rhenoherzynikums schließt sich die Saxothuringische Zone (Saxothuringikum) an. Deren nördlichster Abschnitt wird als Mitteldeutsche Kristallinzone oder auch Schwelle (MKZ) bezeichnet. Die Zone wird von variszischen Granitoiden und von verschiedengradig niedermetamorphen Sediment- und Vulkanitserien des Jungproterozoikums und Altpaläozoikums aufgebaut. Sie ist hauptsächlich im Odenwald und Spessart sowie im Thüringer Wald bei Ruhla und im Kyffhäuser in über Tage anstehenden Gebirgsteilen aufgeschlossen. In ihrem zentralen und südlichen Teil besteht die Saxothuringische Zone aus gefalteten und teilweise metamorphen Sedimentfolgen und Vulkaniten des Kambriums bis Unterkarbons. Hauptaufschlussge-

biet ist das Thüringisch-Sächsische Grundgebirge am Nordwestrand des Böhmisches Massivs. Nach Westen ist das Saxothuringikum bis in die nördlichen Vogesen und nach Ergebnissen von Tiefbohrungen bis an den Ostrand des Pariser Beckens zu verfolgen. Ihre östliche Fortsetzung bildet das Lugikum der Lausitz und der Westsudeten.

Südlich des Saxothuringikums schließt sich das Moldanubikum an. Dieses bildet den zentralen Bereich der mitteleuropäischen Varisziden. Zu ihr gehören der überwiegende Teil des Böhmisches Massivs, des Schwarzwaldes und der Vogesen. Zwischen Schwarzwald und Bayeirischem Wald ist das Kristallin des Moldanubikums in teilweise sehr geringen Tiefen von wenigen Hundert Metern anzutreffen. Das Gebirge besteht im Wesentlichen aus hochmetamorph überprägten Gesteinen (Gneisen) sowie aus Graniten und Granitoiden.

Als gesonderte Einheit ist der Oberrheingraben abgegrenzt. Hier ist durch die Grabenbildung das Kristallin aller 4 Zonen um mehrere Kilometer abgesenkt worden. Auch heutzutage noch senkt sich der Graben im Rahmen einer aktiven Tektonik ab.

Neben dem Potenzial der Kristallingesteine stehen auch tiefreichende Störungssysteme für die petrothermale Nutzung zu Verfügung. Eine Übersicht über den Verlauf tiefreichender tektonischer Störungen (Erdkrustenverschiebungen) ist in Kap. 5, Abb. 70 gegeben. Diese Störungssysteme können in die Schaffung von untertägigen Wärmetauscherflächen einbezogen werden.

3.1 Generelle Abfolge der Vorerkundung und Erschließungsarbeiten

Entweder werden Heißwasser- oder Heißdampfvorkommen (hydrothermale Systeme) oder heiße Tiefengesteine mit geringen oder gar keinen natürlichen Wasservorkommen (petrothermale Systeme) erschlossen. Die unterschiedlichen Systeme erfordern angepasste Methoden zur Vorerkundung und unterscheiden sich in ihren Anforderungen. Die Erschließungskonzepte variieren aufgrund der unterschiedlichen natürlichen Wasserführung und geologischen Bedingungen. Im Folgenden wird ein genereller Überblick zur Erschließung der Tiefengeothermie gegeben (Abb. 26). Kapitel 5 stellt die Besonderheiten der Erschließung petrothermaler Systeme vor.

Der bergrechtliche Aufsuchungsantrag wird auf der Grundlage der in der Vorerkundung ermittelten geologischen Rahmenbedingungen erstellt und beim zuständigen Landesbergamt zur Genehmigung eingereicht. Hierbei ist von besonderer Bedeutung, dass das vorgesehene Arbeitsprogramm dem beantragten Zeitraum (bis zu 5 Jahren) entspricht und die Finanzierung der Aufsuchungskosten, die mit einer seismischen Vorerkundung und der ersten Tiefbohrung durchaus bis zu 15 Mio. EUR betragen können, glaubhaft nachgewiesen werden.

Ablauf von Vorerkundung und bohrtechnischen Erschließungsarbeiten:

- Durchführung einer generellen Daten- und Bestandsanalyse
- Einsichtnahme in seismische Profile und relevante Bohrungsdaten zur Vorabbewertung der geologischen Eignung des Interessengebietes
- Vorbereitung des Erwerbs seismischer Daten der Erdöl- und Erdgasindustrie mittels Auswahl geeigneter seismischer Profile
- Vorbereitungen zur Reinterpretation der seismischen Daten und Prüfung der Erfordernis weiterer Messungen

- Gegebenenfalls Durchführung weiterer seismischer 2- oder 3-D-Messungen (Abb. 27)
- Recherchen und Vorabinterpretation zur Lage der geologischen Zielhorizonte und der tektonischen Strukturen
- Abklärung von Genehmigungsfragen und erforderlichen betriebstechnischen Unterlagen
- Versicherungsfragen und Prüfung der Versicherbarkeit des Projekts
- Besprechungen mit Ämtern, Verwaltungen, Anbietern, Versicherungen
- Ermittlung möglicher zukünftiger Wärmenutzungskonzepte
- Durchführung einer Risikoanalyse zur Bohrung und zum gesamten Projekt
- Erstellung von Investor-Fact-Sheets und Businessplänen auf der Basis der Ergebnisse der Machbarkeitsstudie, um Finanzierungen und Investoren einzuwerben
- Antrag zur bergrechtlichen Aufsuchungserlaubnis
- Erstellung eines bohrtechnischen Erschließungskonzeptes
- Durchführung des Basic Engineering

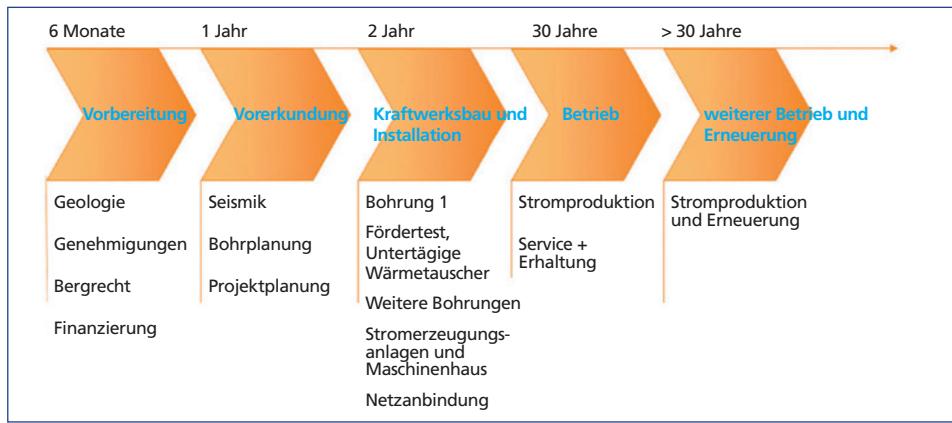
Nach den geologischen Voruntersuchungen und, soweit möglich, einer seismischen Reinterpretation von Daten oder gegebenenfalls der Auswertung und Interpretation von neuen seismischen Messungen wird das Basic Engineering für den Untertageteil des geothermischen Kraftwerks durchgeführt.

Im Rahmen des Basic Engineerings wird eine Strategie erarbeitet, um die Zielbereiche des potenziellen Reservoirs durch Bohrungen von ca. 2,5 bis 6 km Tiefe zu erschließen. Hier werden erste Angaben zum Bohrungsverlauf, der Entnahme von Bohrkernen (Coring), der gesamten Bohrverrohrung und auch dem gegebenenfalls erforderlichen Ablenken der Bohrungen in die Bereiche der aussichtsreichsten Wasserwegsamkeiten (hydrothermale Konzepte) oder günstige Bedingungen für die Schaffung untertägiger Wärmetauscherflächen (petrothermale Systeme) gemacht.

- Projekt- und Bohrausschreibung auf der Basis des Basic und Detail Engineering
- Angebotsprüfungen und Angebotsbewertung mit zugehörigen Besprechungen bis zur Vergabe
- Erstellung von Betriebsplänen zur Errichtung des Bohrplatzes und Durchführung der Bohrung und Genehmigung
- Niederbringen der Bohrung (Abb. 28 bis 30)
- Durchführung von geophysikalischen Bohrlochmessungen (Abb. 31)
- Durchführung hydraulischer Tests (Abb. 32)

Während und/oder nach Erreichen der Endtiefen werden dann entsprechende Produktionstests bzw. Injektionstests/hydraulische Stimulationen durchgeführt. Die Ergebnisse der hydraulischen Tests zeigen, ob gegebenenfalls noch Verbesserungsmaßnahmen (z. B. weitere Stimulationen) erfolgen müssen. Sobald die Bohrung niedergebracht und Bohrlochmessungen sowie Tests durchgeführt sind, lässt sich die Gewinnbarkeit des Bodenschatzes Erdwärme darstellen:

- Für die Erteilung einer bergrechtlichen Bewilligung zur Förderung der Erdwärme ist es erforderlich, in einem Modellierungsverfahren die Ausbreitung und den Einfluss der Energieextraktion auf Nachbarkonzessionen zu ermitteln.



■ **Abb. 26:** Genereller Ablauf der Erschließung und Nutzung in einem Geothermieprojekt. Im Verlauf sind Arbeiten zur Vorerkundung recht ähnlich. Die im zweiten Jahr erwähnten untertägigen Wärmetauscher, die mittels hydraulischer Stimulation geschaffen werden, beziehen sich auf ein petrothermales System. Bei diesen sind dann die gesteinsmechanischen Eigenschaften und das Spannungsfeld im Gebirge von großer Bedeutung

- Gegebenenfalls kann von der Bergbehörde auch der Nachweis einer ausreichenden Reinjektionsmöglichkeit des produzierten Fluids verlangt werden. In diesem Fall muss auch eine der Reinjektionsbohrung abgeteuft werden, um eine Bewilligung zur Gewinnung zu erhalten.

Mit den Ergebnissen der Wasserproduktion kann dann der Oberetageteil des Kraftwerks installiert werden. Die Nutzung der Erdwärme kann starten.

3.2 Durchführung einer Machbarkeitsstudie und geologische Vorerkundung

Die erfolgreiche Erschließung geothermischer Lagerstätten hängt sehr stark von einer guten und zielgerichteten Vorerkundung ab. Erschlossen werden entweder Heißwasser- oder Heißdampfvorkommen (hydrothermale Systeme) oder heiße Tiefengesteine mit geringen oder gar keinen natürlichen Wasservorkommen (petrothermale Systeme). Die unterschiedlichen Systeme erfordern angepasste Methoden zur Vorerkundung und unterscheiden sich in ihren Anforderungen.

Bei hydrothermalen Systemen muss ein heißwasserführender Gesteinshorizont (Aquifer) erschlossen werden. Bei petrothermalen Systemen sind im Wesentlichen in generell niedrig durchlässigen Gesteinen untertägige Wärmetauscherflächen zu schaffen. Die Machbarkeitsstudie wird daher bei hydrothermalen Systemen auf die Tiefenlage (Temperatur) und die mögliche Wasserführung des Aquifers konzentrieren. Bei einem petrothermalen System sind insbesondere die Tiefe – und damit eine hohe nutzbare Temperatur – die Gesteinsart (vorteilhaft sind Granite und Gneise), das Spannungsfeld und die Fracbarkeit sowie das Offenbleiben der geschaffenen untertägigen Wärmetauscherflächen von großer Bedeutung.

Gerade bei hydrothermalen Systemen ist die Auswahl der Lokation besonders wichtig. Sie wird von dem möglichen nutzbaren Aquifer und – bei einem Wärmeversorgungsprojekt – zusätz-

lich vom Standort der Abnehmer bestimmt. Um die Risiken einer erfolgreichen Erschließung zu minimieren, wird eine Machbarkeitsstudie durchgeführt. Mit ihr wird im ersten Schritt eine Bestandsanalyse aller möglichen verfügbaren Daten durchgeführt. Diese soll Informationen über die Tiefe und Temperatur des Aquifers oder des Reservoirs, der geologischen Abfolge, der Gesteinsarten und Porositäten, tektonischen Störungen, der hydraulischen Durchlässigkeiten und eventuell über Förderhöhen aus der späteren Bohrung erbringen. Nach der Datenanalyse wird ermittelt, welche Daten frei zugänglich sind, welche über Genehmigungen zur Einsichtnahme ermittelt und welche erforderlichenfalls mit zusätzlichen Messungen (z. B. Seismik, Geoelektrik, Magnetotellurik, Gravimetrie (vgl. Kap. 3.3) oder durch Reprocessing / Neuinterpretation gewonnen werden müssen.

Oftmals sehr hilfreich für die grundlegende Datenermittlung sind z. B. die Internetportale:

- GeotIS des Leibniz-Instituts für Angewandte Geophysik (LIAG), Hannover
- NIBIS Kartenserver des Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), Hannover
- Geophysikalisches Informationssystem des LIAG Hannover

und entsprechende Literatur. Insbesondere für Nord- und teilweise für Mitteldeutschland hat sich der Geotektonische Atlas von Nordwestdeutschland/Nordostdeutschland bewährt.

Auch die Bohrdatenbank des LBEG gibt Hinweise auf wichtige Erschließungskriterien. Bei nicht freigegebenen Daten (Bohr- und geophysikalische Daten) muss zur detaillierten Einsichtnahme die Genehmigung des Eigentümers eingeholt werden. Hilfreich für eine Vorerkundung sind in der Nähe liegende Bohrungen, die oft auf frühere Kohlenwasserstoffexplorationen durch die Erdöl- und Erdgasindustrie zurückgehen.

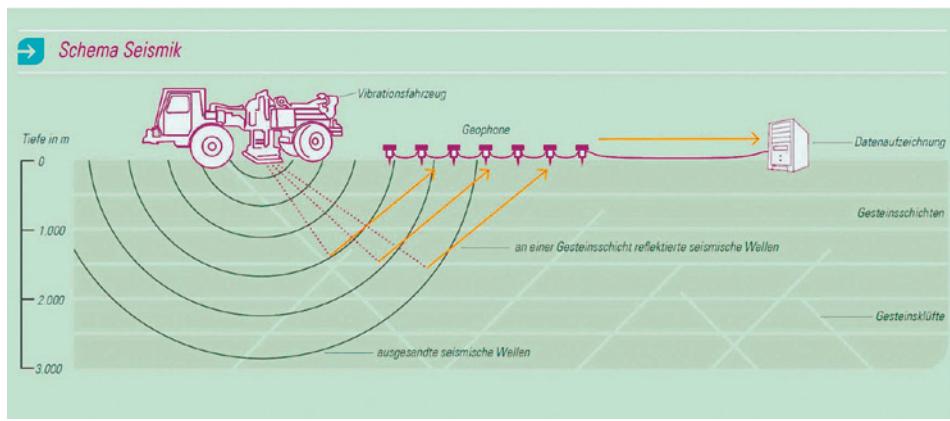
3.3 Geophysikalische Vorerkundung

Falls keine verwertbaren Daten vorliegen oder ermittelt werden können, wird der Untergrund mit geophysikalischen Verfahren hinsichtlich der Erschließung untersucht. Als standardisierte Verfahren werden Seismik, Geoelektrik, Magnetotellurik und Gravimetrie angewendet.

Seismik

Soweit Altseismik und Reprocessing nicht die gewünschten Ergebnisse erbracht haben, wird der Untergrund mit Schallwellen untersucht, um genaue Daten zu erhalten. Die geophysikalischen Untersuchungen sind notwendig, um den Landeraum der Bohrung genauer eingrenzen und festlegen zu können. Damit lässt sich das Risiko zu geringer Förderraten und zu niedriger Temperaturen minimieren. Auf der Basis der erteilten Genehmigung werden die Messstrecken und Standorte der Messpunkte der Vibratorfahrzeuge festgelegt. Diese Fahrzeuge senden seismische Schallwellen halbkugelförmig in den Untergrund (Abb. 27), die von den unterschiedlich harten Gesteinsschichten verschieden reflektiert werden.

Die seismischen Wellen sind ausschließlich in unmittelbarer Fahrzeughöhe zu spüren. Über so genannte Geophone (Sensoren für Bodenschwingungen) werden die Reflexionen oder Wellenbrechungen aufgezeichnet. Die gewonnenen Daten ergeben ein Wellenbild des Untergrunds, das mit den entsprechenden Erfahrungen interpretiert werden muss. Abb. 77 in Kap. 5 zeigt als Beispiel Ergebnisse einer seismischen Messung.



■ Abb. 27: Seismische Tiefenerkundung mittels Vibroseismik-Messungen

Magnetotellurik

Durch das Ermitteln der elektromagnetischen Änderungen des Erdmagnetfeldes aufgrund von untertägigen Einflüssen können Wasservorkommen in der Tiefe entdeckt werden. Dieses Verfahren findet insbesondere bei der Erkundung von Heißwasserlagerstätten in Vulkanregionen Anwendung und wird – nach entsprechenden Anpassungsarbeiten – zunehmend auch für hydrothermale Erkundungsarbeiten im Mitteleuropa eingesetzt. Restunsicherheiten über die Wegsamkeiten und Fließfähigkeit des Fluids bleiben allerdings bestehen.

Gravimetrie

Über Messungen des Schwerkraftfelds in der Tiefe können unterschiedliche Gesteinskörper mit verschiedenen Gesteinsdichten und Grabensysteme entdeckt werden. Die genannten Verfahren sollten in Kombination eingesetzt werden, um richtungsweisende Informationen zu erhalten.

3.4 Erschließung mittels Bohrung

Um ein heißes Aquifer oder ein Gesteinsreservoir zu erschließen, ist der Zugang über eine Tiefbohrung erforderlich. Für die Durchführung einer Bohrung benötigt man neben der bergrechtlichen Aufsuchungserlaubnis für den Bodenschatz Erdwärme (gegebenenfalls in Kombination mit Sole) genehmigte Betriebspläne zur Errichtung eines Bohrplatzes, zum Niederbringen der eigentlichen Bohrung, zur Durchführung der Bohrlochmessungen und der Tests im Bohrloch. Das Abteufen der Bohrungen erfolgt in Abhängigkeit von den geologischen Verhältnissen und der erforderlichen Endteufe in verschiedenen Phasen.

Die Tiefbohrung wird in verschiedenen Abschnitten mittels des überwiegend angewandten Rotary-Bohrverfahrens niedergebracht. Hierbei wird der Bohrstrang entweder von einem Drehtisch in der Arbeitsbühne oder einem Elektromotor im Bohrturm in Rotation versetzt. Dadurch dreht sich ein am unteren Ende der Bohrgarnitur angeschraubter Bohrmeißel, der das Gestein zerkleinert. Zur genauen Steuerung des Bohrlochverlaufes wird heutzutage oft ein Bohrmotor (Turbine) eingesetzt, der den Meißel am unteren Teil der Garnitur antreibt. Über eine zirkulierende Bohrspülung wird das erbohrte Bohrklein an die Oberfläche gefördert, wo

Abb. 28:

Bohrmeißel an der Bohrgarnitur unter einem Stabilisator und Bohrgestänge im Turm

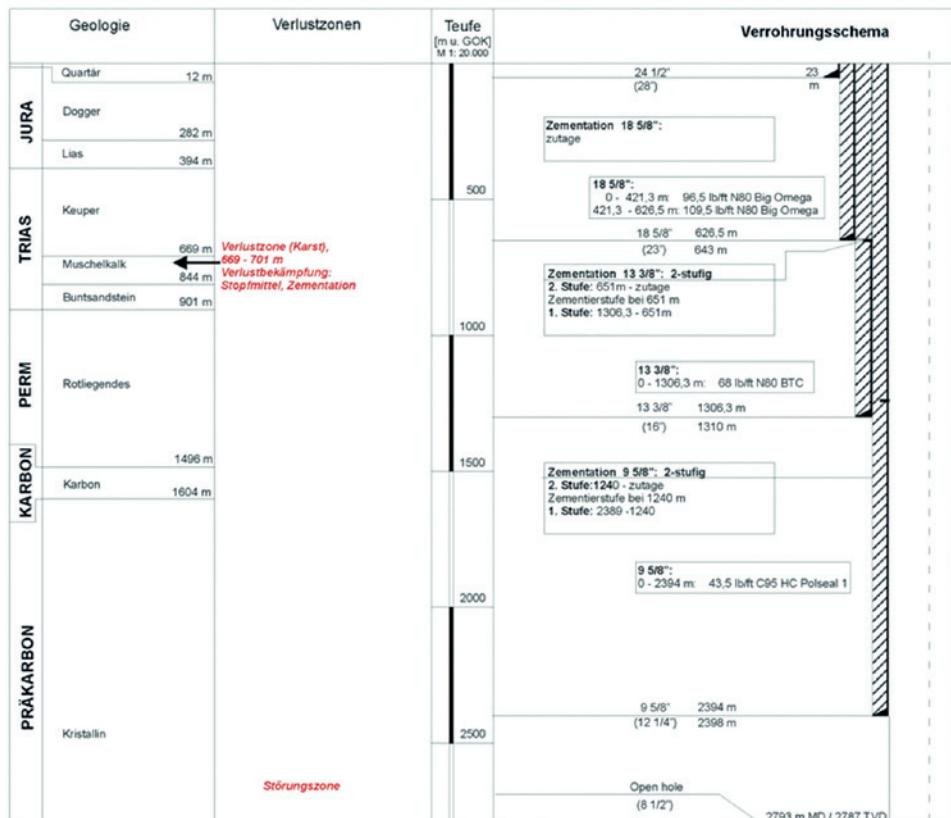
**Abb. 29:**

Moderne innovative Herrenknecht Bohranlage »Terra Invader«. Die Firma Anger's Söhne bohrt in der bayerischen Molasse die zweite Bohrung in Kirchweihdach. Die erste Bohrung wies eine Meißelstrecke von 4.800 m auf



es geologisch untersucht wird. Bei einer Bohrung beginnt man mit einem großen Durchmesser (ca. 26 Zoll) in Abhängigkeit vom erforderlichen Enddurchmesser und der zu verrohrenden gesamten Gesteinsabschnitte. Abhängig von den zu durchbohrenden und gegebenenfalls zu schützenden Wasserhorizonten oder von bestimmten Gesteinsschichten werden weitere Verrohrungen eingebaut und zementiert. Danach wird mit einem jeweils kleineren Meißeldurchmesser weitergebohrt, wodurch ein teleskopartiger Ausbau der Bohrung entsteht. Der hohe technische Aufwand einer Tiefbohrung verursacht in einem Geothermieprojekt auch den Großteil der Kosten.

Um festzustellen in welchen geologischen Schichten sich der Bohrmeißel befindet, werden regelmäßig alle 1 – 2 Meter Gesteinsproben aus der zirkulierenden Bohrspülung entnommen. Diese werden untersucht und danach das geologische Profil erstellt (Abb. 30, linke Spalte).



■ Abb. 30: Verrohrungsschema und geologisches Profil einer Tiefbohrung

3.5 Erkundung mittels Bohrlochmessungen

Neben den erfassten bohrtechnischen Parametern, wie z. B. Bohrfortschritt (Zeit/Meter), sind die geophysikalischen Bohrlochmessungen im offenen Bohrloch von großer Bedeutung für die Charakterisierung des Untergrunds. Über ein Messkabel (Wireline) werden unterschiedliche Messsonden teilweise auch in Kombinationsmessungen in das Bohrloch eingeführt. Wichtige Messparameter sind:

- Bohrlochkaliber (Mehrarmkaliber)
- Temperatur
- Natürliche Radioaktivität (Gamma Ray, Gamma Spektroscopy); Unterscheidung von Tonschichten und Sandlagen und Isotopen.
- Elektrischer Formationswiderstand und Eigenpotenzial (Resistivity, SP-Self Potenzial). Über die unterschiedliche Eindringtiefe der Messung des Widerstandes können hydraulisch offene Klüfte detektiert werden.
- Gesteinsdichte (Bulk Density)
- Schallgeschwindigkeiten (Laufzeiten-Sonic)
- Zementqualitätsmessungen (Cement Bond Log) nach erfolgter Zementierung der Verrohrung
- Abbildende Bohrlochmessungen (Elektrische und akustische Image logs), Erfassung der Strukturen an der Bohrlochwand und Kaliberausbrüchen.
- Dipmeter (Bestimmung von Trennflächen und Schichtung) – wird zunehmend von abbildenden Messungen verdrängt.
- Neutron-Porosität
- Photoelektrischer Effekt zur lithologischen Unterscheidung
- Fluidprobennahme
- Formationsdruckmessungen für hydraulische Durchlässigkeiten (Permeabilitäten)
- Produktionsmessungen (Mechanisches und thermisches Flowmeter)

Folgende Messkombinationen sind dabei Standard: Sonden zur Detektion der natürlichen Gammastrahlung mit Kaliber und Sonic mit Neutronporosität und Dichte sowie der Formationswiderstand. Über die Nuclear Magnetic Resonanz (NMR) Messung ist es möglich, Informationen zu den Permeabilitäten in Porenaquiferen zu erhalten. Zunehmend wichtiger wird die Erfassung von räumlichen Daten, wie Schichtflächen, Klüfte, Störungszonen und Spannungsfeld über Bohrlochwandausbrüche, die über die abbildenden Bohrlochmessungen erfasst werden können. Neben den Wireline Messungen am Kabel werden insbesondere in stark abgelenkten (subhorizontal bis horizontalen) Bohrungen LWD – Logging While Drilling oder MWD – Measuring While Drilling Verfahren angewendet.

Messparameter, bzw. Mess- oder Gewinnungsmethode	Fluidchemie								
	Wärmeleitung								
	Wärmeleitungsfähigkeit					IN	DI		
	Spannungsmagnitude				DI	DI			
	Richtung Spannungsfeld			DI	DI				
	Geomechanische Moduli								DI mit Sonic
	Akustische Impedanz								
	Permeabilität					IN	IN		
	Schichtung/Schieferung								
	Klüftung u., Riss-Systeme		IN	IN					
	Verwitterungszonen Verengungszonen		IN	IN					
	Dichte	IN	IN						
	Porosität	IN							
	Gesteinsart (Lithologie)								
	Art der Sedimentation				DI Ton/ Sand/ Kalk				
Bohrfortschritt									
Bohrlochkaliber in Kombination mit Bohrlochwandausbrüchen									
Natürliche Radioaktivität, (SGR-Stan- dard Gamma Ray)									
Temperatur									
Messkabelspannung									
Elektrischer Gesteinswiderstand Widerstand shallow/deep	IN	IN							
Eigenpotenzial (SP)	IN								
Akustische Schallgeschwindigkeiten im Gestein (Sonic-Wellenlaufzeiten)	DI	IN	IN						
Gesteinsdichte (Bulk Density)	IN								

Abbildende Bohrlochlogs														
z. B. Akustischer Bohrlochteleviwer	DI													
z. B. Elektrischer Formation Imager	DI													
Orientierte Azimutale Vielsegment														
Widerstandsmessung														
Hochtemperatur Videokamera	IN													
Dipmeter (orientierter elektrischer Widerstand)	IN													
Natural Gamma Spectro-metry (radioaktive Elemente, Uran, Thorium, Kalium)														
Neutronporosität (z. B. CNL-Compensated Neutron Log)	IN	IN	DI											
Photoelektrischer Factor														
Nukleare Kernspinnresonanz (z. B. NMR-Nuclear Magnetic Resonance)		DI												
Fluid- und Gasproben (Formation Fluid Sampler)														
Flowmeter (hydraulisches u. thermisches)														
Formationsdruck														
Seitenkernen (orientiert)	DI													
Seitenkernen (unorientiert)	DI													
Junk basket (Teilesammler oberhalb vom Bohrmeißel)	DI													

■ **Abb. 3:** Erforderliche Daten zur Erkundung und Charakterisierung des Untergrunds aus bohntechnischen Parametern und Bohrlochmessungen

DI: Durch Messungen werden direkte (quantitative) Informationen zur Charakterisierung erhalten

IN: Durch Messungen werden nur indirekte (qualitative) Informationen zur Charakterisierung erhalten.

3.6 Hydraulischer Anschluss der Bohrung an das Reservoir

■ Drucksäuerung und hydraulische Stimulation/Wasserfrac

Oft bleibt in einem hydrothermalen Projekt nach dem Abteufen einer Bohrung die natürliche Produktion von Thermalwasser unzureichend. Meistens liegt es an den nicht ausreichenden Wasserwegsamkeiten beim Anschluss der Bohrung an den Thermalwasserhorizont, die aber mit entsprechenden Methoden verbessert werden können. Hierzu kann z. B. in Kalkgesteinen eine Drucksäuerung erfolgen, bei der eine definierte und wasserrechtlich zugelassene Menge verdünnter Salzsäure in das Bohrloch injiziert wird. Dies löst die Kalkbestege auf den Klüften und schafft damit eine deutlich verbesserte hydraulische Anbindung an den Thermalwasserhorizont. Auch eine hydraulische Stimulation nach Abschluss der Bohrarbeiten kann die Produktivität deutlich steigern.

Bei petrothermalen Systemen müssen nach Abschluss der Bohrarbeiten generell die untertägigen Wärmetauscherflächen über Wasserfracs geschaffen werden (Abb. 32), um die wirtschaftlich erforderlichen Zirkulationsraten zu erzielen (vgl. Kap. 5).

■ Produktivität/Injektivität

Im Vorfeld einer geothermischen Nutzung interessieren bei einer Bohrung besonders die Ergiebigkeit und der Aufwand für die Reinjektion. Da diese Werte auch für den Energieaufwand bei der Förderung und Injektion von großer Bedeutung sind, werden sie hier erläutert. Als Kennwert hierfür wird häufig die gegenüber Transmissivität oder Transmissibilität vereinfachte Größe des Produktivitätsindexes $PI [m^3 s^{-1} MPa^{-1}]$ gewählt. Er beschreibt die Förderrate $Q [m^3 s^{-1}]$ in



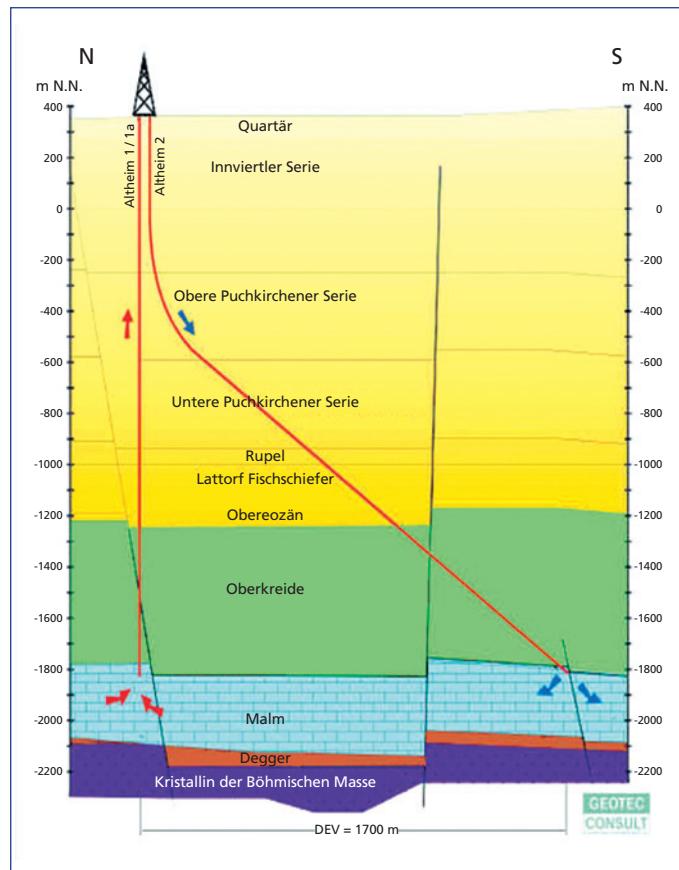
■ **Abb. 32:** Pumparbeiten zur Verbesserung der hydraulischen Durchlässigkeiten

Abhängigkeit von der Druckabsenkung Π [Pa] und damit der Förderhöhe des abgesenkten Wasserspiegels. Ähnliches gilt für den Injektivitätsindex. Dieser beschreibt den Injektionsdruck, der aufgewendet werden muss, um eine definierte Menge Wasser wieder in den Thermalwasserhorizont oder das Reservoir zu verpressen.

3.7 Erschließung über Doubletten und Tripletten

Die Nutzung hydrothermaler Systeme erfolgt im Wesentlichen über Bohrungsdoppelten (Abb. 33 und 34), die zur Erhöhung der Produktionsraten auch zu Tripletten oder Doppeldoppelten erweitert werden können. Die Bohrungen werden oft von einer Bohrplattform im Abstand von 6–7 m an der Oberfläche niedergebracht und haben im tiefen Zielbereich einen Abstand von ca. 1,5–2,5 Kilometern, um den Durchbruch des genutzten kühleren reinjizierten Wassers möglichst lange hinauszögern.

Für die untertägigen Wärmetauscherflächen in petrothermalen Systemen wurden neben Doppelten (Abb. 35) auch Tripletten konzipiert (Abb. 36 und Kapitel 5). Neuere Planungen insbesondere bei Multiriss-Systemen erfordern die Verbindung von Bohrungsdoppelten mittels multiplen vertikalen oder horizontalen Rissystemen (Abb. 37).



Schema der Erdwärmennutzung in Neustadt-Glewe

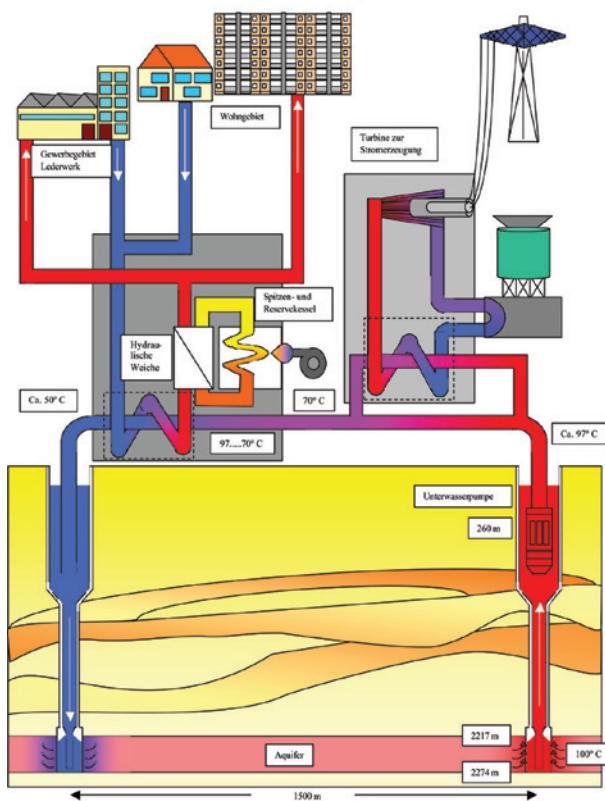


Abb. 34:

Geothermische Dublette in Neustadt-Glewe (Norddeutschland). Hier erfolgte die erste geothermische Stromproduktion in Deutschland aus einem Sandstein Juras mit fast hundertgrädigem Thermalwasser.

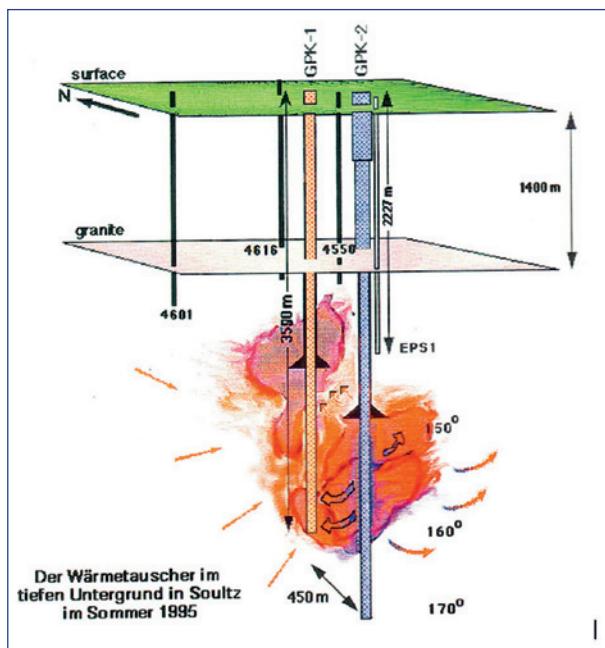
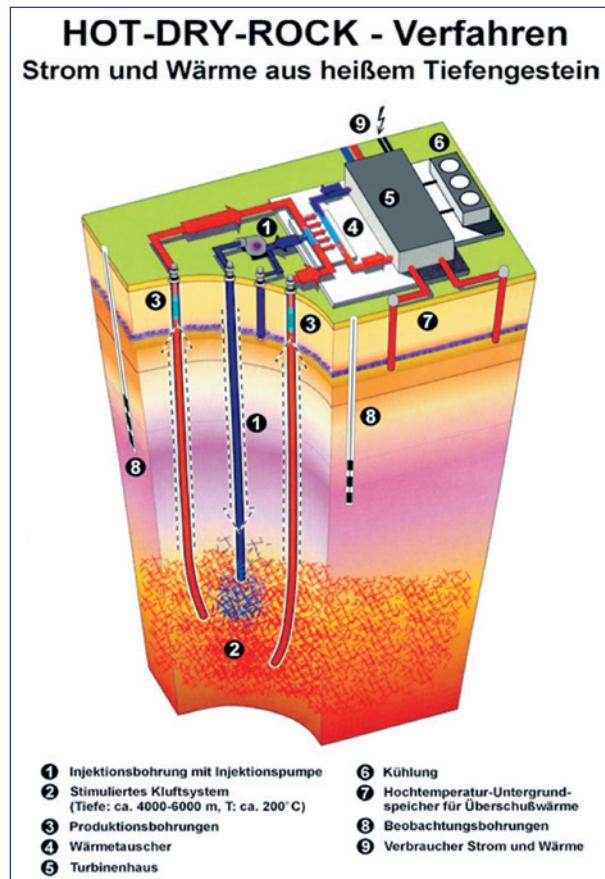


Abb. 35:

Beispiel einer Bohrungsdublette im Granit des Oberrheingrabens bei Soultz-sous-Forêts zur Erschließung eines petrothermalen Systems

■ Abb. 36:
Triplette eines petrothermalen Systems



3.8 Innovative Erschließungsmethoden tiefer heißer Gesteine

In Bereichen des tiefen Untergrunds, in denen kein natürlicher Wasserleiter (Aquifer) in der Erdkruste vorhanden ist, kann das Hot-Fractured-Rock-/ Enhanced-Geothermal-Systems Verfahren (HFR/EGS) angewendet werden. Es ist ein petrothermales System, d. h., es nutzt die in Gesteinen gespeicherte Wärme zur Energiegewinnung. Das zirkulierende Wasser dient hierbei nur als Wärmeträgermedium.

Aufbauend auf den bisherigen Erfahrungen petrothermaler Systeme wurde mit dem so genannten **Multiriss-System** [4] ein neues innovatives Verfahren entwickelt, das im Vergleich zur massiven hydraulischen Stimulation risikoärmer ist (Abb. 37). Dieses Verfahren war bisher grundlegend und wird weltweit seit vielen Jahren z. B. für die Erschließung von Erdgasressourcen erfolgreich eingesetzt. Für die technische Herstellung eines solchen Systems ist es unerheblich, ob es dafür genutzt wird, Erdgas aus einer Lagerstätte in eine Förderbohrung strömen zu lassen oder ob die erzeugen Risse zur Zirkulation von Wasser dienen. Beim geothermischen Multiriss-Konzept werden aus einer verrohrten Bohrung heraus im untertägigen Zielbereich durch Wasserinjektionen mehrere Einzelrisse erzeugt, wobei mit den unteren Rissen begonnen wird und dann die höher liegenden folgen (Abb. 37). Je undurchlässiger das Gestein ist, desto

besser lassen sich mit den Fracarbeiten Multiriss-Systeme schaffen, die Größenordnungen von insgesamt einigen Quadratkilometern erreichen können. Diese Rissysteme werden dann gezielt mit der zweiten Bohrung erschlossen und so wird die hydraulische Verbindung mit den untertägigen Wärmetauschflächen hergestellt.

Gegenüber der massiven hydraulischen Stimulation zeigt die Erschließung des Untergrunds mittels Multiriss-System im Wesentlichen folgende Vorteile:

- gezielte ingenieurmäßige Schaffung von multiplen einzelnen Wärmetauscherflächen
- geringerer maschinentechnischer Aufwand (Pumparbeiten) bei der Schaffung der Rissflächen
- geringerer erforderlicher Wasserbedarf bei der Schaffung eines Einzelrisses und geringeres druckbeaufschlagtes Gesteinsvolumen pro Riss im potenziellen Reservoirbereich
- Reduktion des Leistungsbedarfs der Pumpen, da der Gesamtfließwiderstand im System durch die erforderliche Rissanzahl reduziert werden kann
- deutliche Verbesserung der nachhaltigen Energieextraktion auch bei hohen Leistungen durch Schaffung planbarer und berechenbarer Reservoirgrößen
- deutliche Reduktion des seismischen Risikos für die Erzeugung von Erdstößen auch in tektonisch aktiven Bereichen

Diese Vorteile sind jedoch mit höheren Kosten verbunden, wodurch allerdings die Erfolgswahrscheinlichkeiten steigen, da eine gezielte ingenieurmäßige Erschließung erfolgen kann.

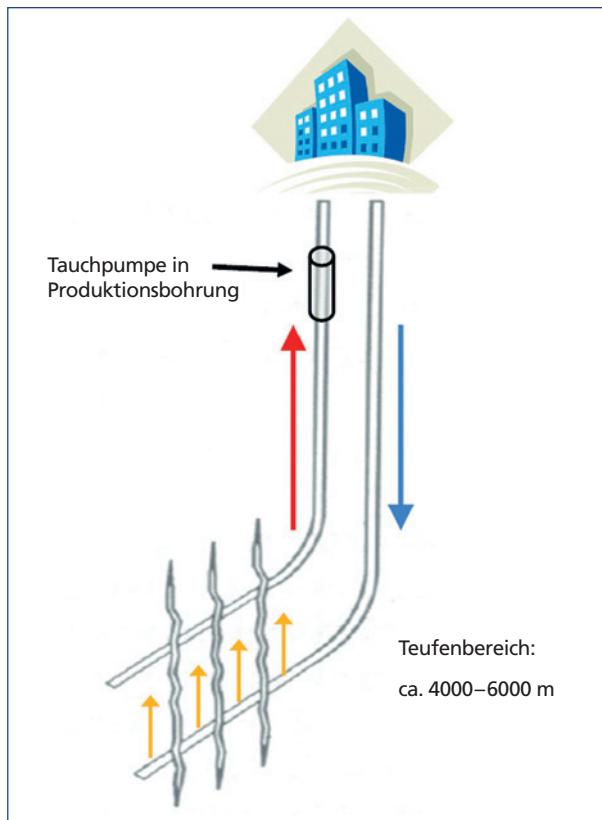


Abb. 37:
Schematische Darstellung eines geothermalen Multiriss-Systems mit einer Bohrungsdoppelbohrung und den mittels Wasserfracs erzeugten mehreren vertikalen Einzelrissen. Mit dem so geschaffenen Zirkulationssystem kann die im heißen Tiefengestein gespeicherte Wärme mittels des Wärmeträgermediums Wasser obertägig zur Strom- und Wärmeversorgung/Kühlung genutzt werden. Mit Tauchpumpen in der oder den Produktionsbohrung(en) werden Wasserverluste vermieden, bzw. je nach Untergrundbedingungen erheblich minimiert

4 Hydrothermale Energie – Wärme und Strom aus Thermalwasser

»Hydrothermal« bedeutet, hier ist warmes oder heißes Wasser, also natürliches, im Untergrund vorhandenes Thermalwasser an der Nutzung geothermischer Energie beteiligt. Auf Grund der geologischen Gegebenheiten haben sich unterschiedliche Arten von Lagerstätten gebildet. Mehr dazu findet sich in Kapitel 2.

Der Anteil hydrothermaler Ressourcen am geothermischen Gesamtpotenzial ist äußerst gering. Die drei deutschen Thermalwasserregionen

- Norddeutsches Becken (Norddeutsches Tiefland)
- Oberrheingraben (Oberrheintal)
- Süddeutsches Molassebecken (zwischen Donau und Alpen)

repräsentieren gerade mal 1 % des Potenzials, das an Wärmeenergie in den tiefen Gesteinen unter uns gespeichert ist. Doch selbst dieses stellt, wie man in Kapitel 2.4 nachlesen kann, bereits eine beträchtliche Größenordnung dar.

Thermalwasservorkommen (Aquitere) setzen immer hochdurchlässige (hochpermeable) und poröse oder klüftige Gesteine voraus, die Wasser speichern oder durchleiten können. Solche Bedingungen finden sich vor allem in Sedimentgesteinen, also in Schichten, die sich im Laufe der Erdgeschichte aus Ablagerungen gebildet haben. Dabei handelt es sich z. B. um hochporöse Sand- oder stark geklüftete, verkarstete Sedimentgesteine, wie etwa den süddeutschen Malmkarst. Neben der Temperatur des Thermalwassers und der Durchlässigkeit (Permeabilität) des Gesteins ist auch die Dicke (Mächtigkeit) der Thermalwasser führenden Schicht entscheidend. Das Produkt aus Durchlässigkeit und Mächtigkeit ist die Transmissibilität.

4.1 Aquifertypen [3]

■ Poren-Wasserleiter

Poren-Wasserleiter sind typisch für Sandsteine. Ihre Durchlässigkeit ist abhängig von der Korngröße des Gesteins, d. h., größere Körner führen zu einer höheren Permeabilität. Entscheidend ist jedoch, wie die Verbindungen zwischen den einzelnen Porenräumen gestaltet sind. Diese können durch Eintrag und Ausfällungen anderer Minerale wie Quarz, Karbonat oder Anhydrit stark eingeengt oder regelrecht zementiert sein. Ende der 90er Jahre musste im Hamburger Stadtteil Allermöhe ein großes geothermisches Fernwärmeverfahren deswegen aufgegeben werden, weil die Porenräume der infrage kommenden Sandsteinschicht durch die Zementierung mit Anhydrit undurchlässig geworden waren. Großräumig vorkommende hochdurchlässige grob- und mittelkörnige Sandsteinlagen können regional mit geringpermeablem Feinsand-, Schluff- oder Tonstein durchsetzt sein. Die Abschätzung der Leitfähigkeit des Gesteins ist in der Vorbereitung eines hydrothermalen Vorhabens also immer mit Unsicherheiten behaftet.

■ Kluft-Wasserleiter

Damit sich in größeren, für eine geothermische Nutzung interessanten Tiefen Kluft-Wasserleiter bilden können, braucht es entsprechend sprödes und hartes Gestein. In Sand-Karbonatgesteinen können sich, trotz des Drucks (Gebirgsdrucks), der von den darüber liegenden Schichten

ten ausgeht, offene Risse und Klüfte bilden, durch die Wasser fließen kann. Selbst wenn sie nur wenige Hundertstel Millimeter weit sind, können sie die Durchlässigkeit des Gesteins um Größenordnungen erhöhen. Entscheidend ist dabei auch, wie stark diese Klüfte untereinander vernetzt sind. Aus hydraulischen Tests in Kluft-Wasserleitern weiß man, dass oft nur einige wenige Klüfte aus dem umgebenden Netz den wesentlichen Teil des Wassertransports übernehmen. Mit dem Resultat, dass in ein und derselben Region die Durchlässigkeiten des Gesteins völlig unterschiedlich ausfallen können. Wird an einem Ort ausreichend Wasser erschlossen, kann bei den Nachbarn wenige Kilometer das Bohrloch einfach trocken bleiben.

Für einen Projektentwickler ist es natürlich wichtig, vor Bohrbeginn einschätzen zu können, wie viel Thermalwasser am vorgesehenen Standort aus der Tiefe geholt werden könnte. Solche Prognosen sind in Kluft-Wasserleitern schwierig zu treffen und mit höheren Risiken verbunden als in Gebieten mit Poren-Wasserleitern.

■ Karsthohlräume

In Karbonatgestein enthaltenes Calciumkarbonat (häufig auch kohlensaurer Kalk genannt) kann sich in Wasser lösen und fortgetragen werden. Das Gestein erodiert. Dadurch entstehen in den Kluftsystemen Fließwege, die sich nach und nach zu Hohlräumen erweitern können. Sind diese großräumig untereinander vernetzt, können Gebiete mit sehr hohen Durchlässigkeiten entstehen. Trifft eine Bohrung auf solche Karsthohlräume, können sehr hohe Produktionsraten erzielt werden. Darauf setzen die Projektentwickler z. B. im süddeutschen Molassebecken, wo sich seit einigen Jahren ein neues Geothermieprojekt neben das andere reiht. Erfolg, Teilerfolg, (scheinbarer) Misserfolg können hier allerdings räumlich sehr nahe beieinander liegen, so nahe beieinander wie die Klüfte im Gestein. Verfehlt aber eine Bohrung eine solche Kluft, oder ergeben die ersten Tests, dass nicht genügend Wasser in das Bohrloch zufließt, hilft normalerweise eine gängige Methode: Es wird Säure injiziert, die das umgebende Kalkgestein (auf)löst und damit die Chance erhöht, dennoch einen ergiebigen Wasserleiter aufzumachen. Die geologischen Risiken sind, im Vergleich zu anderen Aquifersystemen, also überschaubarer, was die Prognosesicherheit erhöht und dadurch potenziellen Investoren die Entscheidung erleichtert.

Trotzdem werfen auch solche Gebiete noch etliche Fragen auf, die der Klärung bedürfen. Das Wissen über die Transmissibilität der süddeutschen Kluftsysteme ist noch sehr lückenhaft. Probleme treten auch gerade wegen der Beliebtheit der Kluftsysteme bei den Projektentwicklern auf. Man weiß noch zu wenig über die möglichen wechselseitigen Beeinflussungen der einzelnen Anlagen untereinander und deren Auswirkungen auf den Langzeitbetrieb.

4.2 Der Untergrund ist heiß

Die Speichertemperaturen sind abhängig von der Tiefe. Thermal- oder Heilbäder nutzen zum Teil Aquifere, für deren Erschließung nur einige Hundert Bohrmeter benötigt werden. Für Fernheizzwecke und Kraftwerke etwa in Südbayern, werden Teufen von 3.500 m und zukünftig auch wohl bis 4.000 m und darüber erreicht.

Für Mitteleuropa gilt ein durchschnittlicher geothermischer Gradient von $3^{\circ}\text{C} / 100 \text{ m}$, d.h., die Gesteinstemperatur nimmt pro hundert Metern Tiefe um etwa 3°C zu. Auffallend niedrigere oder höhere Werte werden als Temperaturanomalien angesehen. Eine der bekanntesten und größten Wärmeanomalien ist die von Bad Urach – Bad Boll in Baden-Württemberg mit

teilweise über 10°C / 100 m und durchschnittlichen 5,5°C / 100 m. Auch am Oberrhein zwischen Landau in der Pfalz und Soultz-sous-Forêts im Elsass werden ähnliche Verhältnisse angetroffen. Insgesamt liegt das Temperaturniveau im Oberrheingraben mit Gradienten von 3,5 – 5,5°C deutlich über denen der beiden anderen Thermalwasserregionen [5].

Eine der stärksten Anomalien findet sich mit 12°C / 100m im Bereich der Gemeinde Markt Altdorf im Kreis Landshut in Niederbayern. Bereits in etwa 600m Tiefe konnte ein Thermalwasserreservoir mit einer Temperatur von rund 65°C erschlossen werden. Normalerweise wäre dieses Niveau erst in knapp 2.000m zu erwarten gewesen.

Konzentriert man sich auf die medizinischen oder therapeutischen Eigenschaften eines Vorkommens, reichen bereits geringe Schüttungen von wenigen Sekundenlitern aus, um den Betrieb eines Bades zu gewährleisten. Für den Betrieb eines Fernwärmennetzes bilden gewöhnlich Größenordnungen ab 50 Liter pro Sekunde die wirtschaftliche Untergrenze.

Ein weiterer wesentlicher Faktor ist die Tiefe der Ressource. Aquifere werden durch Bohrungen erreicht. Jeder weitere Bohrmeter kostet mehr als der vorangegangene, d.h., die Kosten wachsen nicht linear mit der Tiefe. Etwa 60 % des Gesamtvorhabens müssen in die Erschließungskosten investiert werden.

Vereinfacht gesagt, ergeben sich Nutzungsmöglichkeiten und Wirtschaftlichkeit eines Projektes der Tiefengeothermie also aus der Speichertemperatur und der förderbaren Wassermenge.

Darum noch einmal nach Altdorf: Dort sehen die drei Eckpositionen wie folgt aus:

- Anomaler geothermischer Gradient von 12°C
- Thermalwasser wird bereits in etwas mehr als 600m angetroffen. Dadurch extrem geringe Bohrkosten im Vergleich zu anderen Vorhaben.
- Gute Schüttung von 88 l/s – 115 l/s

Auf dieser Basis errichtet die Kommune ein Niedertemperatur-Fernwärmennetz, mit dem die gesamte Kernbebauung umweltfreundlich aus der geothermischen Energiequelle versorgt werden kann. Die Anomalie wurde übrigens völlig unerwartet im Rahmen einer Forschungsbohrung entdeckt, die in den Jahren 1999 und 2000 im Auftrag des Bayerischen Geologischen Landesamtes und des Wasserwirtschaftsamtes Landshut niedergebracht wurde.

4.3 Rückblick

Die kleine Stadt Chaudes-Aigues mit rund 1.000 Einwohnern liegt in der Auvergne im engen Tal des Flüsschens Remontalou. Das Wahrzeichen der Region, die markante Vulkankette des »Puys« mit dem 1.465 m hohen Puy de Dome ist nicht weit entfernt. Der Name des Ortes bedeutet »warmes Wasser«. Hier finden sich in einem relativ kleinen Gebiet etwa 30 heiße Quellen mit Temperaturen von 45 bis über 80°C. Mit ihren 82°C hat es Le Par als heißeste Quelle auf dem europäischen Festland zu überregionaler Bekanntheit gebracht. Täglich produziert sie 450.000 Liter heißes Heilwasser, das im Sommer vor allem zur Behandlung rheumatischer Beschwerden eingesetzt wird.

Aber Chaudes-Aigues ist mehr. Im Jahr 1334 listet ein Immobilienregister des örtlichen Grundherrn neben vielen anderen Details unter anderem auf, welche Vasallen und Pächter über ein Leitungssystem dreimal täglich mit heißem Wasser versorgt werden [6]. Das ist die älteste urkundliche Erwähnung eines geothermischen Fernwärmesystems.



■ Abb. 38: Heiße Quelle »Le Par« in Chaudes-Aigues

Der Badeort bringt es aber noch auf einen dritten geothermischen Rekord. Von Mitte Oktober bis Ende April versorgt ein 5 Kilometer langes Leitungsnetz 150 Gebäude des Städtchens mit warmem Wasser und Heizenergie. Vom 14. bis ins 21. Jahrhundert: seit 700 Jahren läuft die Fernwärmeverversorgung. Das macht den Leuten so schnell keiner nach.

Die heißen, schwefelhaltigen Quellen der Toskana standen schon in der Antike wegen ihrer Heilkräfte hoch im Kurs. Im ausgehenden 18. und zu Beginn des 19. Jahrhunderts erhielten sie als Kern einer sich entwickelnden italienischen Chemieindustrie eine ganz andere Bedeutung. Nun ging es nicht mehr nur um warmes Badewasser, sondern um Stoffe wie Schwefel und Bor, die in den heißen Quellen zu finden waren. Ein Geschäft, auf das sich auch ihre Vorfahren, die Etrusker, bestens verstanden. Man kann sie durchaus als »Urväter« der geothermischen Industrie bezeichnen. Die zahlreichen Beiprodukte, die das heiße Wasser an die Oberfläche schaffte, waren Grundlage einer florierenden Wirtschaft. Mykenische und phönizische Seefahrer belieferten mit Alaun, Boraten, Kieselsäure, Eisenoxid, Kaolin, Schwefel und Travertin aus Etrurien den gesamten Mittelmeerraum [7].

So war es eigentlich nur konsequent, dass 1904 in Larderello, so heißt der Ort, erstmals geothermischer Strom einige Glühbirnen zum Leuchten brachte. 1912 nahm das erste richtige Kraftwerk seinen Betrieb auf. Lange blieb es still um diese neue Energiequelle. Es sollte fünfzig Jahre dauern, bis auf der anderen Seite der Erde, in Neuseeland, die weltweit zweite Anlage dieser Art entstand. In Italien sind aus den wenigen Kilowatt von 1904 bis heute mehr als 800 Megawatt installierter Leistung gewachsen.



■ Abb. 39: Die Therme im bayerischen Erding

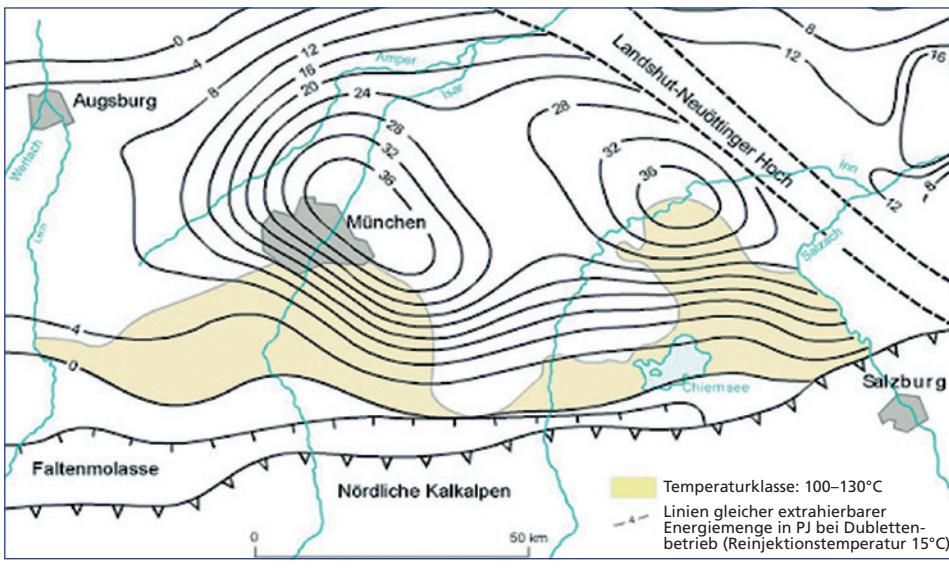
4.4 Thermalwasserregionen in Deutschland

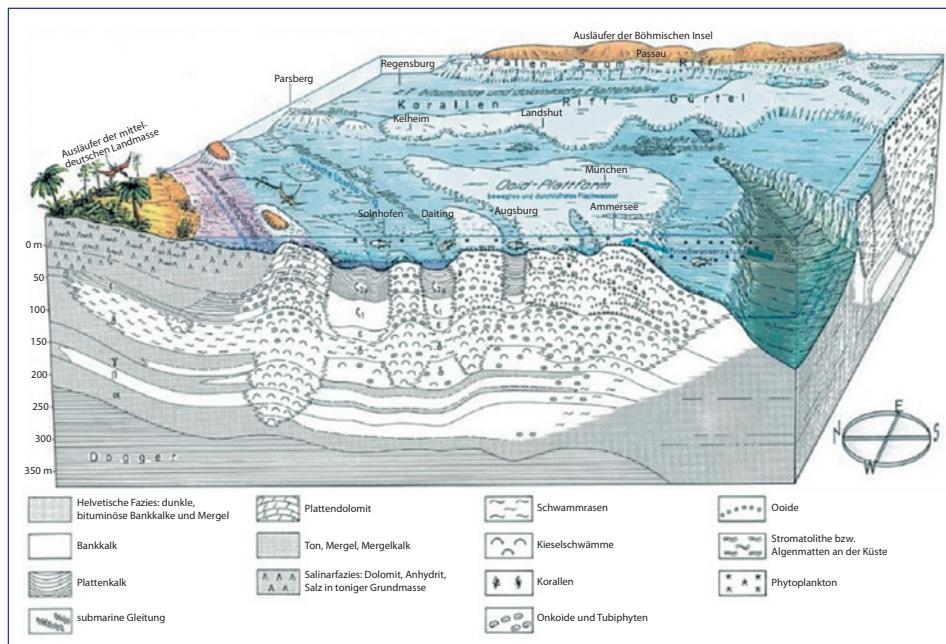
Die Tiefe Geothermie beginnt ab einer Tiefenlage von 400 m. Diese Abgrenzung stammt aus den 1990ern. Tiefengeothermie in Deutschland bedeutete damals, sich auf die regional begrenzten Thermalwasserregionen zu beschränken und angepasste Wärmenutzungssysteme zu entwickeln. Dafür kamen vor allem drei größere Gebiete in Frage, das Norddeutsche Tiefland, das süddeutsche Molassebecken zwischen Donau und Alpen und der Oberrheingraben zwischen Basel und Frankfurt.

■ Süddeutsches Molassebecken

Ein Mitte 1989 abgeschlossenes Forschungsvorhaben mehrerer geologischer Landesämter identifizierte den Malmkarst des süddeutschen Molassebeckens als eines der bedeutendsten Reservoirs geothermischer Energie in der Bundesrepublik Deutschland. »Insgesamt könnten mehr als 27.000 MW thermischer Leistung erzeugt werden, allerdings nur durch eine Vielzahl kleiner Anlagen mit einer thermischen Leistung von maximal 35 MW« [8]. Blickt man aus der Sicht von 2011 auf diese Studie zurück und sieht sich zwischen Donau und Alpen um, stellt man fest, dass aus dem Papier von damals immer neue geothermische Heiz- und – was man seinerzeit noch gar nicht in Betracht gezogen hatte – Kraftwerke entstanden sind und weiter entstehen.

Die ersten größeren Systeme zur Fernwärmeverteilung entwickelten sich bereits in den 1990ern (Straubing, Erding). Die wachsende Zahl der Anlagen erklärt sich vor allem mit dem hohen Thermalwasseraufkommen und aus der Tatsache, dass es sich beim Malmkarst der süddeutschen Molasse um ein großräumiges Netz miteinander verbundener Karsthohlräume mit relativ hoher Prognosesicherheit handelt.





■ Abb. 42: Bayern vor 150 Millionen Jahren: eine Wasserkultur

Der Malm entstand vor 160 – 145 Millionen Jahren, im Zeitalter des Jura, als Ablagerungen eines Korallenmeeres. Die Erde war weitaus wärmer als heute, an den Polen gab es vermutlich kein Eis. In den Meeren und auf den im Vergleich zu heute geringeren Landmassen tummelten sich die Saurier. Der Bayerische Wald ragte als langgestreckte Insel aus der Wasserlandschaft hervor. Von den Alpen war noch nichts zu sehen.

Das Meer verschwand. Zurück blieben Kalkablagerungen, der heutige Malm. Sie können Mächtigkeiten von vielen hundert Metern erreichen, südlich von München, zwischen Lech und Inn, werden daraus zum Teil über 600 m [9]. Ein Teil des Meeresbodens wurde zu den Alpen aufgeschoben. An ihrem Fuß sammelten sich im Laufe der Jahrtausende immer mehr Ablagerungen an und bildeten im Voralpengebiet schließlich eine Gesteinsdecke von mehreren Tausend Metern. Im Altmühltafel zum Beispiel ragt der Malm bis an die Erdoberfläche und zeigt sich als imposante Felsformationen. Der Malm bildet auch die Höhenzüge der Schwäbischen und Fränkischen Alb. Nach Süden hin drücken die Alpen diese Schicht immer tiefer in die Erdkruste, am Rand des Gebirges liegt die Schicht bereits 5.000 m unter der Oberfläche. Als der Malm in der geologischen Geschichte an der Erdoberfläche anstand, hat von oben eindringendes Wasser Risse und Klüfte in den Kalk gewaschen und bildete Wegsamkeiten für das Thermalwasser. Auch heute noch fließt Wasser in den Malmkarst. Der stetig aufsteigende Wärmestrom aus dem Erdinneren trifft also auf sich ständig von der Oberfläche her erneuerndes Wasser. Mit bis zu 4,5 °C Temperaturzunahme pro hundert Meter weist die Region in Teilbereichen auch noch einen überdurchschnittlichen Gradienten auf. Eine ideale Kombination für geothermische Vorhaben.

Im westlichen, baden-württembergischen Teil des Molassebeckens, zwischen Schwäbischer Alb und Bodensee liegen die Verhältnisse etwas anders. Dort kommen vor allem zwei Horizonte, der Obere Jura und der Obere Muschelkalk für die hydrothermale Geothermienutzung

in Frage. Deren Ergiebigkeit reicht jedoch nicht an die des zentralen bayerischen Bereichs heran. Auch die Temperaturen sind niedriger. Die größeren Mächtigkeiten weist der nördliche Bereich auf. Nach Süden hin sinken zwar die Grundwasserleiter immer tiefer ab, aber auch ihre Mächtigkeit wird geringer.

Daher konnten sich hier keine großflächigen FernwärmeverSORGUNGEN etablieren. Allerdings nutzen Thermal- und Heilbäder in der Region, wie z. B. Bad Urach, Bad Waldsee, Aulendorf oder Saulgau, die Wärme zum Teil und in geringerem Umfang für die Eigenversorgung außerhalb des eigentlichen balneologischen Bereichs.

■ Oberrheingraben

Der geothermische Gradient, d. h. die Temperaturzunahme mit der Tiefe, ist im Oberrheingraben am größten (bis $6^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$ gegenüber $4,5^{\circ}\text{C}$ im Molassebecken). Die rund 300 Kilometer lange, bis zu 40 Kilometer breite Region ist geographisch identisch mit der Oberrheinischen Tiefebene. Sie beginnt im Süden im Raum Basel und endet im Norden im Rheingau (Raum Wiesbaden / Frankfurt). Zu beiden Seiten wird der Oberrheingraben durch Randgebirge, den Grabenschultern, begrenzt. Im Westen sind es die Vogesen und der Pfälzer Wald und im Osten steigen Schwarz- und Odenwald auf. Oft wird das Gebiet auch als Oberrheintal bezeichnet, obwohl es sich, geologisch betrachtet, nicht um ein Tal handelt. Hier waren keine Gletscher oder Fließgewässer am Werk, die Boden abgetragen oder Gestein ausgewaschen haben.

In der Erdgeschichte trat der Oberrheingraben erst über 100 Millionen Jahre später als das Süddeutsche Molassebecken auf. Seit seiner Entstehung vor etwa 35 Millionen Jahren hat er allerdings bereits eine im Wortsinn bewegte Vergangenheit hinter sich.

Er gehört zu einer Grabenbruchzone, die vom Mittelmeer bis in die Nordsee reicht. Entstanden ist das Gebilde in einer Zeit, als sich in Mitteleuropa Dehnungsvorgänge abspielten und die Erdkruste auseinandergezogen wurde. Zwischen den heutigen Städten Frankfurt und Basel riss der Untergrund auf und wurde wieder mit Ablagerungen (Sedimenten) aufgefüllt. Die Randbereiche hoben sich zu den bekannten Gebirgen. Dieser Vorgang hielt etwa 15 Millionen Jahre an.

Die dann einsetzende Phase 2 ist auch heute noch nicht beendet. Bei der so genannten Blattverschiebung gleiten zwei Schichten an einer senkrechten Störungsfläche entlang. Das führt zu Reibungsvorgängen, Aufbau von unterirdischen Spannungen und in der Folge kommt es immer wieder zu Erdbeben. Die weltweit bekannteste Blattverschiebung dürfte der kalifornische St. Andreas-Graben sein. Im Oberrheingraben machten sich vor rund 20 Millionen Jahren das Elsass, die Pfalz und Rheinhessen auf den Weg nach Südwesten. Dass die Erde in der Region noch in Bewegung ist, zeigt auch die erhöhte natürliche Seismizität in der Region. Magnituden um die Stärke 3 kommen mehrfach im Jahr vor. Im Schnitt alle zehn Jahre sind Beben oberhalb von 5 zu erwarten, bei denen Schäden an Bauwerken auftreten können (s. dazu Kap. 7)

Mögliche Thermalwasserleiter sind der Obere Muschelkalk und der Buntsandstein. Das vorgefundene Wasser ist immer erhöht salzhaltig.

Der Obere Muschelkalk kommt im gesamten Oberrheingebiet vor, verfügt im Süden über eine Gesamtmächtigkeit von 70 – 90 m, im Norden von 50 – 100 m [10]. An den Grabenrändern liegt er bei einer Tiefe von etwa 1.000 m und kann zur Mitte hin bis auf 4.500 m absinken.

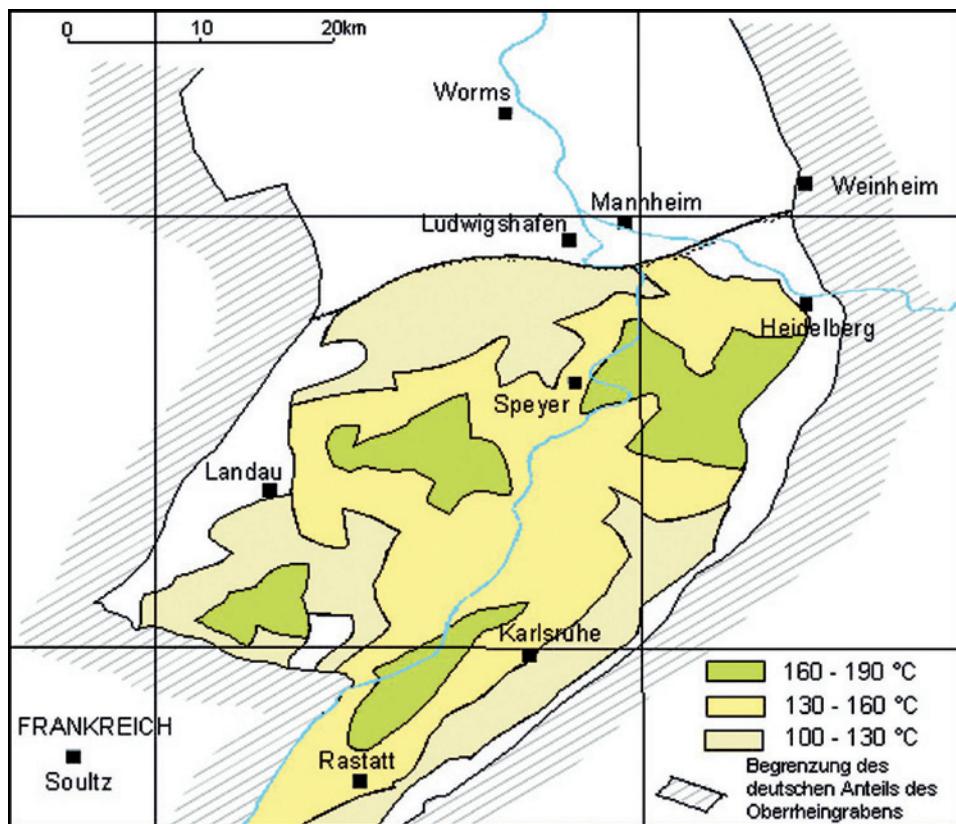


Abb. 43: Verteilung der Temperaturklassen am Top des Muschelkalks im nördlichen Oberrheingraben

Auch der Buntsandstein kommt überall im Oberrheingraben vor und erreicht in der Mitte Tiefen bis zu 4.200 m. Die Gesamtmächtigkeit ändert sich im Verlauf des Grabens stark. Im Norden bei etwa 100 m liegend, steigt sie bis Baden-Baden auf etwa 450 m an, um weiter nach Süden hin auf ca. 50 m abzusinken [11].

Gegenüber dem süddeutschen Molassebecken und der dritten deutschen Thermalwasserregion, dem Norddeutschen Becken, weist der Oberrheingraben mit 3,5 – 5,5 °C je 100 m eine deutlich höhere Temperaturzunahme auf. Am Oberrhein werden die erforderlichen Temperaturen für den Betrieb hydrothermaler Anlagen also in geringerer Tiefe erreicht als in Norddeutschland und in Bayern. Das wirkt sich positiv auf die Bohrkosten aus. Allerdings sind die Durchlässigkeiten des Gesteins geringer. Um ausreichende Förderraten zu erzielen, sucht man daher vertikale Klüfte zu erschließen, in denen Wasser in entsprechenden Größenordnungen aufsteigen kann: Eine relativ schmale Bohrung muss mehr oder weniger zielgenau eine solche Kluft treffen, damit daraus ein Projekt werden kann. Dieser Umstand erhöht die geologischen Risiken, die sich wiederum nur durch einen erhöhten Explorations- und damit auch den Finanzaufwand senken lassen. Dass auch dann der Erfolg ausbleiben kann, zeigen zum Beispiel die Aktivitäten in Offenbach an der Queich (Rheinland-Pfalz), wo nicht genügend Thermalwasser gefunden wurde, um eine hydrothermale Anlage betreiben zu können. Nur wenige Kilometer weiter, in der Nachbarstadt Landau, sah die geothermische Welt dagegen deutlich anders aus.

■ Norddeutsches Becken

Mit 3,4°C liegt der Gradient im Norddeutschen Becken im mitteleuropäischen Durchschnitt. Becken entstehen durch großräumige Absenkungsvorgänge in der Erdkruste, die sich in erdgeschichtlichen Zeiträumen wieder mit Sedimenten füllten. Mehrfach bildeten sich auch Meere, die wieder verdunsteten und mächtige Salzablagerungen hinterließen. Das Norddeutsche Becken entstand im Erdmittelalter (Mesozoikum). Es reicht von der niederländischen bis zur polnischen Grenze und ist Teil eines größeren Systems, der Mitteleuropäischen Senke. Geografisch ist sie in etwa deckungsgleich mit dem Norddeutschen Tiefland. Die zuunterst liegenden Schichten wurden nach und nach durch immer neue Sedimentauflagen zusammengepresst, in deren Poren Wasser eingeschlossen wurde oder eindringen konnte. Der geologische Aufbau des Beckens ist durch zahlreiche Bohrungen (vor allem nach Erdöl und Erdgas, in den östlichen Teilen aber auch zur Geothermie-Erkundung) relativ gut bekannt.

Thermalwasservorkommen lassen sich in verschiedenen Sandsteinschichten (vor allem Lias, Keuper und Buntsandstein) erschließen. Die TAB-Studie [3] verweist zudem auf die Möglichkeiten der so genannten Rotliegend-Sedimenten (Rotliegend-Sandsteine), die mit Temperaturen zwischen 130°C – teilweise 190°C als potentielle Heißwasser-Aquifere für die hydrothermale Stromgewinnung in Frage kommen könnten. In den anderen Schichten werden nur in wenigen Ausnahmefällen 100°C und mehr erreicht.

Das Thermalwasser im Norddeutschen Becken ist stark salzhaltig. Aufgrund seiner Inhaltsstoffe wird seine Sole vielerorts für Heil- und balneologische Zwecke genutzt (z. B. Bad Bevensen, Bad Bentheim, Bad Salzuflen, Templin, Bad Belzig, Bad Saarow). Im Heiz- oder Kraftwerksprozess können diese Mineralien durch Förderung unter sauerstofffreier Schutzatmosphäre und Überdruck an der Ausfällung gehindert werden.

Weitere Informationen bieten die Landesbehörden in Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern und Niedersachsen sowie das Genesys-Projekt zum Geozentrum Hannover.

4.5 Strom und Wärme aus Thermalwasser

1984 nahm in Waren (Müritz) die erste hydrothermale FernwärmeverSORGUNG in Deutschland, damals noch auf dem Gebiet der DDR, ihren Betrieb auf. Im Laufe der nächsten zehn Jahre kamen Anlagen in Prenzlau, Neubrandenburg und Neustadt-Glewe hinzu. Mit dem Ende der DDR mussten auch die seinerzeitigen Pläne ad acta gelegt werden, die geothermische FernwärmeverSORGUNG bis 2000 auf 250 MW installierter Leistung auszubauen. Ziel war es gewesen, die Abhängigkeit von Rohbraunkohle zu verringern. Das wurde nach der Wende vor allem durch den Aufbau einer auf Erdgas basierenden Versorgung erreicht. Der Geothermie wurde durch diese Investitionsentscheidungen der Weg in den Markt vielerorts langfristig verbaut. Aber noch heute trägt die Warener Anlage mit einer installierten Leitung von rund 1,5 MW zur WärmeverSORGUNG der mecklenburgischen Stadt bei.

Im Süden der Republik entstanden die ersten größeren geothermischen Fernwärmeanlagen Mitte bis Ende der 90er Jahre. Vorreiter waren hier die bayerischen Kommunen Straubing und Erding. Kleinere Systeme hatte es bereits vorher in einigen Thermalbädern gegeben, wo neben dem balneologischen Hauptzweck die Wärmeenergie des Wassers innerhalb des jeweiligen Komplexes zum Beispiel für die Brauchwasserbereitung oder auch zur Raumheizung eingesetzt wurde und wird.

Unter dem Eindruck steigender Gaspreise und der Bedrohungen durch den Klimawandel, ändert sich seit einiger Zeit zwar der Blick auf die in der Tiefe schlummernden Ressourcen. Mit-

zufriedenstellend erscheint aber der Bau neuer geothermischer Nah- und FernwärmeverSORGUNGEN nur dort machbar und sinnvoll, wo noch keine FernwärmENETZE vorhanden sind.

Im Prinzip sind hydrothermale geothermische Heiz- und Heizkraftwerke relativ einfach aufgebaut. Eine Bohrung erschließt eine Thermalwasser führende Schicht (Aquifer). Das heiße Wasser wird an die Oberfläche geholt und durch Wärmetauscher geführt, wobei es einen Großteil seines Wärmeverrads an einen zweiten Kreislauf abgibt. Mit der entnommenen Energie wird eine Turbine angetrieben oder ein FernwärmENETZ gespeist. Das heruntergekühlte Wasser wird über eine zweite Bohrung in den Aquifer zurückgeschickt. Dieser Kreislauf wird in reinen Heiz- oder Heizkraftwerken obertägig nicht geöffnet, d. h. es wird kein Thermalwasser direkt entnommen. Ausnahmen sind Nutzungen in Bädern oder als Trinkwasser oder die Entnahme von Inhaltsstoffen des Wassers, etwa zur Bereitung von Mitteln zur Haut- und Körperpflege. Bei reinen balneologischen Anlagen, also Thermal- und Heilbädern, wird das Wasser direkt eingesetzt.

Hydrothermale Strom- und/oder Wärmeversorgungen ohne stoffliche Nutzungen verbrauchen das Thermalwasser des Aquifers also nicht. Sie kühlen es lediglich herunter.

In der Praxis stehen die Projektentwickler wie bei jedem größeren technischen Vorhaben jedoch vor einigen Herausforderungen. Bevor die Container-Kolonne mit dem Bohrgerät heranrollt, sollten die geologischen Verhältnisse, die man in einigen Tausend Metern Tiefe anzutref-

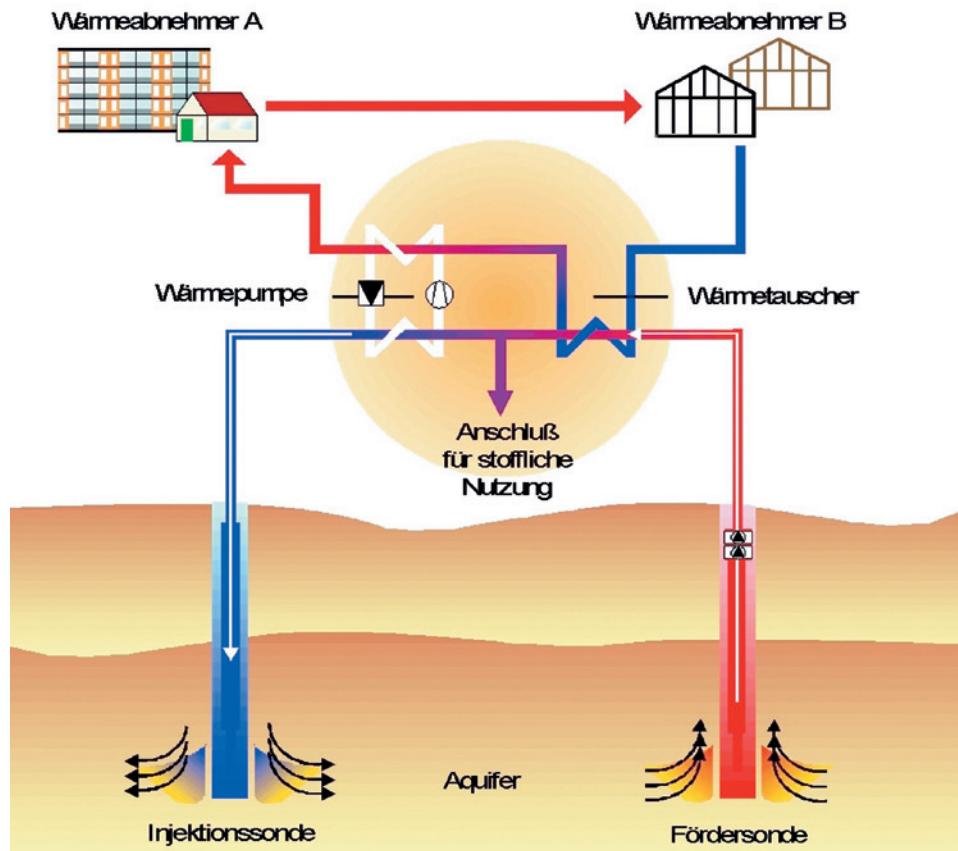
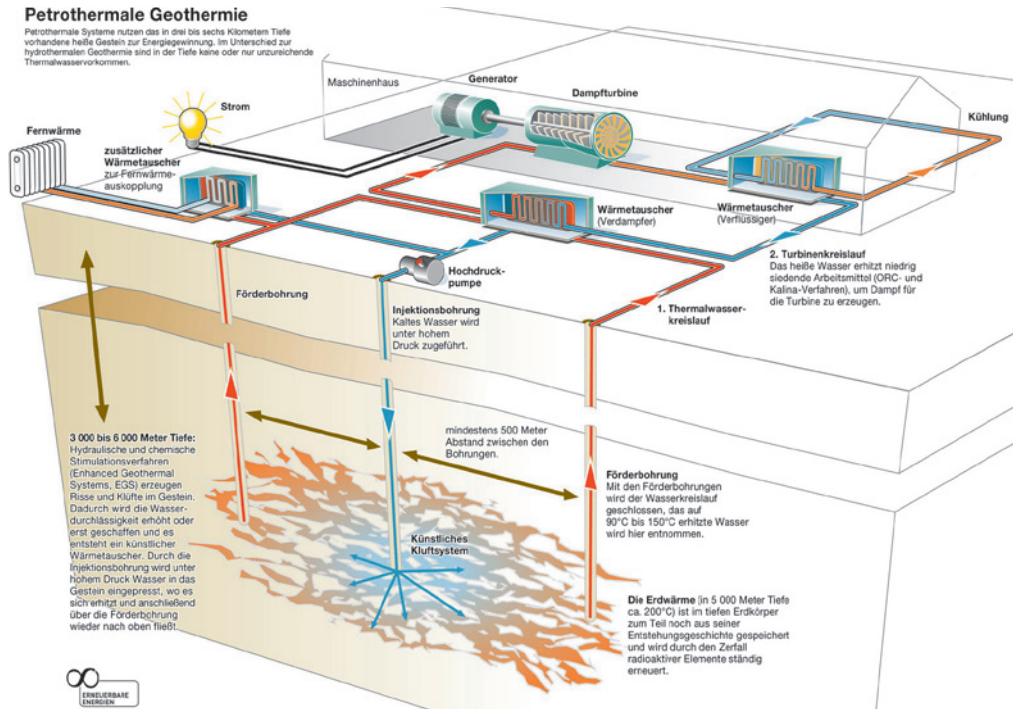


Abb. 44: Prinzip einer geothermischen Wärmeversorgung

Petrothermale Geothermie

Petrothermale Systeme nutzen das in drei bis sechs Kilometern Tiefe vorhandene heiße Gestein zur Energiegewinnung. Im Unterschied zur hydrothermalen Geothermie sind in der Tiefe keine oder nur unzureichende Thermalwasservorkommen.



■ **Abb. 45:** Prinzip eines Geothermischen Heizkraftwerkes

fen erwartet, möglichst genau bestimmt sein. Auch wenn man in der Zieltiefe angelangt und auf Thermalwasser gestoßen ist, bleibt immer noch die spannende Frage, ob die Mengen, die gefördert werden können, auch für den vorgesehenen Zweck ausreichen. Ob man also wirklich »fündig« geworden ist, das zeigt sich erst in entsprechenden Tests und Messungen. Aber erst im Zusammenspiel mit der zweiten Bohrung einer Dublette zeigt sich, ob man das geförderte Wasser von der Oberfläche wieder in den Aquifer zurückschicken kann. Welche Verfahren bei der Erschließung zum Einsatz kommen, zeigt das Kapitel 3.1. Im laufenden Betrieb werden enorme Mengen Wasser bewegt. Die Dublette in Unterhaching, an der ein kleines Kraftwerk von rund 3 MW und eine FernwärmeverSORGUNG von mehr als 30 MW hängen, kann z. B. bis zu 150 Liter pro Sekunde fördern. In weniger als anderthalb Sekunden würde dies eine normale Badewanne zum Überlaufen bringen.

Noch herausfordernder wird die Auseinandersetzung zwischen Fördern und Verpressen dann, wenn in Zukunft Systeme aus drei oder vier Bohrungen zum Einsatz kommen sollten. Ein solches Reservoirmanagement ist in Deutschland bislang nicht versucht worden. Kraftwerkseinheiten mit höheren Leistungen als die bisherigen < 5 MW, die derzeit bei verschiedenen Projektentwicklern angedacht werden, kommen aber mit einem einfachen Dublettensystem nicht mehr aus.

Die Tiefe Geothermie ist im ganzen Land im Kommen. Vor allem im Süden und Südwesten sind die wichtigsten Konzessionsgebiete vergeben. Derzeit sind 19 Anlagen mit einer installierten Leistung von rund 200 MW in Betrieb, die heißes Tiefenwasser für die Nah- und FernwärmeverSORGUNG nutzen. Sie liefern jährlich rund 0,003 Exajoule (EJ) Wärme. Weitere Anlagen in etwa gleicher Größenordnung befinden sich (Mitte 2011) im Bau. Das gesamte WärmePotenzial der deutschen Heißwasseraquifere wird dagegen auf rund 500 EJ geschätzt (s. Kap. 2.4).

Die Möglichkeiten der Stromproduktion aus heißen Tiefenwässern ist in Deutschland wegen der eingeschränkten Ressourcen begrenzt, einige Hundert Megawatt sind aber auch in diesem Bereich möglich.

Die Wärmequelle aller bislang in Deutschland installierten Anlagen

2003 Neustadt-Glewe (0,2 MW) (außer Betrieb)

2007 Landau i. d. Pfalz (3,0 MW)

2009 Unterhaching (3,36 MW)

2009 Bruchsal (0,55 MW)

2009 Simbach (0,2 MW)

ist Thermalwasser. Die »thermalwasserlose« EGS-Technologie wird erst in den kommenden Jahren eine Rolle spielen. Zurzeit profitieren die Entwickler bei Kraftwerksprojekten von den jahrzehntelangen Erfahrungen im Umgang mit den hydrothermalen Ressourcen für Heizzwecke.

■ Neustadt-Glewe

Die Anlage in Neustadt-Glewe, mit der 2003 Deutschland in die geothermische Stromliga aufstieg, liegt im Norddeutschen Becken und wurde in ein bereits vorhandenes hydrothermales System integriert, das einen Großteil der mecklenburgischen Kleinstadt mit Fernwärme versorgt. Das kleine Kraftwerk wurde für den Zweck konzipiert, Strom in den Zeiten zu liefern, wenn ein Wärmeüberschuss im Netz besteht. Inzwischen wurde das Kraftwerk vom Betreiber abgeschaltet.

Das Wasser wird aus einer Tiefe von rund 2.300 m aus dem Rhaet-Keuper (Sandstein) entnommen. Mit seiner Temperatur von 97°C am Bohrlochkopf machte es die kleine Turbine zum weltweit »kältesten« geothermischen Kraftwerk, bis es 2008 von einer Anlage in Alaska mit 78°C deutlich »unterboten« wurde.



■ Abb. 46: Geothermisches Heizwerk Neustadt-Glewe



■ **Abb. 47:**

Neustadt-Glewe – erstes geothermisches Kraftwerk in Deutschland

■ **Landau**

2007 folgte das zweite geothermische Kraftwerk, dieses Mal am Oberrheingraben in Landau i. d. Pfalz (Rheinland-Pfalz). Auf Grund der in Kapitel 7 dargestellten seismischen Ereignisse, arbeitet es seit einigen Jahren mit eingeschränkter Leistung. Sein am Bohrlochkopf ca. 160°C heißes Wasser stammt aus dem Buntsandstein in rund 3.300 m Tiefe.



■ **Abb. 48:**

Geothermisches Kraftwerk Landau

■ **Bruchsal**

Aus dem Mittleren Buntsandstein, aber nur aus einer Tiefe von etwa 2.500 m, fördert auch die Anlage in Bruchsal (Baden-Württemberg). Die Temperatur am Bohrlochkopf ist daher mit 125°C um einiges geringer als in Landau. Mit einer Temperaturzunahme von 5°C/100 m, liegt der geothermische Gradient aber leicht über dem in Landau auf der anderen Rheinseite.

■ **Unterhaching**

Am intensivsten geht die Entwicklung im bayerischen Molassebecken voran. In Südbayern sind in den vergangenen fünfzehn Jahren eine Reihe größerer geothermischer Heizwerke entstanden. Zwei kleine Kraftwerke gehören dazu. Nirgendwo im Land ist die Anzahl von Baustellen für weitere Anlagen so groß wie südlich der Donau.

■ **Abb. 49:**
Geothermisches Heizkraftwerk
Unterhaching

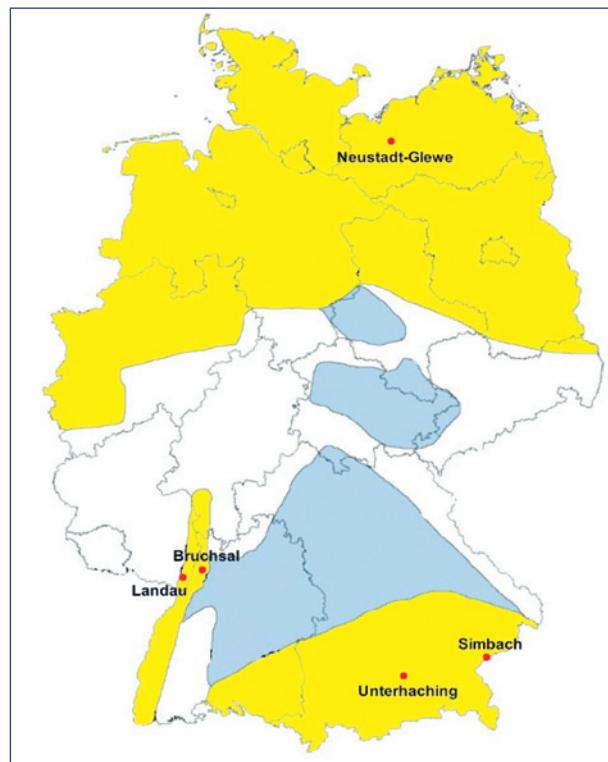


Eine Kalina-Anlage steht in Unterhaching, wo seit 2007 ein wachsendes Fernwärmennetz immer weitere Bereiche der Münchener Umlandgemeinde mit geothermischer Wärme versorgt. 2009 konnte auch die Stromproduktion aufgenommen werden. Das 122°C heiße Wasser stammt aus dem Malm in 3.400 m Tiefe.

■ Simbach

Eine weitere Turbine wurde im Rahmen eines europäischen Pilotprojektes in Simbach installiert. Dort liefert eine Dublette seit rund zehn Jahren Fernwärme nicht nur für die bayerische Stadt am Inn, sondern auch über den Fluss und über die Grenze ins oberösterreichische Brau-

■ **Abb. 50:**
Standorte geothermischer Kraft- und Heizkraftwerke



nau. Die Bohrung fördert Wasser mit einer Temperatur von knapp über 80 °C aus rund 1.900 m Tiefe. Im Rahmen des Demonstrationsvorhabens zeigt die 2009 in Betrieb genommene Turbine, dass auch unter den Bedingungen der Molasse mit für einen Kraftwerksbetrieb extrem niedrigen Temperaturen eine Stromproduktion möglich ist.

Im Süden und Südwesten befinden sich weitere Kraftwerke im Bau. Die installierte Leistung wird sich in den kommenden Jahren vervielfachen, was angesichts der niedrigen Ausgangsbasis auch nicht so schwer ist.

Im Vergleich zur internationalen Entwicklung (s. Kap. 2.2) nimmt Deutschland unter den geothermischen Stromern einen der letzten Ränge ein. Allein auf der Basis hydrothermaler Ressourcen wird man allenfalls ins untere Mittelfeld aufsteigen können, auch wenn die Prognose der International Geothermal Association (IGA), die für Deutschland bescheidene 15 MW installierte Kraftwerksleistung ausweist, schon auf Grund der bis dahin in Betrieb gegangenen, derzeit noch im Bau befindlichen Anlagen übertroffen werden dürfte. Zwischen 5 und 10 Kraftwerke könnten bis dahin hinzugekommen sein, darunter auch die ersten EGS-Systeme. Ohnehin kann erst eine verstärkte Entwicklung der EGS-Technologie weitere entscheidende Platzverbesserungen mit sich bringen.

4.6 ORC-Turbinen und Kalina-Maschinen

Für den Einsatz klassischer Dampfturbinen sind die Temperaturen des deutschen – und des mitteleuropäischen – Thermalwassers zu niedrig. Für die Kraftwerks-Vorhaben kommen unter diesen Bedingungen nur Niedertemperaturturbinen für einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen in Frage. Zwei technologische Linien stehen derzeit zur Verfügung. Beide sind in den deutschen Kraftwerken im Einsatz.

■ ORC-Turbinen

Die Abkürzung ORC steht für »Organic Rankine Cycle.« Namensgeber des Rankine-Prozesses ist der schottische Ingenieur William J. M. Rankine, der dieses Verfahren vor über 150 Jahren entwickelte. Unter einem Rankine Cycle versteht man den Prozess, der in einem konventionellen Dampfturbinen-Kraftwerk abläuft: Wasser wird erhitzt, verdampft und treibt über eine Turbine beispielsweise einen Generator an, um Strom zu erzeugen. Dabei wird es entspannt, kühlt ab und kondensiert, wird also wieder flüssig. Dann wird es erneut erhitzt und so weiter, immer im Kreislauf. Weltweit wird rund 80 % des Stroms auf diese Weise erzeugt. Um Wasser wirtschaftlich verdampfen zu lassen, braucht man Temperaturen oberhalb von 175 °C. Um niedrigere Temperaturen für den gleichen Zweck nutzen zu können, muss man tricksen. Einen dieser Tricks nutzen die ORC-Turbinen.

Sie arbeiten anstelle von Wasser mit organischen Stoffen, die bereits bei weit unter 100 °C vom flüssigen Zustand in Dampf übergehen, wie etwa Pentan oder Butan bei 30 °C. Auf der einen Seite wird durch den Wärmetauscher z. B. Thermalwasser mit einer Temperatur von 120 °C hindurch geleitet und auf der anderen etwa das organische Arbeitsmittel. Dieses nimmt die Wärmeenergie aus dem Wasser auf und verdampft dadurch. Der Dampf treibt die Turbine an, wird danach wieder abgekühlt und kondensiert, d. h. wieder verflüssigt, in den Wärmetauscher zurückgeschickt, verdampft, usw. Innerhalb der erneuerbaren Energien wurden ORC-Turbinen zuerst in der Geothermie eingesetzt, mittlerweile finden sie ihre Märkte aber auch bei der Biomasse und in der Solarthermie.

ORC-Anlagen wurden an den geothermischen Kraftwerksstandorten Landau (Abb. 48), Neustadt-Glewe und Simbach installiert.

Die erste Anlage – und damit das erste geothermische Kraftwerk Mitteleuropas – wurde jedoch nicht in Deutschland errichtet. Schneller waren die Akteure in der oberösterreichischen Stadt Altheim, deren 1-MW-Turbine bereits im Jahr 2000 im Rahmen einer Erweiterung der hydrothermalen FernwärmeverSORGUNG in Betrieb genommen wurde. Sie arbeitet mit 106°C heißem Wasser.

■ Kalina-Maschinen

Der russische Ingenieur Dr. Alexander Kalina brachte die Idee zu dieser Technologie mit, als er 1968 die damalige Sowjetunion verließ, um in die Vereinigten Staaten zu emigrieren. Auch in diesem Fall geht es darum, mit niedrigen Temperaturen möglichst viel Strom zu erzeugen. Kalina-Maschinen werden mit einem Gemisch aus Wasser und Ammoniak betrieben. Ammoniak verdampft bereits weit unter 100°C. Beim Verdampfen und Kondensieren ändert sich vor allem das Verhältnis der beiden Stoffe in der Flüssigkeit und im Dampf. Dadurch soll sich gegenüber einer ORC-Turbine ein höherer Wirkungsgrad ergeben. Kalina-Anlagen sind komplexer aufgebaut und damit in der Anschaffung teurer als ORC-Turbinen. Allerdings können sie in geothermischen Kraftwerken ggf. wirtschaftlicher betrieben werden, da sie aus der teuren Investition Bohrung einen höheren Stromertrag erzielen können. Die Hauptinvestition in einem Erdwärmekraftwerk entfallen auf die Bohrungen und nicht auf die Turbinen.

Kalina-Maschinen arbeiten in den Kraftwerken Unterhaching und Bruchsal.



■ Abb. 51: Kalina-Turbine im Heizkraftwerk Unterhaching

4.7 Hydrothermale Geothermie und Fernwärme: Konkurrenzfähig?

Während des Betriebs eines geothermischen Heizkraftwerks wird Wärme des Thermalwassers in elektrische Energie umgewandelt. Das Wasser kühlt dabei von z.B. 125 °C auf 60 °C ab. Diese verbleibende Restwärme lässt sich dann in Fernwärmennetzen einsetzen, die ganze Gemeinden oder Stadtviertel klimafreundlich versorgen. Eine solche Kraft-Wärme-Kopplung ist in jedem Fall aus ökologischen und meist auch aus wirtschaftlichen Gründen anzustreben. Davon profitieren Einwohner und Gewerbebetriebe, die preiswert und vor allem preisstabil Räume beheizen und Brauchwarmwasser erwärmen können. Thermalwasser eignet sich für Freizeitbäder oder hilft Gewächshausbetrieben, auf Öl und Gas zu verzichten. Man kann es zur Fischzucht und bei Trocknungsprozessen einsetzen oder Verkehrsflächen schnee- und eisfrei halten. Bei z.B. 125 °C verstromt, bei 80 °C zu Heizzwecken verwendet, dadurch weiter heruntergekühlt, immer noch geeignet für den Gartenbau, das Schwimmbad und schließlich auf der Temperaturleiter bei nur noch 20 °C angekommen, ist ein und dasselbe Thermalwasser immer noch in der Fischzucht zu gebrauchen. Was davon in einem konkreten Projekt umgesetzt, welche Nutzungskaskade aufgebaut werden kann, hängt von den örtlichen Rahmenbedingungen eines jeden Vorhabens ab.

Geothermische Wärme lässt sich selbstverständlich auch an Standorten nutzen, an denen die Thermalwassertemperaturen nicht ausreichen, um eine Turbine zu betreiben. In Zeiten von CO₂-Einsparungen und steigender Energiepreise sind auch reine geothermische Heizwerke eine mögliche Alternative bzw. Ergänzung im klimafreundlichen Wärmemix. Zehntausende Menschen in den Regionen am Oberrhein, zwischen Donau und Alpen oder im Norddeutschen Tiefland profitieren bereits vom heißen Wasser unter ihren Städten und Gemeinden.

Für eine hydrogeothermale Wärmegewinnung zur Versorgung größerer Nah- bzw. Fernwärmesysteme werden Aquifere benötigt, deren Tiefenwässer Temperaturen von mindestens 70 °C, besser mehr als 80 °C, sowie gute Speichereigenschaften und damit hohe Zuflussraten bei geringem Förderaufwand ermöglichen. In Deutschland kommen dafür alle drei o. g. Thermalwasserregionen in Frage.

Geothermie ist wegen der hohen spezifischen Investitionen und der im Gegenzug geringen verbrauchsgebundenen Kosten eine Grundlastenergie. Wärmekosten werden durch die fixen Kosten bestimmt. Je mehr geothermische Wärme in das Versorgungssystem eingekoppelt werden kann, desto geringer sind die spezifischen Erzeugungskosten. Anzustreben sind also:

- große Netze
- hohe Vollbenutzungsstundenzahl
- niedrige Temperaturparameter der Netze (vor allem niedrige Rücklauftemperaturen)

Wie wirtschaftlich sind solche Anlagen und können sie sich gegen die fossile Konkurrenz behaupten? Dazu einige Berechnungsbeispiele:

Zunächst werden die Ausgangsparameter definiert.

a) allgemein

Die Beispiele beziehen sich der Klarheit halber auf ein reines Wärmeversorgungssystem durch ein Geothermisches Heizwerk. Auf die komplizierte Zuordnung der verschiedenen Kostenele-

mente zu Strom und/oder Wärme im Fall eines Heizkraftwerkes wurde verzichtet und daher eine maximale Thermalwassertemperatur von 110°C zu Grunde gelegt.

b) unter Tage:

- Norddeutsches Becken und Oberrheingraben (hier außerhalb von Anomalien):

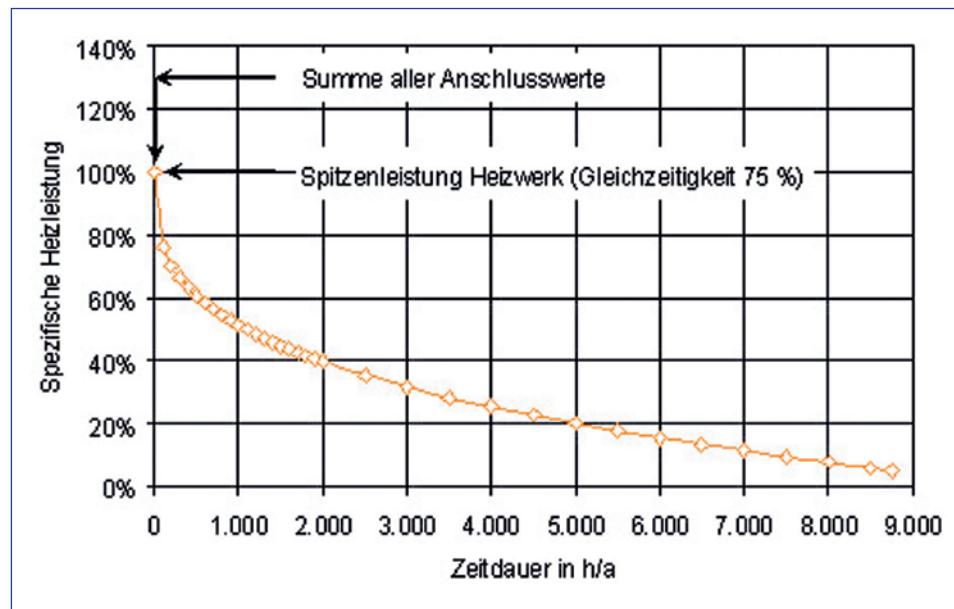
□ Geothermischer Gradient	34 K/100 m
□ Mengenstrom	100–200 m ³ /h
□ Produktivitäts-/Injektivitätsindex	100 m ³ /h/MPa

■ Molassebecken:

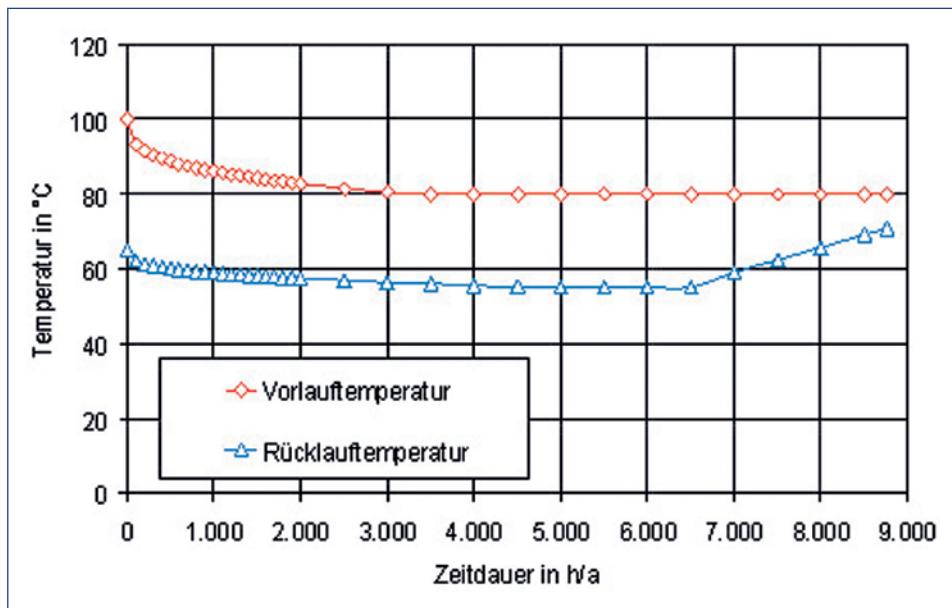
□ Geothermischer Gradient	45 K/100 m
□ Mengenstrom	200–300 m ³ /h
□ Produktivitäts-/Injektivitätsindex	200 m ³ /h/MPa

c) über Tage

- Vollbenutzungsstundenzahl der Einzelabnehmer 1.800 h/a
- Vollbenutzungsstundenzahl bezogen auf die Spitzenleistung 2.400 h/a
- Netztemperaturen im Auslegungspunkt 100°C/65°C



■ Abb. 52: Geordnete Jahresdauerlinie der erzeugten Heizleistung



■ Abb. 53: Verhalten der Vor- und Rücklauftemperaturen der Fernwärmesetze

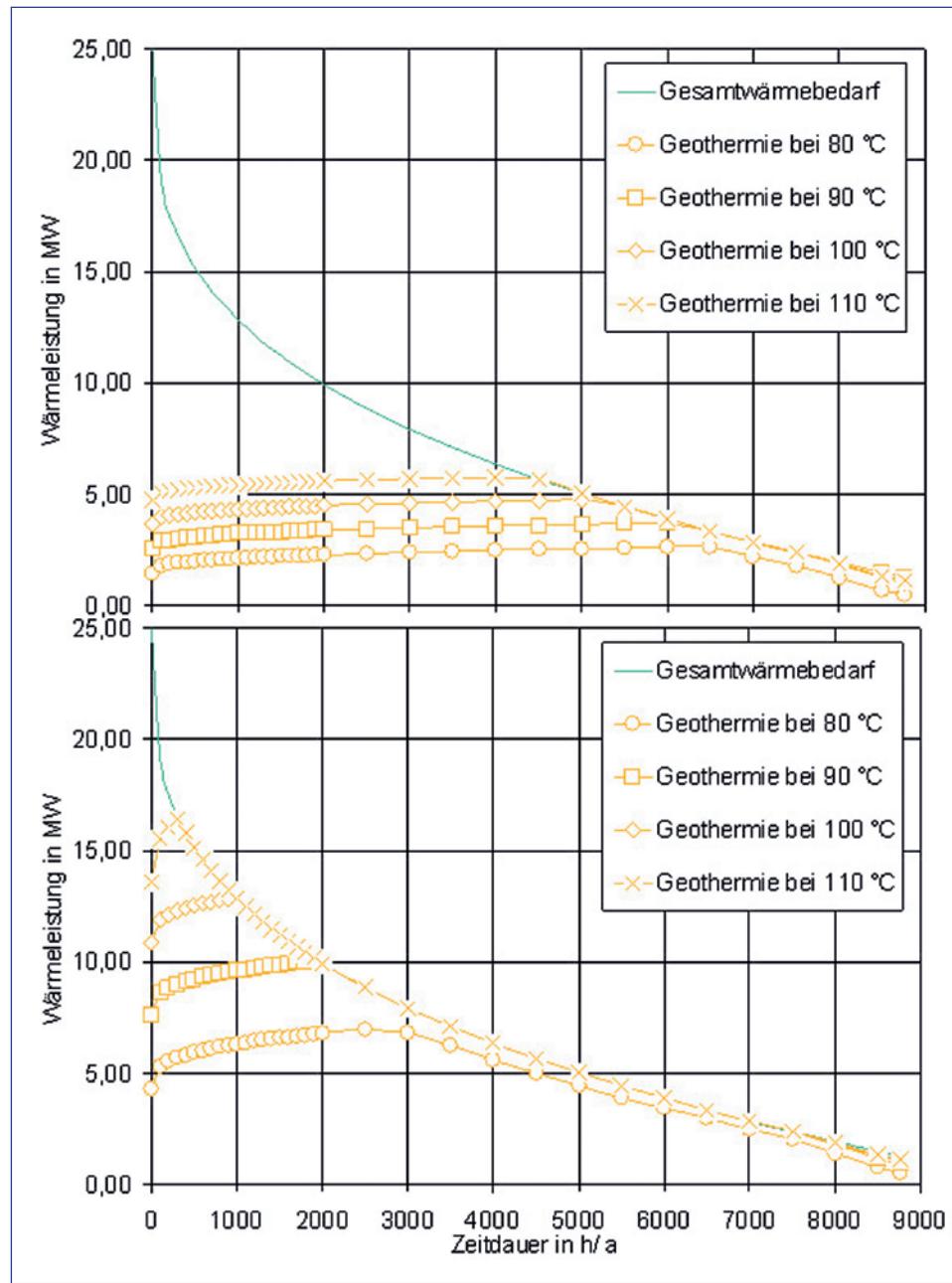
Entlang der definierten geordneten Jahresdauerlinie der Wärmenachfrage werden in zahlreichen Zeitschritten die geothermisch erzeugbaren Wärmemengen sowie die zum Antrieb des Thermalwasserkreislaufes notwendigen Antriebsstrommengen ermittelt:

- für Thermalwassertemperaturen $80^{\circ}\text{C} - 110^{\circ}\text{C}$
- für Thermalwassermengenströme $100 \text{ m}^3/\text{h} - 300 \text{ m}^3/\text{h}$
- für Fernwärmesetzegrößen $10 \text{ MW} - 50 \text{ MW}$

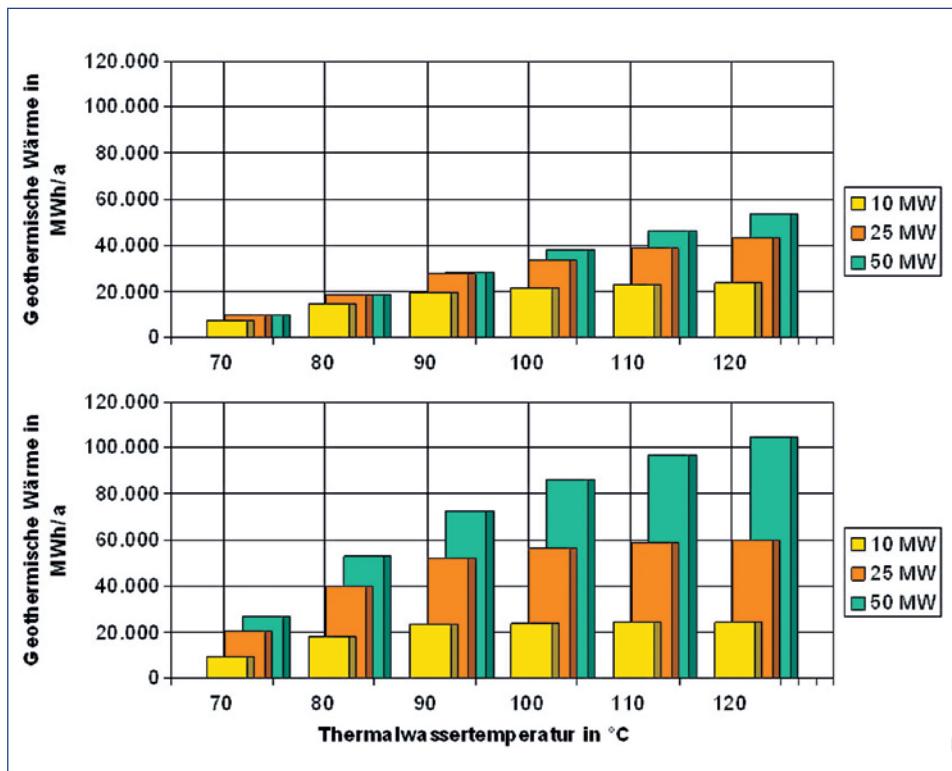
Außer bei Thermalwassertemperaturen von 80°C kommt nur der direkte Wärmetausch vom Thermalwasser zum Heiznetz zum Ansatz. Die weitere Auskühlung von Thermalwasser unter die Heiznetzrücklauftemperatur mit Hilfe von Wärmepumpen wird in vorgenannter Ausnahme bis zu minimal 45°C berücksichtigt.

In Abb. 54 ist die Bestimmung der Wärmemenge beispielhaft für ein Fernwärmesetze von 25 MW Leistungsgröße dargestellt, das mit verschiedenen Thermalwassertemperaturen und -mengenströmen versorgt wird.

Mit steigender Thermalwassertemperatur, steigendem Thermalwasserstrom und größerem Heiznetz erhöht sich also der Umfang einkoppelbarer geothermischer Wärme (vgl. Abb.55). Die Heiznetzgröße begrenzt aber die Ausnutzung einer u.U. in größerem Umfang vorhandenen geothermischen Ressource. Für ein 10 MW -Netz macht es keinen Sinn, nach heißem Wasser von mehr als $90 \dots 100^{\circ}\text{C}$ zu suchen, bzw. die Bohrung auf einen Mengenstrom größer $100 \text{ m}^3/\text{h}$ auszulegen.



■ Abb. 54: Umfang geothermischer Grundlast- und konventionell erzeugter Spitzenlastwärme, Netzgröße 25 MW, Thermalwasserströme von 100 und 300 m³/h

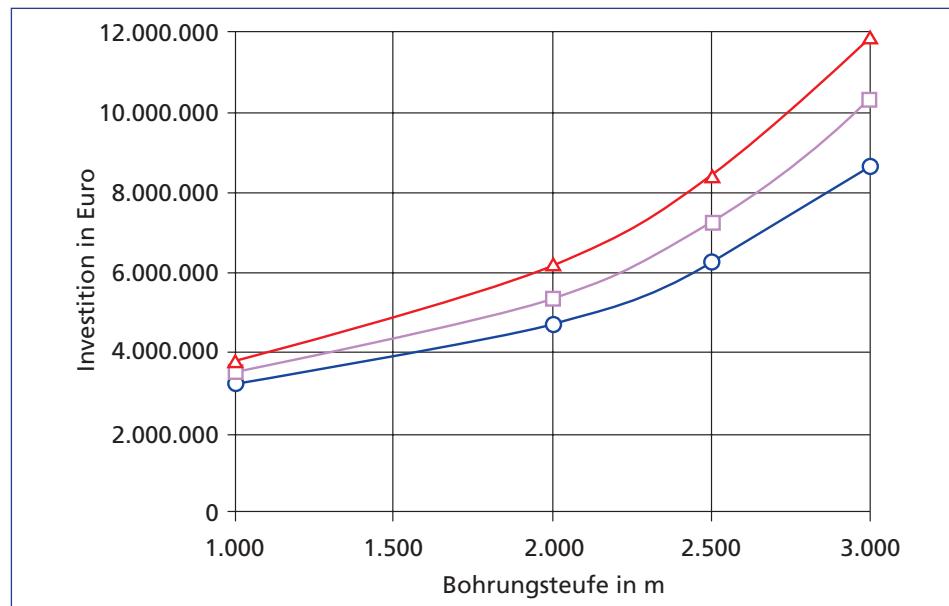


■ Abb. 55: Geothermische Wärme, Thermalwasserströme von 100 bis 300 m³/h

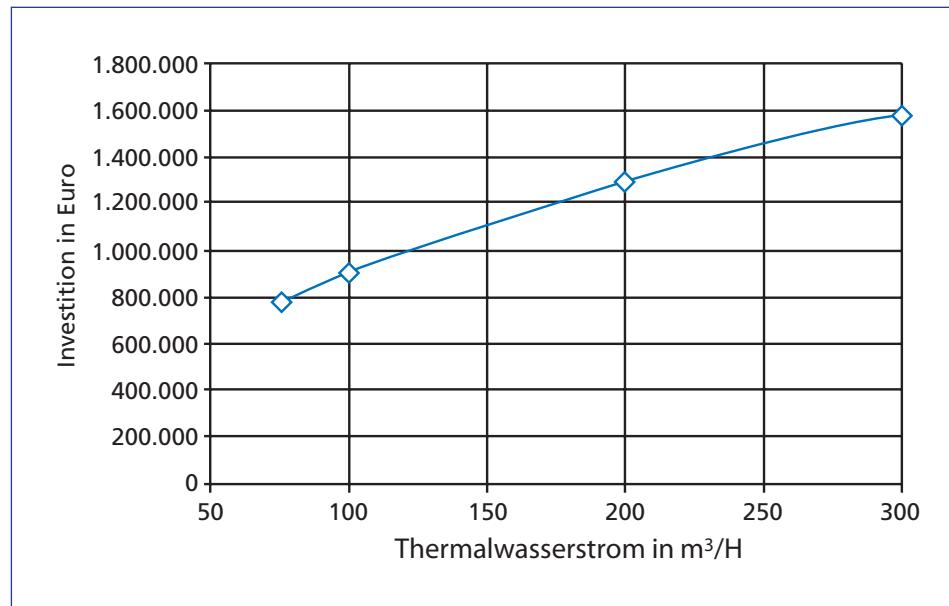
Investitionen

Der Schwerpunkt der Investitionen in ein geothermisches Projekt liegt, bedingt durch die Bohrkosten, unter Tage. Diese steigen nicht linear. Vereinfacht gesagt, kostet jeder Bohrmeter mehr, als der darüberliegende. Die Zahlen im nachfolgenden Diagramm (Abb. 56) enthalten sowohl die Errichtung der Bohrung als auch deren geologische und ingenieurtechnische Vorbereitung und Begleitung.

Die Höhe der Investitionen in den Obertageteil der Anlage ist abhängig vom Umfang des Thermalwasserdurchsatzes. Sämtliche Investitionen in den Übertageteil der Geothermie wurden daher in eine mengenstromabhängige Funktion aufgenommen.



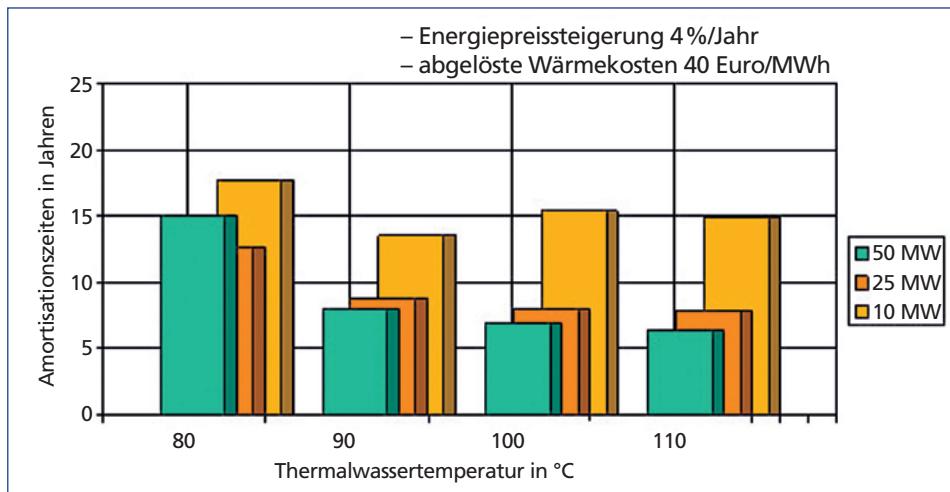
■ Abb. 56: Investitionen in den Untertageteil geothermischer Anlagen (Preisstand 2008)



■ Abb. 57: Investitionen in den Übertageteil geothermischer Anlagen (Preisstand 2008)

Wirtschaftlichkeit^{1,2}

Das zunächst folgende Beispiel bezieht sich auf eine Anlage im Norddeutschen Becken mit einer im Direktwärmetausch arbeitenden geothermischen Grund- und einer konventionellen Spitzenlasterzeugung. Dargestellt werden die Ergebnisse jeweils für zwei unterschiedliche Thermalwasserströme.



■ Abb. 58: Amortisationsdauern für einen Thermalwasserstrom von 100 m³/h

- ¹ • Kapitalbezogene Kosten
 – Zinssatz
 – Normative Nutzungsdauern
 – Bohrungen
 – Übertägige Anlagen
 – Wartungssätze
 – Bohrungen
 – Übertägige Anlagen

6 %/a

- Verbrauchsgebundene Kosten
 – Strompreis
 – Wärmeprise
 – Preissteigerungsrate

120,00 Euro/MWh
 30 ... 40 Euro/MWh
 2 ... 4 %/a

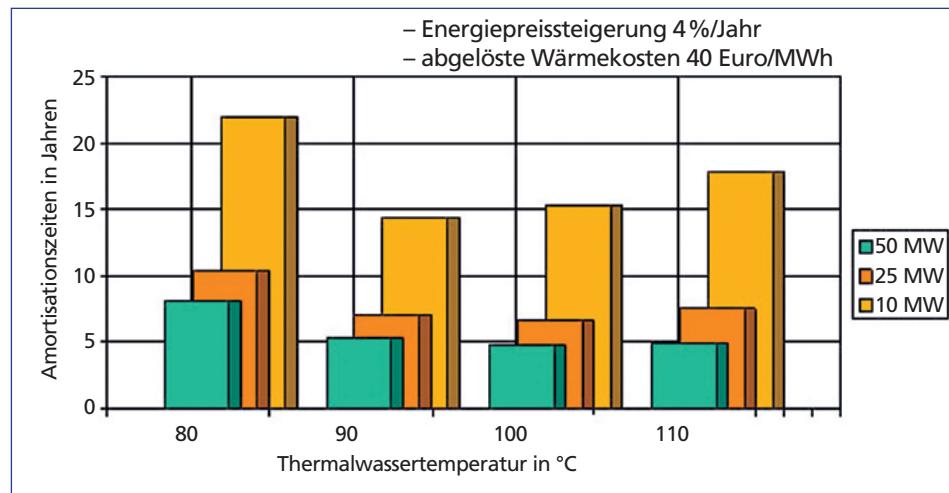
- Betriebsgebundene Kosten
 – Verbrauchsmaterial
 – Anteilige Anlagenbedienung

3.500 Euro/100 m³/h/a
 50.000 Euro/a

- Sonstige Kosten
 – Versicherung übertägiger Anlagen
 – Anteilige Verwaltung und Geschäftsführung

0,75 %/a
 30.000 Euro/a

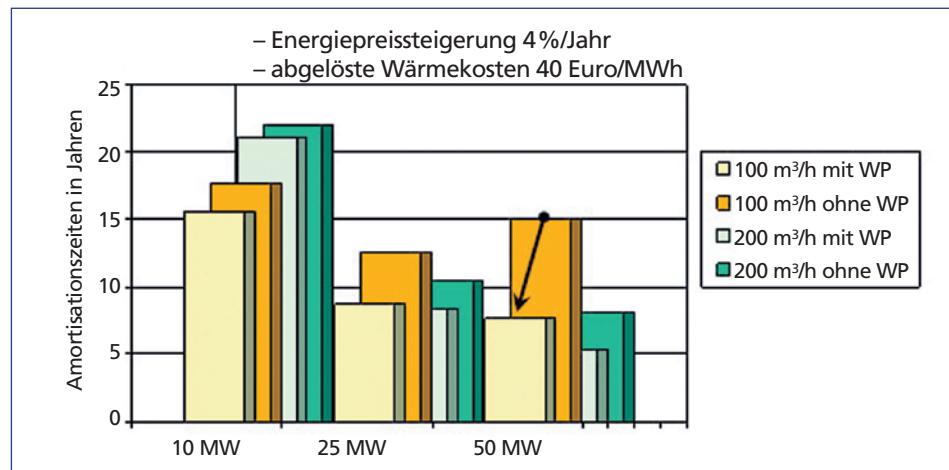
² Zur Ermittlung von Rückfluszeiten der Zusatzinvestitionen in die Erzeugung geothermischer Wärme wird die Amortisationsmethode entsprechend VDI2067 verwendet. Die Amortisationszeit ist also der Zeitraum, für den sich ein Kapitalwert von 0 ergibt.



■ Abb. 59: Amortisationsdauern für einen Thermalwasserstrom von 200 m³/h

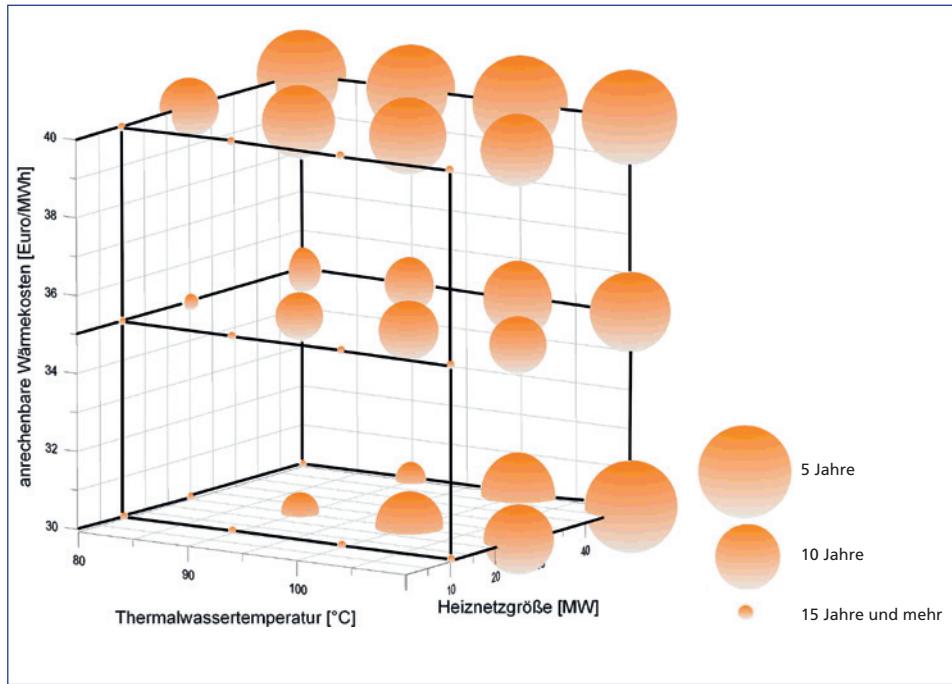
Bei niedrigen Thermalwassertemperaturen kann der Betrieb eines geothermischen Heizwerks durch den Einsatz einer Wärmepumpe optimiert werden. Die folgende Grafik zeigt den Einfluss einer solchen, in diesem Fall elektrisch angetriebenen und ihrer Größe kostenseitig optimierten Maschine. Sie arbeitet zwischen der Senke von 80 °C und (je nach Leistungsgröße und Thermalwasserstrom) der Quelle von minimal 45 °C.

Die folgenden Zusammenfassungen der Amortisationszeiten geothermischer Heizwerke in den drei deutschen Thermalwasserregionen basieren auf dem oben beispielhaft dargestellten Berechnungsgang.

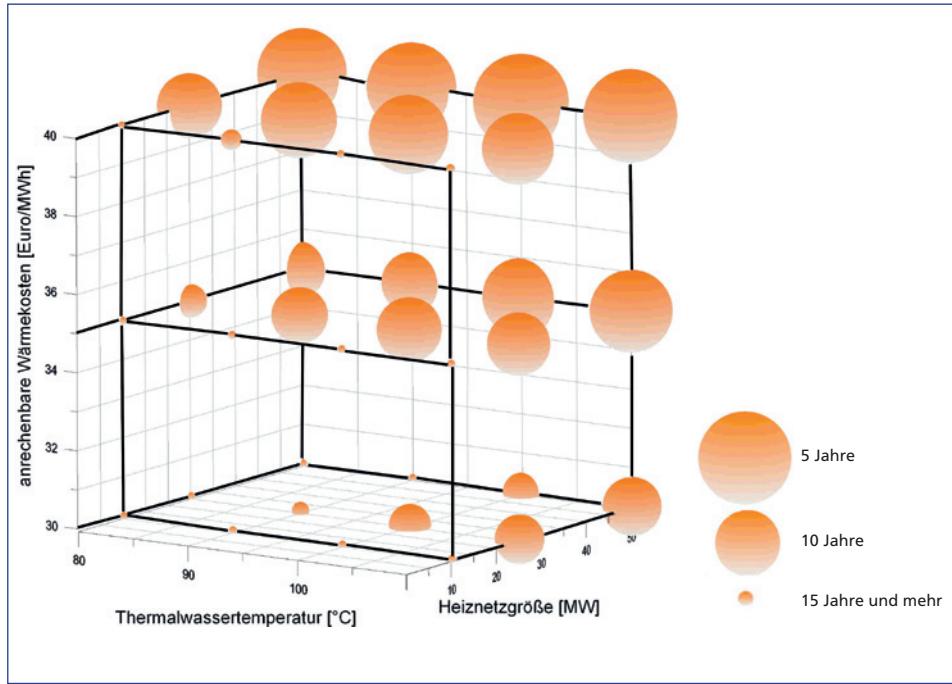


■ Abb. 60: Einfluss einer Kompressionswärmepumpe auf die Amortisationsdauer

Norddeutsches Becken und Oberrheingraben



■ Abb. 61: Amortisationsdauern bei Preissteigerungen für Energie von 2 %/a



■ Abb. 62: Amortisationsdauern bei Preissteigerungen für Energie von 4 %/a

Ergebnisse Bayerisches Molassebecken

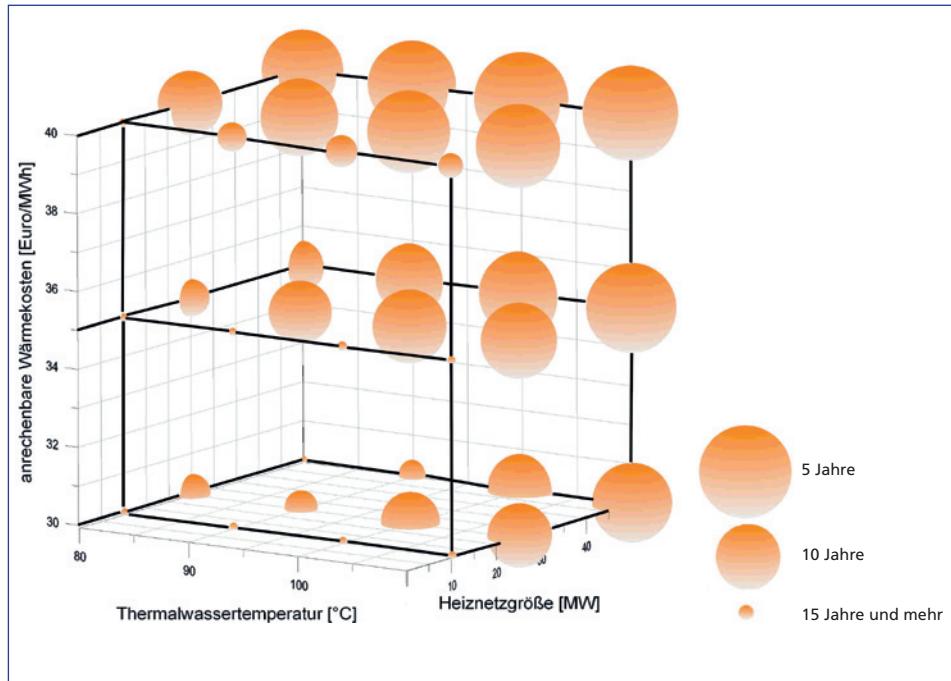


Abb. 63: Amortisationsdauern bei Preissteigerungen für Energie von 2 %/a

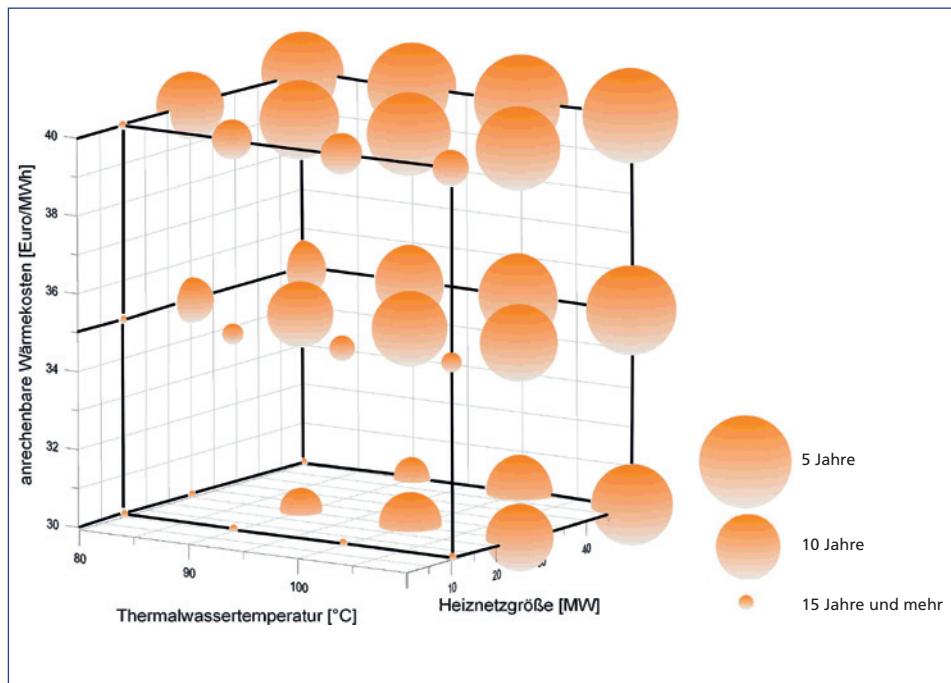


Abb. 64: Amortisationsdauern bei Preissteigerungen für Energie von 4 %/a

Fazit

Die Wirtschaftlichkeit der Geothermie in der Wärmeversorgung bietet ein vielversprechendes und differenziertes Bild:

- Grundsätzlich ist es möglich, in allen drei betrachteten Vorzugsgebieten die Spanne der anlegbaren Kosten zu erreichen. Die mit einer Grundlastfahrweise erzielbaren Rückfluszeiten des zusätzlich in Bohrungen und übertägige Thermalwasserkreisläufe investierten Kapitals liegen in weiten Bereichen unterhalb von 15 Jahren, erreichen oft auch Werte um und unter 5 Jahre.
- Die Rückfluszeiten sind nur nachrangig davon abhängig, wo in Deutschland unter sonst gleichen Bedingungen die Geothermieranlage errichtet wird. Der etwas höhere geothermische Gradient und i.d.R. günstigere Fließbedingungen bevorteilen das Molassebecken allerdings etwas.
- Als Untergrenze eines Wärmabnehmersystems können 10 MW Spitzenleistung angesehen werden.
- Konkurrenz-Wärmekosten im Bereich von 30 bis 40 Euro/MWh sind repräsentativ für die heutige Nah- und Fernwärmeversorgung, wenn man die großen KWK-Anlagen, die aber kaum im hier betrachteten Leistungsspektrum bis 50 MW zu finden sind, ausklammert.

Definiert man eine Rückflussdauer des eingesetzten Kapitals von 10 Jahren als Wirtschaftlichkeitsgrenze, so ergibt sich folgendes Bild:

- Im Norddeutschen Becken und im Oberrheingraben sind bei Konkurrenz-Wärmekosten von 40 Euro/MWh und moderaten jährlichen Energiepreissteigerungen (2 %/a) Netzgrößen von 25 MW und Thermalwassertemperaturen von ca. 90°C und höher notwendig. Unterstellt man eine Preissteigerung von 4 %/a, ist Wirtschaftlichkeit bei vergleichbarer Netzgröße schon für Thermalwassertemperaturen von 80°C erreichbar. Konkurrenz-Wärmekosten von 30 Euro/MWh kann Geothermie allerdings nur unter sehr günstigen Rahmenbedingungen (>100°C) etwas entgegensezten.
- Im Molassebecken ist die Situation ähnlich, aber leicht günstiger. Bei Konkurrenz-Wärmekosten von 40 Euro/MWh und jährlichen Energiepreissteigerungen von 2 %/a sind Netzgrößen von ca. 20 MW und Thermalwassertemperaturen von ca. 80°C und höher notwendig. Konkurrenz-Wärmekosten von 30 Euro/MWh kann man im Falle größerer Netze (> 25 MW) bereits bei Thermalwassertemperaturen > 90°C entgegentreten.

4.8 GeotIS

Im Gegensatz zu früheren Jahren veralten Standortkarten heutzutage schnell. Einen Überblick über die aktuelle Situation bietet die Standortdatenbank des *Geothermischen Informationssystems* für Deutschland (GeotIS). Bei GeotIS handelt es sich um ein Projekt des Leibnitz-Instituts für Angewandte Geophysik (LIAG), Hannover und der Staatlichen Geologischen Dienste. Unter der Web-Adresse www.geotis.de finden die Nutzer eine Zusammenstellung von Daten und Informationen über tiefe Aquifere in Deutschland, die für eine geothermische Nutzung in Frage kommen. Es ersetzt die früheren Ausgaben geothermischer Atlanten, ist also weit mehr als eine reine Standortkartierung. Neben den Projektdaten wird auch die geowissenschaftliche Datenbasis laufend um neue Erkenntnisse und Ergebnisse ergänzt. Das Material steht im Internet jedem Interessenten zur Verfügung.

Das System baut auf Daten von mehr als 30.000 Bohrungen auf. Diese wurden vor allem bei der Suche nach Erdöl- und Erdgaslagerstätten oder für Zwecke des Bergbaus abgeteuft. Hinzu kommen hydraulische Daten aus dem *Fachinformationssystem Kohlenwasserstoffe* des Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie im Geozentrum Hannover, Datenbestände, Kartenwerke und Arbeiten der anderen am Projekt beteiligten Geologischen Dienste der Länder und aus der ehemaligen DDR, sowie Temperaturdaten aus dem LIAG eigenen *Fachinformationssystem Geophysik*. Daraus wurden 3D-Untergrundmodelle entwickelt, die den Kern des GeotIS-Systems bilden.

5 Petrothermale Geothermie

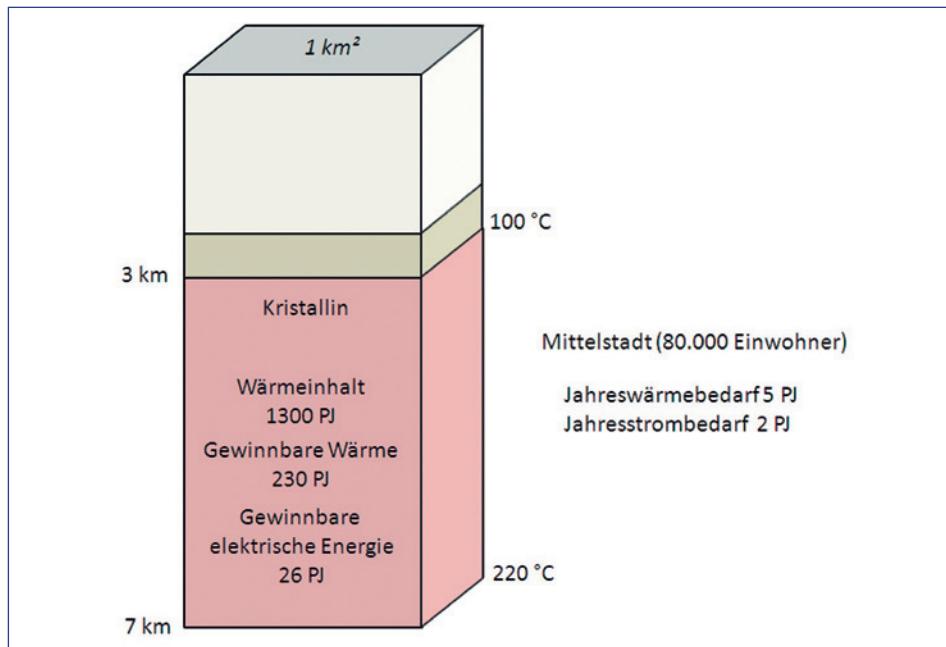
Die im vorhergehenden Kapitel behandelten »hydrothermalen Vorkommen« machen nur etwa 1 % der mit heutiger Bohrtechnik erschließbaren Krustengesteine aus. Lediglich hochporöse Sandsteine oder stark zerklüftete oder verkarstete Gesteine haben eine ausreichende Permeabilität, um die für tiefe Geothermalbohrungen benötigten hohen Produktionsfließraten zu erreichen. Der große Rest fällt bei ausreichender Temperatur unter die Kategorie »petrothermale Reservoirs«. Dieser Begriff ist neu und existiert bisher nur im deutschen Sprachraum. Er wurde zunächst als Oberbegriff der englischsprachigen Ausdrücke »Hot Dry Rock« (HDR), »Hot Fractured Rock« (HFR) sowie Enhanced oder Engineered Geothermal Systems (EGS) eingeführt, die sich alle auf die gering permeablen kristallinen Tiefengesteine beziehen. Er wurde dann aber auf alle Gesteine erweitert, für deren Erschließung die Produktionsbohrungen hydraulisch stimuliert werden müssen, um die für den industriellen Betrieb benötigten Produktionsfließraten zu erzielen.

Ausreichende Erfahrungen mit der hydraulischen Stimulation gibt es derzeit nur für den Granit. Erfolg versprechende Experimente wurden auch im Gneis und in Vulkaniten ausgeführt. Man kann daher davon ausgehen, dass die Kristallengesteine insgesamt für die hydraulische Stimulation geeignet sind. Für die gering permeablen Sediment- und Metamorph-Gesteine liegen dagegen nur wenige Erfahrungen vor. Es ist daher nicht sicher, ob durch hydraulische Stimulation auch in diesen Gesteinen Produktions-Fließraten erreicht werden können, die für die industrielle Nutzung ausreichen. Dies gilt vor allem für die geothermische Stromerzeugung, die deutlich höhere Produktionsfließraten erfordert als die direkte Wärmenutzung. Da bei den petrothermalen Reservoirs derzeit die Stromerzeugung im Vordergrund steht, macht es Sinn, sich zunächst auf die kristallinen Gesteine zu beschränken.

5.1 Petrothermale Ressourcen in Deutschland

Die kristallinen Gesteine bilden den Sockel der Sedimentgesteine und sind prinzipiell an jeder Lokation vorhanden. Während sie jedoch in vielen Regionen bis dicht an die Erdoberfläche heranreichen, sind sie z. B. in Beckenstrukturen von zum Teil mächtigen Sedimentformationen überlagert und können mit heutiger Bohrtechnik nicht oder nur mit unverhältnismäßig großem Aufwand erbohrt werden.

Das geothermische Potenzial der kristallinen Gesteine ist enorm. Dies wird schon in der lokalen Perspektive deutlich. Nimmt man z. B. an, dass das kristalline Grundgebirge in 3 km Tiefe ansteht und mit heutiger Bohrtechnik 7 km Tiefe routinemäßig erreicht werden können, so steht pro Quadratkilometer Erdoberfläche ein Volumen von 4 km³ Kristallin-Gestein mit Temperaturen zwischen 100°C und 220°C zur Verfügung (Abb. 65). Kühlte man dieses Volumen vollständig auf 10°C (mittlere Jahrestemperatur an der Erdoberfläche) ab, so erhält man eine thermische Energie von 1.300 PJ (1 Petajoule = 1015 J). Realistisch lässt sich nicht der gesamte Wärmeinhalt abschöpfen, sondern nur ein Bruchteil davon. Das Verhältnis von praktisch gewinnbarer zu vorhandener Energie wird als Gewinnungsfaktor bezeichnet. Mit intelligenten Erschließungsschemata sollten sich Gewinnungsfaktoren um 20 % erreichen lassen. Bei einem angenommenen Gewinnungsfaktor von 18 % beträgt die aus 4 km³ Gestein gewinnbare thermische Energie 230 PJ. Daraus lässt sich bei einem mittleren Wirkungsgrad von 11 % eine elektrische Energie von 26 PJ gewinnen. Eine Mittelstadt mit 80.000 Einwohnern hat einen Jahreswärmedarf von 5 PJ/a und einen Jahresstrombedarf von 2 PJ/a. Nimmt man an, dass sie



■ **Abb. 65:** Beispiel für den Energieinhalt des kristallinen Grundgebirges zwischen 3 und 7 km Tiefe unter einer Grundfläche von 1 km²

eine Fläche von 50 km² einnimmt, so lässt sich leicht errechnen, dass die Kristallingesteine im Stadtgebiet den Wärme- und Strombedarf der Stadt über Jahrhunderte decken kann.

In der landesweiten (nationalen) Perspektive bietet sich ein ähnliches Bild. Aus einer für den Deutschen Bundestag angefertigten Studie [3],[12] ergeben sich die in Abb. 66 aufgelisteten Werte für das Strom- und Wärmepotenzial. Diese zeigen, dass der deutsche Strom- und Wärmebedarf über mehr als 5 Jahrhunderte aus den Kristallingesteinen gedeckt werden könnte. Es handelt sich also um eine Ressource von nationaler Bedeutung.

Region	Tiefen-intervall	Thermische Energie Direktwärmennutzung	Elektrische Energie	Elektrische Energie
	[km]	[EJ]	[EJ]	[TWh]
Nordd. Becken	3 – 7	650	66	18.300
Oberrheingraben	3 – 7	560	62	17.200
Mittel- & Süd-dts. Kristallin	3 – 7	9.000	940	261.000
Deutschland	3 – 4	1.070	94	26.100
Deutschland	4 – 5	2.330	223	61.900
Deutschland	5 – 6	3.120	335	93.100
Deutschland	6 – 7	3.700	414	115.000
Deutschland	3 – 7	10.220	1.066	296.100
Jahresbedarf D.		5	2	550

■ **Abb. 66:** Gewinnbare thermische und elektrische Energie der petrothermalen Ressourcen in Deutschland (nur Kristallingesteine)

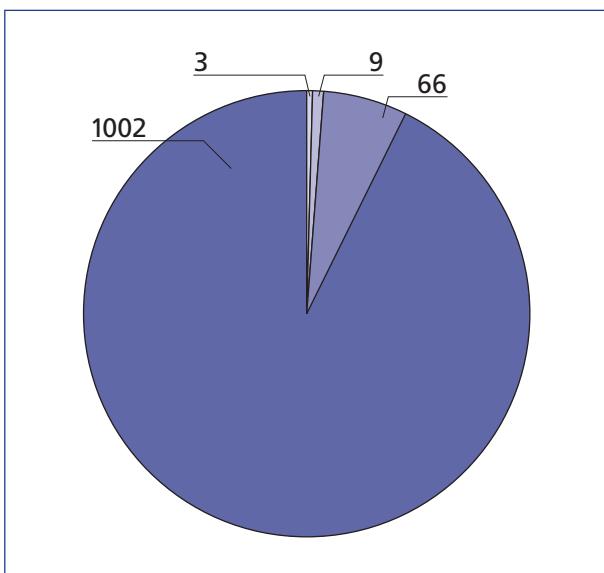


Abb. 67: Geothermische Strom-Potenziale (gewinnbare elektrische Energie) in Deutschland in EJ;

- Kristallin Oberrheingraben, Vulkanite Norddeutsches Becken,
- Mittel- & Süddeutsches Kristallin,
- Heißwasser-Aquifere.
- Zum Vergleich ist das Strompotenzial der deutschen Erdöl- & Erdgasreserven eingezzeichnet

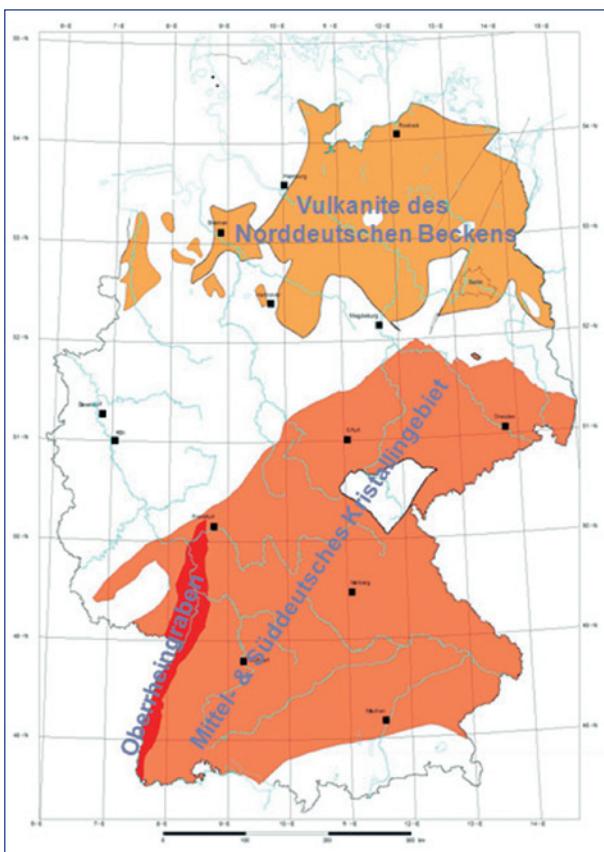


Abb. 68: Verbreitung der petrothermalen (kristallinen) Ressourcen in 3 km Tiefe in Deutschland

Demgegenüber ist das Strompotenzial der Heißwasser-Aquifere relativ klein. Es macht weniger als 1 % des geothermischen Strompotenzials aus. Es ist aber dennoch dreimal höher als das Strompotenzial der gesamten deutschen Erdöl- und Erdgasreserven.

Der weitaus größte Teil der petrothermalen Strom-Ressourcen, nämlich 93 % liegt in der Südhälfte Deutschlands. Dies liegt zum einen an der größeren flächenhaften Verbreitung, in stärkerem Maße aber an der größeren Mächtigkeit der süddeutschen Ressourcen. Vom süddeutschen Potenzial entfallen rund 7 % auf den Oberrheingraben. Etwa gleich groß ist das petrothermale Strompotenzial Norddeutschlands.

5.1.1 Geologie-Tektonik

Das kristalline Grundgebirge bildet überall den Sockel der Sedimentgesteine. Es besteht im Wesentlichen aus Graniten oder granitähnlichen Gesteinen und Gneisen. In Mittel- und Süddeutschland ist es in Tiefen von wenigen hundert Metern bis ca. 2.000 m anzutreffen. Nur im Alpenvorland, im Oberrheingraben und in einigen kleineren Beckenstrukturen taucht seine Oberfläche bis in größere Tiefen, teilweise bis 5 km ab (Abb. 69).

Im Norddeutschen Becken taucht seine Oberfläche dagegen bis in Tiefen von 9 km und mehr ab und ist daher mit heutiger Standbohrtechnik nicht zu erreichen. Darüber befinden sich allerdings Schichten vulkanischer Gesteine des Perm und Karbon, die teilweise Mächtigkeiten von über 2 km aufweisen und in Tiefen von bis zu 7 km geothermisch genutzt werden können (s. Querprofil in Abb. 69).

Die Kristallingegebiete, in denen sich nach derzeitigem Kenntnisstand die Geothermie mittels petrothermaler Systeme nutzen lässt, gliedern sich in zwei großflächige Bereiche (Abb. 68):

- Das Norddeutsche Becken mit den Vulkaniten des Perm und Karbon und der kristallinen Grundgebirgssockel in Bereich von Rügen
- Das mittel- und süddeutsche Kristallingegebiet

Beim kristallinen Grundgebirge handelt es sich um den Rumpf eines vor mehr als 300 Mio. Jahren aufgewölbten Gebirges, das ganz Mitteleuropa in einem breiten Gürtel durchzog, ähnlich wie die heutigen weiter südlich gelegenen Alpen. Im Hinblick auf die unterschiedliche Entwicklung lassen sich die heutigen Reste der variszischen Gebirgszüge in Mitteleuropa in von Südwest nach Nordost verlaufende Zonen aufgliedern (Abb. 70, rechte Abbildung).

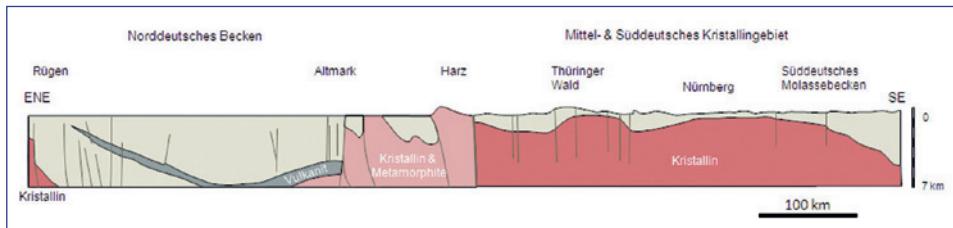
Im südlichen Anschluss an das Norddeutsche Becken ist dies zunächst das Rhenoherzynikum, zu dem das Rheinische Schiefergebirge und der Harz gehören. Dieses besteht vorwiegend aus Sediment- und Metamorphgesteinen des Karbon und Devon und ist nur lokal wie z. B. im Harz von Graniten oder Gneisen durchsetzt.

Südlich des Rhenoherzynikums schließt sich die Saxothuringische Zone (Saxothuringikum) an. Deren nördlichster Abschnitt wird als Mitteldeutsche Kristallin-Zone oder auch Schwelle (MKZ) bezeichnet und ist aus Granit oder granitähnlichen Gesteinen und aus sehr alten metamorphen Sediment- und Vulkanitserien aufgebaut. Sie tritt im Odenwald und Spessart sowie im Thüringer Wald und im Kyffhäuser zutage. In ihrem zentralen und südlichen Teil besteht die Saxothuringische Zone aus gefalteten und metamorphen Sedimentfolgen und Vulkaniten des Kambrium bis Unterkarbons. Hauptaufschlussgebiet ist das thüringisch-sächsische Grundgebirge am Nordwestrand des böhmischen Massivs.

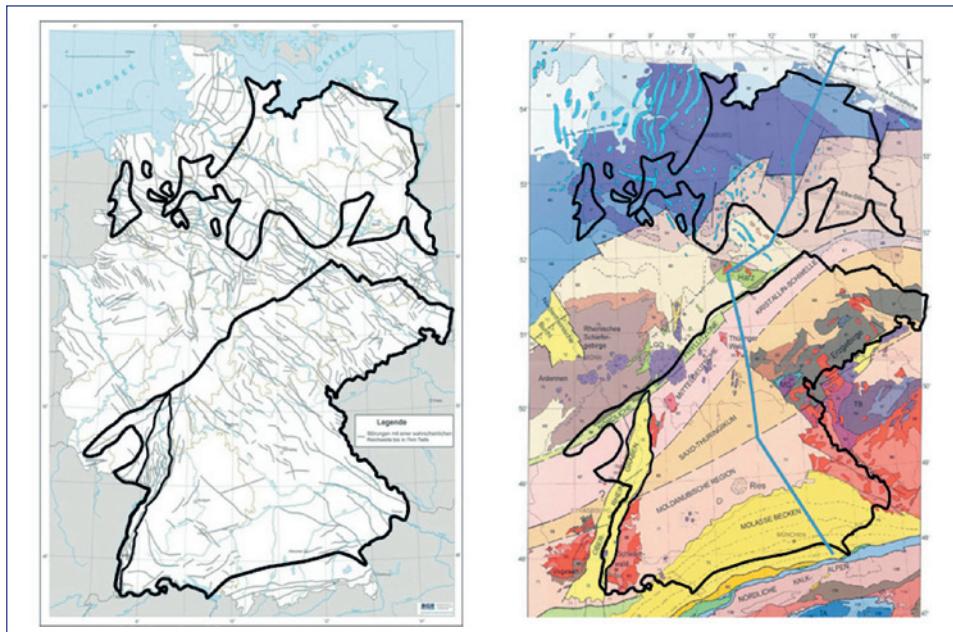
Südlich des Saxothuringikums schließt sich das Moldanubikum an. Dieses bildet den zentralen Bereich des variszischen Gebirges. Zu ihm gehören der überwiegende Teil des Böhmischen Massivs, des Schwarzwaldes und der Vogesen. Zwischen Schwarzwald und Bayerischem Wald ist das Kristallin des Molanubikums in teilweise sehr geringen Tiefen von wenigen hundert Metern anzutreffen. Das Gebirge besteht i. W. aus Gneisen sowie aus Graniten und granitähnlichen Gesteinen.

Als gesonderte Einheit ist der Oberrheingraben abgegrenzt. Hier ist durch die Grabenbildung das Kristallin aller 4 Zonen um mehrere Kilometer abgesenkt worden. Auch heutzutage noch senkt sich der Graben im Rahmen einer aktiven Tektonik ab.

Neben dem Potenzial der Kristallingesteine stehen auch tiefreichende Störungssysteme für die petrothermale Nutzung zu Verfügung. Eine Übersicht über den Verlauf tiefreichender tektonischer Störungen (Erdkrustenverschiebungen) ist in Abb. 70 gegeben. Diese Störungssysteme können in die Schaffung von untertägigen Wärmetauscherflächen einbezogen werden.



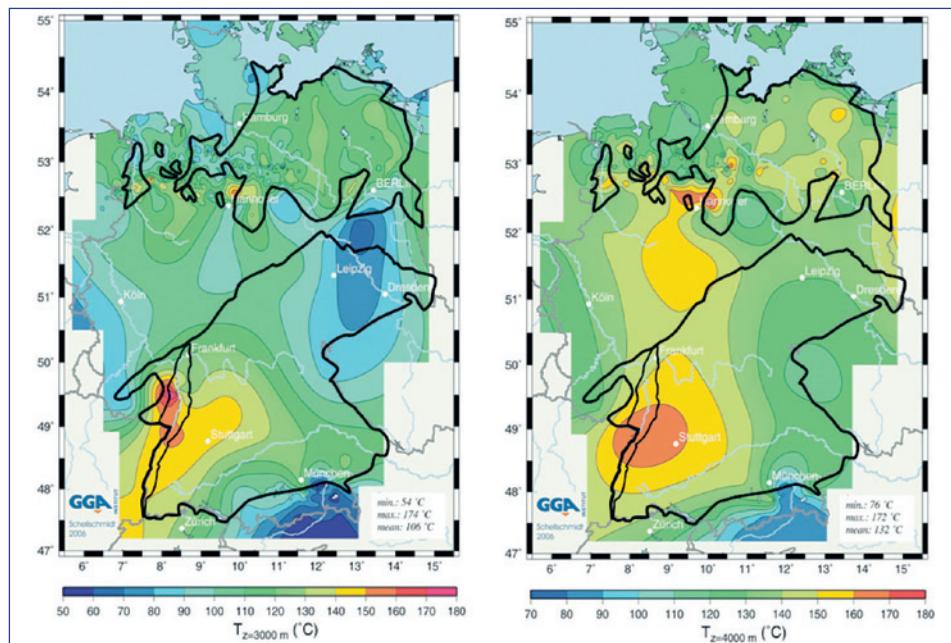
■ Abb. 69: Nord-Süd-Profilschnitt durch Deutschland mit Tiefenlage der Kristallin-Ressourcen



■ Abb. 70: Tiefenstörungen in Deutschland (links) und großtektonische Gliederung Deutschlands (rechts). Blaue Linie: Verlauf des in Abb. 69 dargestellten Profilschnitts

5.1.2 Untergrundtemperaturen

In der zentralen Datenbank des LIAG (s. Kap. 4.8) lagern Temperaturdaten aus rund 10.000 Tiefbohrungen. Die meisten dieser Bohrungen liegen in den kohlenwasserstoff-höfigen Regionen der großen Beckenstrukturen und nur relativ wenige Bohrungen erreichen Tiefen über 4.000 m. Für die tiefliegenden Kristallin-Ressourcen ist die Datenbasis daher eher klein. Dies gilt insbesondere für die 150.000 km² große Mittel- und Süddeutsche Kristallin-Region, die keine Kohlenwasserstofflagerstätten aufweist und entsprechend schwach mit Bohrungen exploriert ist.



■ Abb. 71: Untergrundtemperaturen in 3.000 m (links) und 4.000 m Tiefe (rechts)

Das thermisch attraktivste Gebiet ist der Oberrheingraben, insbesondere der Grabenabschnitt zwischen Baden-Baden im Süden und Speyer im Norden. In diesem Abschnitt überschreitet die Temperatur in 3.000 m stellenweise 160°C (Abb. 71). Ursachen sind eine besonders geringe Tiefenlage der Krusten-Mantelgrenze und ein dadurch bedingter erhöhter basaler Wärmestrom. Aufsteigende heiße Tiefenwässer sowie die Isolierwirkung von schlecht wärmeleitenden Deckschichten verstärken diesen Effekt. Sehr gute thermische Bedingungen finden sich auch in der Region Stuttgart – Bad Urach. Hier übersteigen die Untergrundtemperaturen in 3.000 m Tiefe teilweise 140°C und liegen damit um mehr als 40°C über dem Normalwert. In Thüringen, Sachsen-Anhalt und Sachsen liegen sie dagegen um bis zu 30°C darunter. Relativ kühl ist es auch im südlichen Teil des Süddeutschen Molassebeckens, südlich der Linie Bodensee – München. In den übrigen Gebieten der Mittel- und Süddeutschen Kristallinregion kann von normalen Untergrundtemperaturen ausgegangen werden, d.h., die Temperaturen nehmen von etwa 10°C an der Oberfläche um rund 30°C pro km Tiefe zu.

Es ist anzunehmen, dass sich die regionalen Unterschiede mit zunehmender Tiefe ausgleichen. Ein Beispiel hierfür liefert die Kontinentale Tiefbohrung (KTB). Für diese wurden aufgrund von

Messungen in Flachbohrungen deutlich geringere Temperaturen vorausgesagt als später in großer Tiefe gemessen wurden. Umgekehrt nimmt in den geothermischen Anomalien des Oberrheingrabens die Temperatur in größeren Tiefen häufig deutlich schwächer zu als in den oberen Stockwerken. Diese Effekte sind vor allem auf Grundwasserbewegungen zurückzuführen. In Gebieten mit absteigenden Grundwässern (also in Grundwasser-Neubildungsgebieten wie den Mittelgebirgen) sind die Temperaturen oberflächennah verringert. In Gebieten mit aufsteigenden Wässern sind sie erhöht.

Im Norddeutschen Becken sind die Untergrundtemperaturen mit Ausnahme der Region Hannover, in der jedoch keine kristallinen Vorkommen vorhanden sind, annähernd normal. Allerdings kann im östlichen Bereich des Norddeutschen Beckens, dort, wo die Vulkanite flächenhaft verbreitet sind und z.T. große Mächtigkeiten erreichen, mit leicht erhöhten Temperaturen gerechnet werden.

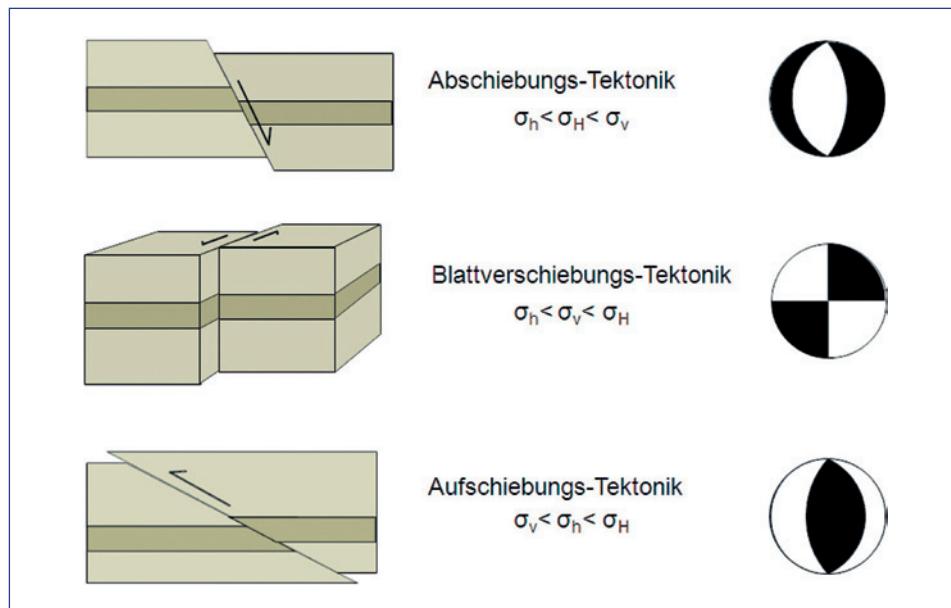
Erfahrungen mit hydrothermalen Stromprojekten lassen erwarten, dass für die petrothermale Stromerzeugung, die ja technisch aufwändiger ist, Temperaturen über 150°C notwendig sind. Im Norddeutschen Becken und im Mittel- und Süddeutschen Kristallingegebiet sind daher in der Regel Bohrtiefen von mehr als 4,5 km erforderlich. Nur im Raum Stuttgart – Bad-Urach und in der Westhälfte des Oberrheingrabens, insbesondere im Abschnitt zwischen Baden-Baden und Speyer reichen Bohrtiefen von 3,5 km, lokal auch weniger aus.

5.1.3 Gebirgsspannungen und Seismizität

Für die Anlage der unterirdischen Wärmeaustauschflächen sind die tektonischen Spannungen (Gebirgsdrucke) von entscheidender Bedeutung. Sie bestimmen sowohl die Richtung der Wärmeaustauschflächen als auch den Druck, der zu ihrer Erzeugung nötig ist. Im Gegensatz zu Wasser ist der Druck im Gestein nicht allseits gleich, sondern ist richtungsabhängig. Das Spannungsfeld lässt sich an jeder Stelle vollständig durch den Betrag und die Richtung der drei Hauptspannungen beschreiben. Diese stehen senkrecht aufeinander und in der Regel ist die Vertikalspannung oder die Auflast eine der Hauptspannungen. In diesem Fall sind die beiden anderen Hauptspannungen horizontal gerichtet. Man unterscheidet grundsätzlich drei tektonische Situationen (Abb. 72).

- Ist die Vertikalspannung die größte der drei Hauptspannungen, so spricht man von **Abschiebungs-Tektonik**. In Gebieten mit Abschiebungs-Tektonik bilden sich beim Brechen der Erdkruste Bruchflächen (Störungen), die etwa 60–70° gegen die Horizontale geneigt sind.
- Liegt der Wert der Vertikalspannung zwischen den beiden Horizontalspannungswerten, so spricht man von **Blattverschiebungs-Tektonik**. In diesem Fall bricht die Erdkruste in Form von vertikalen Bruchflächen, deren Richtung etwa 20–30° von der Richtung der größeren horizontalen Hauptspannung abweicht.
- Ist die Vertikalspannung die kleinste der drei Hauptspannungen, so spricht man von **Aufschiebungs-Tektonik**. In diesem Fall bilden sich Bruchflächen, die etwa 20–30° gegen die Horizontale geneigt sind und in Richtung der maximalen horizontalen Hauptspannung einfallen.

Welche dieser drei Situationen vorliegt, kann aus der Bewegungsrichtung der bei Erdbeben aktivierten Störungsflächen ermittelt werden. Eine Blattverschiebung z.B. führt an der Erdoberfläche vom Epizentrum aus gesehen in zwei Quadranten zu einem stoßhaften (schwarze



■ Abb. 72: Spannungsbedingungen und zugehörige Störungstypen

Quadranten in Abb. 72) und in den beiden anderen Quadranten zu einem zughaften Erstimpuls (weiße Quadranten in Abb. 72). Analoges gilt für die beiden anderen Mechanismen. Aus natürlichen Erdbeben lassen sich auf diese Weise Informationen über die Spannungsbedingungen und die Bewegungsmechanismen auf Störungsfächen gewinnen.

Die Beobachtung der natürlichen Seismizität ist aber auch für die Risikoeinschätzung wichtig. Wie weiter unten beschrieben, werden bei der Schaffung der unterirdischen Wärmetauscherflächen seismische Ereignisse induziert werden, die u. U. an der Erdoberfläche spürbar sind, aber in der Regel keine Schadenswirkung haben (s. Kap. 7).

5.1.4 Formationsfluide

Trotz ihrer geringen Porosität, die in der Regel weniger als 1 % beträgt, sind die kristallinen Gesteine auch in großer Tiefe nicht trocken. Ihr Porenraum, der vor allem durch die Mikrorisse und in geringerem Maße durch die makroskopischen Trennflächen (Klüfte, Störungen) gebildet wird, enthält natürliche Wässer, deren Mineralgehalt mit zunehmender Tiefe ansteigt. In Graniten und Gneisen handelt es sich durchweg um kochsalzreiche Lösungen mit einem Gesamtmineralgehalt zwischen 100 und 300 g/l. Dieser hohe Salzgehalt, der weltweit in allen granitähnlichen Gesteinen in großer Tiefe angetroffen wird, stammt nicht aus den überlagernden salzhaltigen Sedimentschichten oder dem Meerwasser, sondern aus dem Granit selbst. Abweichungen gibt es in tektonisch aktiven Regionen, z. B. Grabenstrukturen oder jungen Faltengebirgen. So ist der Mineralgehalt von Tiefenwässern der Alpen durch den starken Eintrag von Regenwasser deutlich geringer, während im Oberrheingraben der Mineralgehalt zwar hoch ist, aber wahrscheinlich von den salzhaltigen Schichten des Deckgebirges stammt.

In den Vulkaniten des Norddeutschen Beckens muss mit extrem hohen Mineralgehalten bis über 300 g/l mit hohem CaCl_2 -Anteil gerechnet werden.

Die Tiefenwässer sind wegen ihres Gehalts an Uran, Blei und Radon häufig schwach radioaktiv. Sie enthalten außerdem geringe Mengen an gelösten Gasen, CO_2 , N_2 , z. T. auch Methan. Seltener kommt H_2S vor. Dieses ist aber wegen seiner Toxizität und Korrosivität problematisch.

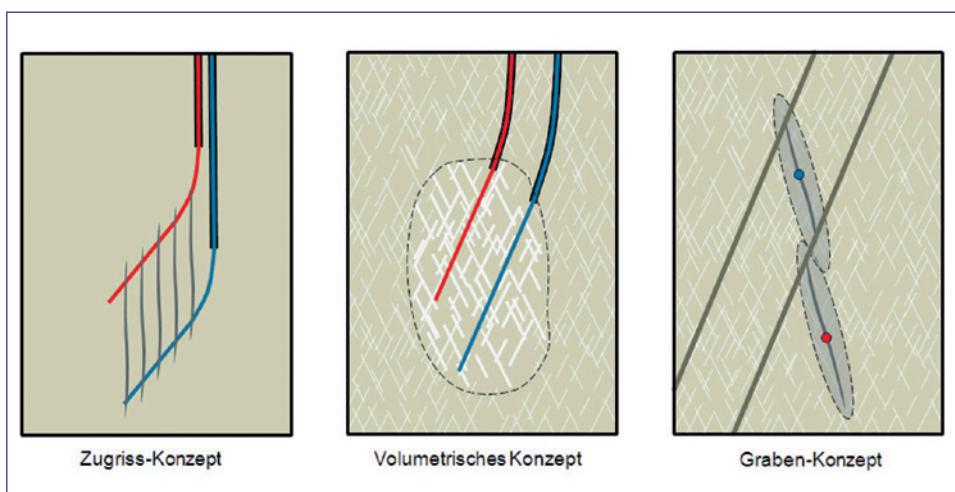
Da in der Erdöl- und Erdgasindustrie und inzwischen auch in der hydrothermalen Geothermie ausreichende Erfahrungen mit hoch-salinaren Tiefenwässern gesammelt wurden, sind die damit verbundenen technischen Probleme durchweg beherrschbar.

5.2 Erschließungstechnik und Forschungsprojekte

Die kristallinen Gesteine sind wegen der auch in großen Tiefen vorhandenen Klüfte und Störungen nicht vollständig dicht. Ihre hydraulische Durchlässigkeit (Permeabilität) ist jedoch im Allgemeinen um Größenordnungen zu klein, um die für industrielle Anwendungen benötigten Produktions-Fließraten und thermischen Leistungen erzielen zu können. Es ist deshalb nötig, ausgedehnte Wärmeaustauschflächen im Kristallin zu schaffen, durch die dann eine Wärmeträger-Flüssigkeit (in der Regel Wasser) zwischen Injektions- und Produktionsbohrung zum Entzug der Gesteinswärme zirkuliert. Im Gegensatz zu hydrothermalen Systemen erfolgt hier der Betrieb in einem nahezu geschlossenen Kreislauf, in dem der Druck so hoch gehalten wird, dass die Trägerflüssigkeit nicht siedet. Dampf für die Stromerzeugung entsteht erst im Sekundärkreislauf, der auf niedrigem Druckniveau betrieben wird und in dem eine bei niedrigen Temperaturen siedende organische Flüssigkeit zirkuliert.

Für die Schaffung des riesigen Wärmetauschers im kristallinen Gestein wurden im Laufe der letzten 3 Jahrzehnte unterschiedliche Konzepte vorgeschlagen und erprobt (Abb. 73).

Unabhängig vom jeweiligen Konzept müssen petrothermale Dubbletten-Systeme je nach Bohrtiefe im großtechnischen Betrieb Stromleistungen zwischen 2 und 10 MW liefern. Dazu sind Fließraten zwischen 30 und 100 l/s erforderlich. Um diese Leistung über eine Betriebsdauer von mindestens 20 Jahren zu garantieren, sind Bohrlochabstände von mindestens 500 m und eine Gesamt-Wärmeaustauschfläche von 5 – 10 km^2 erforderlich. Insgesamt müssen die Wärmeaustauschflächen ein Gebirgsvolumen von 0,1 – 0,3 km^3 erfassen.



■ Abb. 73: Petrothermale Erschließungskonzepte

Die für den Betrieb benötigten hohen Fließraten müssen bei einem Injektionsdruck erreicht werden, der niedriger ist als der kritische Druck für die Rissausbreitung, da sich sonst das Riss-System während des Betriebs unkontrolliert ausbreiten würde. Dieser kritische Druck hängt im Wesentlichen von den tektonischen Spannungen im Untergrund ab und ist von Standort zu Standort verschieden. Im Oberrheingraben z. B. sollte der Injektionsdruck nicht wesentlich höher liegen als 5 MPa. Auch wirtschaftliche und energetische Gründe erzwingen eine Begrenzung des Injektionsdrucks und – bei Einsatz von Förderpumpen in der Produktionsbohrung – auch eine Begrenzung der Druckabsenkung in der Förderbohrung. Ausreichende Fließraten sind deshalb nur zu erzielen, wenn der Fließwiderstand im Riss-System, das ist die Differenz zwischen Einlass- und Auslassdruck dividiert durch die Auslass-Fließrate, hinreichend klein ist. Als Richtwert kann ein Wert von 100 Mpa/(m³/s) gelten.

Die Flüssigkeitsverluste im Untergrund sind ein weiterer wichtiger Faktor. Diese müssen durch ständige Frischwasserzufuhr ersetzt werden und dürfen über längere Zeiträume etwa 10 % der Auslauf-Fließrate nicht übersteigen. Das Problem der Flüssigkeitsverluste kann allerdings durch den Einsatz von Förderpumpen in den Produktionsbohrungen weitgehend vermieden werden.

5.2.1 Schlüsseltechniken: Risserzeugung, seismische Rissortung und Richtbohrverfahren

Die Erzeugung von Quadratkilometer großen Wärmeaustauschflächen in mehreren tausend Metern Tiefe bei Gebirgstemperaturen um 200°C erschien zu Beginn der Hot-Dry-Rock-Forschung eine kaum zu bewältigende technische Herausforderung. Nach anfänglichen Überlegungen, dies mit nuklearen Sprengsätzen zu versuchen, kam man bald zu der Überzeugung, dass nur das Verfahren des hydraulischen Spaltens (Hydraulic-Fracturing) Aussicht auf Erfolg bot.

Diese in der Erdölindustrie entwickelte Methode wurde bis heute in Millionen von Erdöl- und Erdgasbohrungen eingesetzt, um durch Aufspalten des Speichergesteins den Zufluss zu den Produktionsbohrungen zu steigern. Hierbei werden mit leistungsstarken Hochdruckpumpen gelartige Flüssigkeiten in die Bohrungen injiziert. Erreicht der Druck einen bestimmten kritischen Wert, reißt das Gestein auf. In der Regel geschieht dies in Form eines axialen Bohrloch-parallelen Risses, der sich senkrecht zur Richtung der geringsten horizontalen Hauptspannung ausrichtet. Um die Risse nach Druckentlastung offen zu halten, werden Sand oder andere feinkörnige Stützmittel in die Risse gepresst.

Die Anforderungen bei der petrothermalen Stromgewinnung gehen jedoch weit über die Erfordernisse in Erdöl- und Erdgasbohrungen hinaus, da für den Wärmeentzug weitaus größere und gleichzeitig hydraulisch leitfähiger Risse erforderlich sind. Ein weiterer Unterschied besteht darin, dass Produktions- und Injektionsbohrungen durch diese verbunden werden müssen. Heute weiß man, dass nur die Wasserfrac-Technik für die Schaffung solcher Systeme in Frage kommt.

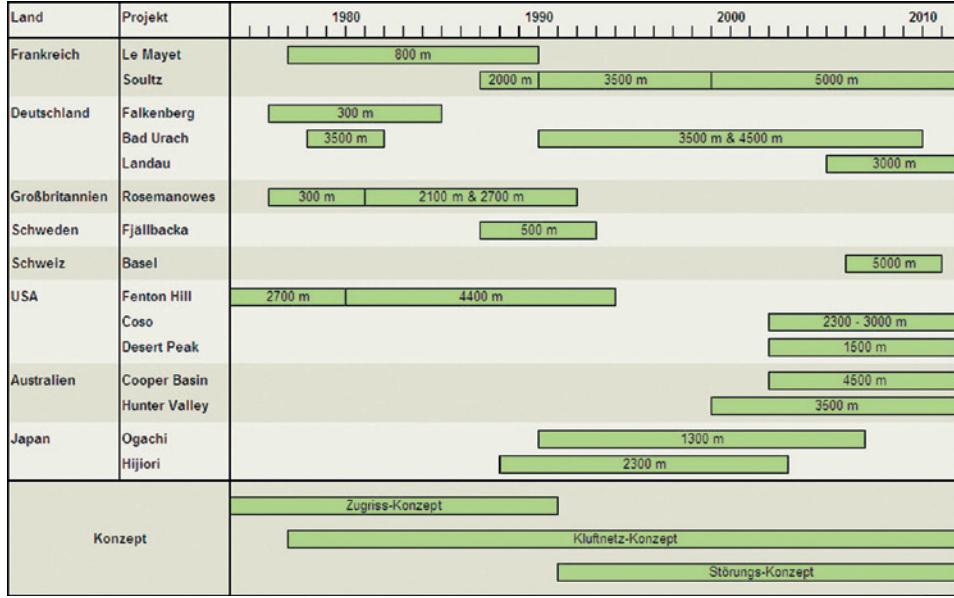
Der Vorgang der Rissausbreitung ist in kristallinen Gesteinen von Bruchgeräuschen begleitet, die mit Bohrlochgeophonen oder hochempfindlichen Oberflächen-Seismometern registriert und deren Herde aus den unterschiedlichen Ankunftszeiten der seismischen Wellen an den einzelnen Seismometer-Stationen geortet werden können. Die raumzeitliche Verteilung der seismischen Herde gibt Aufschluss über Wachstum und Orientierung des Riss-Systems. Mit Hilfe dieser Information kann die Zweitbohrung gezielt in die Peripherie der Riss-Systeme gelenkt werden.

Die Entwicklung der Richtbohrtechnik hat in den letzten Jahrzehnten in der Erdölindustrie große Fortschritte gemacht. Mit aktiven Steuerungsverfahren können heute in mehreren Kilometern Tiefe Bohrungen bis in die Horizontale abgelenkt und über viele Kilometer innerhalb geringmächtiger Gesteinsschichten geführt werden. Bisher liegen jedoch noch keine ausreichenden Erfahrungen für kristalline Gesteine vor. Insbesondere die hohe Abrasivität kristalliner Gesteine und ihre Härte, die eine schnelle Abnutzung der Bohrwerkzeuge zur Folge haben und Schäden in der Steuerungselektronik durch starke Vibrationen verursachen, stellen noch Hindernisse dar. Temperaturen bis 180 °C sind dagegen heute beherrschbar.

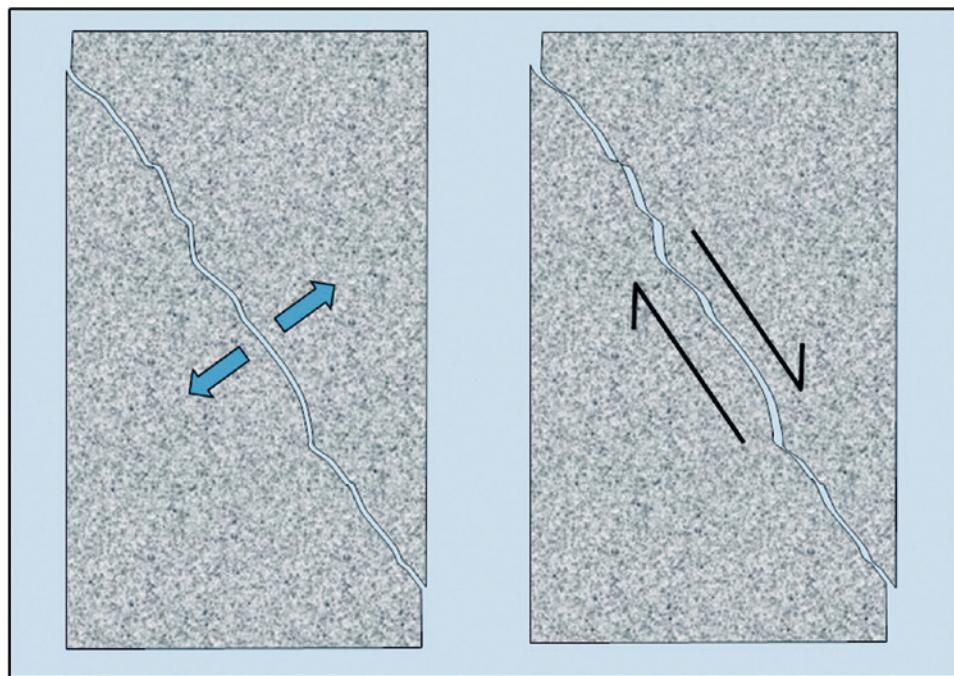
5.2.2 Projekte

Die Idee zur Erschließung der kristallinen Gesteine wurde von Wissenschaftlern des Los Alamos National Laboratory um 1970 entwickelt und in einem ersten Forschungsprojekt in Fenton Hill am Rande des Valles Caldera in Neu Mexiko erprobt. Innerhalb kurzer Zeit gelang der Nachweis, dass mit dem Wasserfrac-Verfahren großflächige Gesteinsrisse in mehr als 2.000 m Tiefe geschaffen und als Wärmeaustauschflächen genutzt werden können. Der rasche Erfolg dieser Experimente stimulierte schon bald Folgeprojekte in Großbritannien (Rosemanowes Quarry), Deutschland (Falkenberg) und Frankreich (Le Mayet de Montagne), wo man jedoch zunächst in geringer Tiefe und bei niedrigen Gesteinstemperaturen experimentierte (Abb. 74). Auch diese Tests verliefen Erfolg versprechend.

In Falkenberg (Oberpfalz) konnte in 250 m Tiefe ein rund 15.000 m² großer künstlicher Riss erzeugt und mit mehreren Bohrungen durchrörtert werden. Anschließende Tests lieferten exakte Daten zum Verständnis des Selbststützungsprozesses (Abb. 75). Die Experimente zeigten, dass die hydraulisch erzeugten Risse aufgrund der Unebenheit und Rauigkeit ihrer Oberflächen nicht mehr vollständig schließen, sondern auch bei hohem Gebirgsdruck eine »Rest-«



■ **Abb. 74:** Übersicht der wichtigsten Petrothermal-Projekte mit Angabe des Tiefenbereichs und des Erschließungskonzepts



■ Abb. 75: Schematische Darstellung des Selbststützungseffekts

Durchlässigkeit behalten. Dies macht den Einsatz von Stützmitteln überflüssig, was eine wesentliche Voraussetzung für die Einsetzbarkeit des Wasserfrac-Verfahrens ist. Wenig später ausgeführte Frac-Tests in der 3.500m tiefen Forschungsbohrung Urach 3 bestätigten diese Erfahrungen, zeigten aber auch, dass der Selbststützungs-Effekt in Gneisen offensichtlich nicht so wirkungsvoll ist wie im Granit.

Anfang der 1980er Jahre wurden in Los Alamos und im Rosemanowes Quarry nahezu zeitgleich die ersten Hot-Dry-Rock-Systeme im großtechnischen Maßstab erstellt. Durch massive Wasser-Injektionstests, bei denen mehrere 10.000 m³ Wasser injiziert wurden, konnten erstmals Riss-Systeme im Quadratkilometer-Maßstab erzeugt werden. Damit war der Nachweis erbracht, dass eine großtechnische geothermische Nutzung des Kristallins im Prinzip möglich ist.

Die Ergebnisse dieser Tests warfen jedoch Fragen über den Ausbreitungsmechanismus auf. Glaubte man zuvor, künstliche Risse im Gestein schaffen zu müssen, setzte sich nun die Ansicht durch, dass die kristallinen Gesteine auch in großen Tiefen von einem Netzwerk natürlicher Risse (Kluft-Netzwerk) durchzogen sind und dieses durch die Wasserinjektion nur geweitet und geschart zu werden braucht. Man sprach deshalb nicht länger von hydraulischem Spalten (hydraulic fracturing) sondern von hydraulischer Stimulation. Die Ansicht gründete auf der eher räumlichen als flächenhaften Verteilung der lokalisierten Bruchherde, dem starken Scherwellenanteil der seismischen Bruchsignale sowie auf Ergebnissen von Laborexperimenten und Modellrechnungen.

Die bald mehrheitlich akzeptierte Vorstellung hatte technische Vorteile: Statt mit hohem technischen Aufwand mehrere Bohrlochabschnitte für die Risszeugung separieren zu müssen,

konnten nach dieser Vorstellung in einer einzelnen langen Bohrlochstrecke eine Vielzahl von Klüften hydraulisch stimuliert und auf diese Weise ein »volumetrischer« Wärmetauscher geschaffen werden. Auch brauchten die Bohrungen nicht stark geneigt zu sein, sondern konnten mehr oder weniger als Vertikalbohrungen ausgeführt werden. Ein Ablenken der Bohrungen war nur erforderlich, um in Reservoir-Tiefe einen ausreichenden Abstand zwischen Injektions- und Produktionsbohrungen zu erreichen, wenn diese vom gleichen Bohrplatz aus niedergebracht wurden. Der Abstand konnte überdies kleiner ausfallen, da der Wärmeinhalt des stimulierten Gebirgsvolumens durch das vielfach verzweigte Kluft-Netzwerk sehr effektiv entzogen würde.

Es wundert deshalb nicht, dass alle größeren Folgeprojekte auf diesem Konzept aufbauten. Anfang der 1990er Jahren waren dies das Europäische Forschungsvorhaben *Soultz-sous-Forêts*, die japanischen Projekte *Hijiori* und *Ogachi* sowie das wieder aufgenommene Projekt in Bad Urach. Weitere 10 Jahre später folgten die australischen Projekte im Cooper Basin und in Hunter Valley sowie um 2005 die Projekte Basel und Landau.

Einen Fortschritt brachte vor allem das Forschungsvorhaben *Soultz*. Dort erkannte man, dass das Kluft-Netzwerk nur eine untergeordnete Stelle bei der hydraulischen Stimulation spielt. Ihre Rolle übernehmen stattdessen die tektonischen Störungen. Diese durchtrennen das Gebirge großräumig und bilden in Grabenzenen oder anderen tektonisch aktiven Regionen ein hydraulisches Netzwerk mit zum Teil sehr hoher hydraulischer Leitfähigkeit. Ziel der hydraulischen Stimulation ist daher, künstliche Risse und/oder natürliche Trennflächen von den Bohrungen aus bis zu diesen hochleitfähigen Störungen vorzutreiben und auf diese Weise an das hochleitende Störungsnetzwerk anzuschließen. Man ist deshalb nicht länger darauf angewiesen, mittels hydraulischer Stimulation eine direkte Verbindung zwischen den Bohrungen zu schaffen.

Ein solches System ist daher in Grabenzenen oder anderen tektonisch aktiven Regionen relativ leicht zu realisieren. Da es sich um ein hydraulisch »offenes« System handelt, ist jedoch der Einsatz von Unterwasserpumpen in der Förderbohrung zwingend, um unakzeptabel hohe Flüssigkeitsverluste zu vermeiden.

Das Forschungsvorhaben *Soultz* hat hinsichtlich des Bohrlochabstands, der Fließrate und der Tiefe Meilensteine in der HDR-Entwicklung gesetzt (Abb. 74 und 76). Die dort entwickelten Vorstellungen über das Kristallin und die Stimulation wurden im kommerziellen Projekt Landau konsequent umgesetzt. In diesem Projekt gelang es, mit der Erstbohrung eine hochleitfähige Störung direkt zu erbohren und die Zweitbohrung durch hydraulische Stimulation an das Störungsnetzwerk anzuschließen. Auf diese Weise wurde das bisher leistungsfähigste und größte petrothermale System realisiert.

Die in *Soultz* gewonnenen Erkenntnisse über die Beteiligung von Störungen am Stimulationssprozess bestätigten sich auch bei Stimulation-Tests in Basel und im Cooper Basin in Australien. Sie lieferten auch eine plausible Erklärung für die unerwartet starke Seismizität während dieser Tests. Diese hat sich, insbesondere durch die Ereignisse in Basel als ein ernstzunehmendes Hindernis für die Weiterentwicklung dieser Technologie herausgestellt. Es ist daher fraglich, ob auf diesem technisch einfachen und soweit erfolgreichen Weg fortgefahren werden kann. In tektonisch aktiven, dicht besiedelten Regionen wie dem Oberrheingraben dürfte dies kaum durchsetzbar sein. Doch auch in weniger kritischen Regionen spricht einiges dafür, den Weg der massiven hydraulischen Stimulation zu verlassen und auf den technisch aufwändigeren Pfad der kontrollierten künstlichen Risszeugung in separierten Bohrlochabschnitten zurückzukehren. Erste Vorschläge und Planungen für ein solches Projekt in Deutschland existieren bereits.

Projekt	Tiefe	Temperatur	Einlass-Auslass-Distanz	Produktions-Fließrate	Hydraulische Pump-Leistung	Thermische (elektrische) Leistung	Bohrloch-Konfiguration
	[m]	[°C]	[m]	[l/s]	[MW]	[MW]	
Fenton Hill I	2.700	190	100	8	0,1	3 (0,06)	Dublette
Fenton Hill II	3.550–4.400	250	380	14	0,4	10	Dublette
Rosemanowes 2a	2.000	80	300	10	0,16	1	Dublette
Rosemanowes 2b	2.300	80	300	24	0,35	4	Triplette
Hijiori II	2.250	250	130	9	0,07	5	Triplette
Ogachi	700–1.000	240	80	1.7	0,02	0,6	Dublette
Soultz I	3.000–3.600	170	450	25	0,15	11	Dublette
Soultz II	4.400–5.000	200	600	25	0,15	14 (1,5)	Triplette
Landau	3.000	160	2.000	70	0,50	30 (3)	Dublette
Cooper Basin	4.400	240	550	15	0,23	11	Triplette

■ Abb. 76: Ergebnisse der wichtigsten Petrothermal-Projekte

5.3 Installation eines petrothermalen Systems

Die wesentlichen Informationen, die vor Errichtung einer petrothermalen Anlage bekannt sein müssen, sind Tiefenlage, Mächtigkeit und Typ des Kristallins, die Untergrundtemperaturen, das Spannungsfeld, das Vorhandensein und der Verlauf tektonischer Störungen sowie die natürliche Seismizität im Umfeld.

Die Tiefenlage des Kristallins ist in Deutschland relativ gut bekannt. Mit Ausnahme einiger Stellen im Oberrheingraben, dem unmittelbaren Alpenvorland und einiger kleinerer Beckenstrukturen kann davon ausgegangen werden, dass im süd- und mitteldeutschen Kristallingebiet spätestens in 3.000 m Tiefe das Kristallin angetroffen wird und dieses bis mindestens 7 km Tiefe durchhält. Schwieriger ist die Situation im Norddeutschen Becken. Die dort vorkommenden Vulkanite haben zum Teil nur eine geringe Mächtigkeit und ihre Tiefenlage ist häufig nur ungenau bekannt.

Im Allgemeinen wird die Bohrtiefe hauptsächlich durch die angestrebte Reservoir-Temperatur definiert. Anhaltswerte für die Untergrundtemperaturen liefert das Geothermische Informations-System (GeotIS) des Leibniz-Instituts für angewandte Geophysik (LIAG, s. Kap. 4.8). Für Tiefen unterhalb 4.000 m gibt es jedoch mit Ausnahme des Norddeutschen Beckens nur wenige Daten.

Hinsichtlich der Gesteinsart sind nach heutigem Stand der Technik Granitgebiete zu bevorzugen. Da diese seismisch von Gneisen nicht zu unterscheiden sind, können darüber vor dem Abteufen häufig keine gesicherten Aussagen gemacht werden.

Bezüglich des Spannungsfeldes kann auf die »World Stress Map« zurückgegriffen werden. Diese enthält hauptsächlich Daten über die Orientierung der Hauptspannungen. Eine umfassende Sammlung der Spannungsbeträge für große Tiefen gibt es zurzeit nur für das Norddeutsche Becken [13].

Über die tektonischen Störungen gibt es Informationen in Kartenwerken der BGR und der geologischen Landesämter. Für das Norddeutsche Becken ist dies vor allem der geotektonische Atlas NW-Deutschlands. Für die Anlage der Bohrungen wird diese Information im Allgemeinen nicht ausreichen. Hierfür wird in den meisten Fällen eine reflexionsseismische Erkundung notwendig sein, 2-D-Profile oder besser eine seismische 3-D-Erkundung des Untersuchungsfeldes. Einschränkend muss jedoch gesagt werden, dass der Störungsverlauf meist nur in den überlagernden Sedimenten erkennbar ist und im Kristallin meist nicht mehr verfolgt werden kann.

Über die natürliche Seismizität gibt es umfangreiche Informationen, die u.a. von der BGR, verschiedenen geologischen Landesämtern und der Universität Köln (Erdbebenstation Bensberg) im Internet zur Verfügung gestellt werden.

5.3.1 Bohren

Die Auslegung der Bohrungen, insbesondere der Bohr-Pfad, ist vom Erschließungskonzept abhängig. Beim derzeit praktizierten Erschließungskonzept reicht ein annähernd vertikaler Bohrloch-Verlauf. Eine stärkere Auslenkung aus der Vertikalen ist nur erforderlich, um in Reservoirtiefe einen ausreichenden Abstand zwischen Injektions- und Förderbohrung zu erzielen. Die hohen Fließraten petrothermaler Anlagen erfordern im Allgemeinen Bohrlochdurchmesser von mindestens 8,5" im Bohrlochtiefsten. Je nach Deckgebirge sind mehrere Zwischenverrohrungen einzuplanen, um die Bohrung in nicht standfesten oder kohlenwasserstoffführenden Gesteinsformationen abzusichern. Dies gilt vor allem für Bohrungen in den Beckenstrukturen wie dem Norddeutschen Becken, dem Oberrheingraben und dem süddeutschen Molassebecken. In diesen bohrtechnisch diffizilen Regionen kann jedoch auf langjährige Erfahrungen der Kohlenwasserstoff-Erschließung zurückgegriffen werden.

In Regionen mit geringer Tiefenlage des Kristallin kann die Bohrlochauslegung deutlich einfacher ausfallen, da das Kristallin im Allgemeinen standfest ist und keine Zwischenverrohrungen erfordert. So wurden z.B. in Soultz mehr als 3.500 m lange Bohrlochstrecken im Granit ohne Zwischenverrohrung abgeteuft. Dies hat den Vorteil, dass die Bohrungen über große Stecken nicht verjüngt zu werden braucht, was einen großen Enddurchmesser ermöglicht.

Obwohl im Vergleich zu den Sedimentgesteinen bis heute nur relativ wenige Tiefbohrungen im Kristallin abgeteuft wurden, liegen ausreichende technische Erfahrungen vor. So konnten in Soultz drei 5.000 m tiefe Bohrungen ohne größere technische Probleme abgeteuft werden. Erfahrungen aus der KTB zeigen, dass erst ab rund 6.000 – 7.000 m mit größeren bohrtechnischen Problemen gerechnet werden muss, verursacht durch den hohen Gebirgsdruck und die gleichzeitig hohen Temperaturen.

Die Meiβelstandzeiten von 50 – 100 m und Bohrfortschrittsraten von 3 – 4 m/h sind im Kristallin allerdings deutlich geringer als in den weicheren Sedimentgesteinen. Hier und bei der bereits oben erwähnten Richtbohrtechnik besteht noch Entwicklungsbedarf. Diamant-besetzte Bohrkronen, ein extensiverer Einsatz untertägiger Bohrmotoren für den direkten Antrieb des Bohrmeißels oder der Einsatz des hydraulischen Hammerbohrverfahrens könnten hier kurz- bis mittelfristig zu deutlichen Fortschritten und Kostensenkungen führen. In der Diskussion steht

auch eine neuartige Verrohrungstechnik, die eine Zwischenverrohrung der Bohrung ohne Durchmesser-Reduzierung zulässt (expandierbare Verrohrung). Diese könnte im relativ stand-sicherem Kristallin große Vorteile bringen.

5.3.2 Bohrlochmessungen

Petrothermal-Bohrungen stellen wegen der hohen Temperaturen und des hohen Flüssigkeitsdrucks in der Tiefe große Anforderungen an die Bohrlochmesstechnik, da es bis heute kaum Standard-Elektronikkomponenten für Temperaturen über 180°C gibt. Der heute praktizierte Einbau dieser Bauelemente in Dewar-Gefäße (Vakuum-Zylinder) ist für viele Anwendungen eine akzeptable Lösung, begrenzt aber die Messdauer auf rund 12 Stunden. Dauerbeobachtungen, z.B. Druck oder Temperatur, benötigen neue Bauelemente, die in verschiedenen Anwendungsfeldern in Entwicklung sind.

Für petrothermale Bohrungen sind vor allem die bildgebenden Verfahren wichtig. Diese liefern ein detailliertes Abbild der Bohrlochwand und erlauben es, Gesteins-Trennflächen wie Klüfte, hydraulisch erzeugte Risse oder Störungen zu studieren und zu vermessen (Abb. 77). Sie liefern außerdem für jede Tiefe den exakten Querschnitt der Bohrungen und damit ein Abbild von Bohrlochwandausbrüchen, aus deren Form und Orientierung Angaben über Richtung und Betrag der Gebirgsspannungen gewonnen werden können.

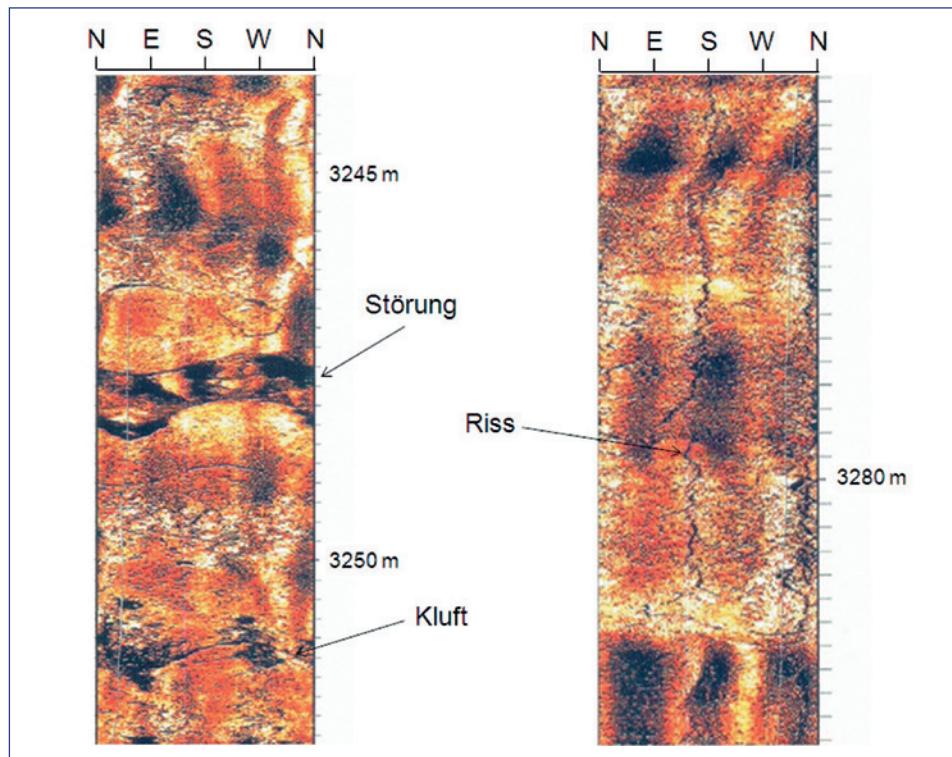
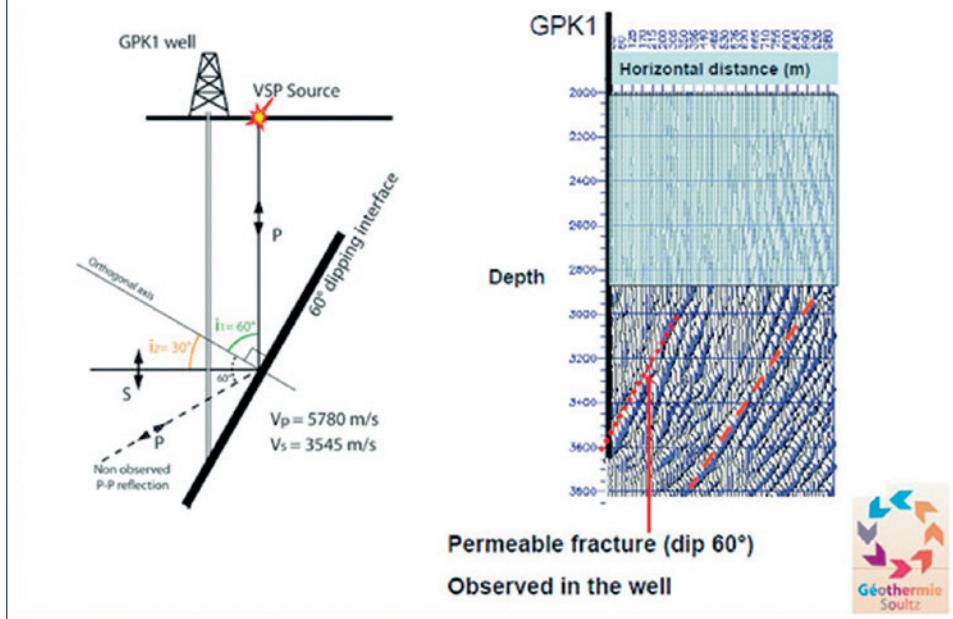


Abb. 77: Abbilder (Abwicklungen) der Bohrlochwand, gewonnen mit einem akustischen Televiewer. Die Skalen am Kopf der Abbildungen geben die Himmelsrichtung an

Vertical Seismic Profile (VSP): better characterisation of fracture zone network?



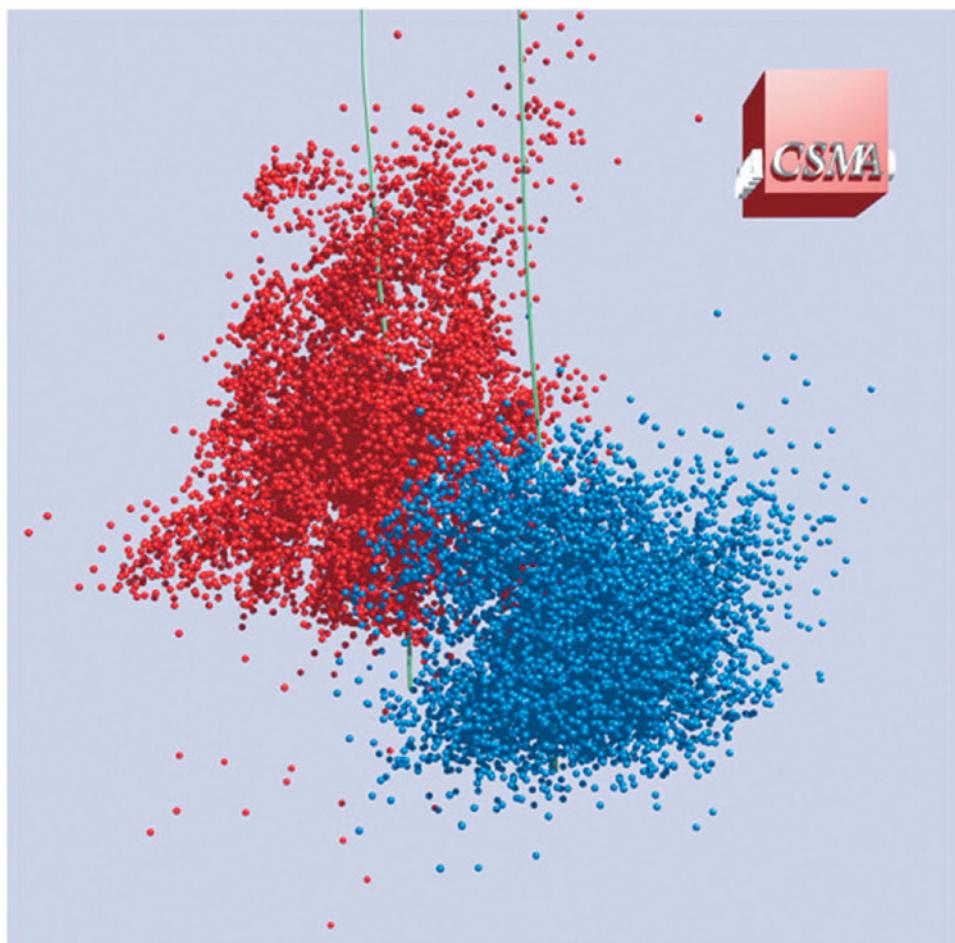
■ Abb. 78: Prinzip des »Vertical Profiling« (links) und Ergebnisse von VSP-Messungen in einer Bohrung des Forschungsvorhabens Soultz (rechts)

Für die Erkennung und Vermessung tektonischer Störungen in oder im Umfeld der Bohrungen gewinnt das VSP-Verfahren (Vertical Seismic Profiling) zunehmend an Bedeutung (Abb. 78). Es diskriminiert kleinere Trennflächen wie Klüfte und spricht nur auf die großräumigen für die Anlage der petrothermalen Systeme bedeutsamen Störungen an. Diese können hinsichtlich Orientierung und Neigung sehr viel zuverlässiger vermessen werden als dies mit den bildgebenden Verfahren möglich ist.

Zu den Standardverfahren gehören Druck-, Temperatur- und Strömungsgeschwindigkeitsmessungen. Mit Ihnen können, wenn sie bei hydraulischen Tests eingesetzt werden, die Zu- und Abflusszonen in den Bohrungen detektiert und quantifiziert werden. Für diesen Zweck wären Sonden mit zeitlich unbegrenzter Messdauer besonders wichtig.

5.3.3 Schaffung des untertägigen Wärmetauschers

In den vergangenen Jahrzehnten wurde ausschließlich das Verfahren der massiven hydraulischen Stimulation angewandt. Dabei wurden meist mehrere Zehntausend Kubikmeter Wasser in bis 700 m lange offene Bohrlochstrecken injiziert. Die Fließraten betrugen in der Regel 30 bis 50 l/s, die Pumpenleistungen meist einige MW. Vereinzelt wurden auch Fließraten von 100 l/s und mehr angewandt. Während der mehrtägigen, manchmal auch mehrwöchigen Tests werden Zehntausende seismischer Bruchereignisse registriert, deren Herde heute in Realzeit geortet werden können (Abb. 79). Auf diese Weise lässt sich die Ausbreitung des Riss-Systems bereits während des Tests verfolgen und die Tests können bei Erreichen der projek-



■ Abb. 79: Hypozentren (Herdlokationen) von ca. 20.000 mikroseismischen Ereignissen, die bei hydraulischen Stimulationstests im Forschungsvorhaben Soultz registriert wurden (Oberes Riss-System)

tierten Rissgröße abgebrochen werden. Daneben werden auch die Magnituden der Ereignisse fortlaufend registriert. In der Vergangenheit hat sich gezeigt, dass die Magnituden der stärksten Ereignisse systematisch mit der Größe des stimulierten Bereichs wachsen. Dies ermöglicht eine zeitnahe Vorausschau, sodass die Tests vor Erreichen einer vorab festgelegten Maximal-Magnitude abgebrochen werden können.

5.3.4 Untersuchung des untertägigen Wärmetauschers

Vor und nach den Stimulationstests werden in der Regel hydraulische Tests ausgeführt, um die hydraulischen Eigenschaften des noch unstimulierten Gebirges und anschließend des stimulierten Riss-Systems zu untersuchen. Vor allem geht es um das hydraulische Leitvermögen der stimulierten Trennflächen und die Prognose der während des späteren Betriebs erreichbaren Fließraten. Durch Fließgeschwindigkeitsmessungen im unverrohrten Bohrlochintervall werden außerdem die stimulierten Trennflächen detektiert und anschließend mit den oben beschriebenen Bildverfahren untersucht.

5.4 Betrieb

Der Betrieb eines petrothermalen Systems unterscheidet sich nicht grundsätzlich von dem einer hydrothermalen Anlage. Für die Stromerzeugung kommen praktisch nur geschlossene Systeme in Frage. Bei diesen wird sowohl das Thermalwasser als auch das Arbeitsmittel für die Stromerzeugung in geschlossenen voneinander getrennten Kreisläufen geführt. Im Thermalwasserkreislauf wird der Druck so hoch gehalten, dass dieses nicht siedet und darin gelöste Gase in Lösung bleiben.



■ Abb. 80: ORC-Stromerzeugungsanlage des Projekts Landau, Mitte: Turbine, rechts: Generator

Der Kreislauf für das Arbeitsmittel (Sekundärkreislauf) enthält im Wesentlichen drei Elemente: den Verdampfer, in dem die Wärme des Thermalwassers auf das Arbeitsmittel übertragen und Dampf erzeugt wird, die Turbine mit angeschlossenem Generator und den Kondensator, in dem das Arbeitsmittel wieder verflüssigt wird. Wegen der vergleichsweise niedrigen Temperatur des Thermalwassers werden als Arbeitsmittel Flüssigkeiten mit niedriger Siedetemperatur eingesetzt. Bei der ORC-Technik (Organic Rankine Cycle) handelt es sich in der Regel um Kohlenwasserstoffe (z. B. n-Pentan oder Isobutan). Beim Kalina-Prozess wird dagegen ein Wasser-Ammoniak-Gemisch als Arbeitsmittel verwendet. Mit modernen ORC-Anlagen (Abb. 80) werden Wirkungsgrade zwischen 7,5 % bei 100 °C und ca. 13 % bei 200 °C Dampftemperatur erreicht. Kalina-Anlagen erreichen theoretisch etwas höhere Wirkungsgrade. Sie sind jedoch technisch aufwendiger und es gibt bisher weltweit nur wenige Referenzanlagen.

Der Thermalwasserkreislauf besteht im Wesentlichen aus Förder- und Injektionsbohrung, dem Riss-System (untertägiger Wärmetauscher), der Injektions- und der Förderpumpe, sowie Filtern, mit denen Gesteinspartikel und Ausfällungsprodukte aus dem Thermalwasser herausge-
nommen werden.

filtriert werden. In sehr dichten Kristallingesteinen kann unter Umständen auf eine Unterwasserpumpe in der Förderbohrung verzichtet werden. Die bringt wegen ihres relativ schlechten Wirkungsgrades und des aufwendigen Ein- und Ausbaus bei Störungen große technische und finanzielle Vorteile.

Ein entscheidender Faktor für die energetische Bilanz und die Wirtschaftlichkeit petrothermaler Anlagen sind die für die Thermalwasser-Zirkulation aufzubringenden Pumpleistungen. Diese hängen im Wesentlichen von den Reibungsdruckverlusten in den Bohrungen und im untertägigen Wärmetauscher ab. Die Pumpleistungen nehmen bei laminarer Strömung mit dem Quadrat, bei turbulenter Strömung (wie dies meistens der Fall ist) sogar mit der dritten Potenz der Fließrate zu. Die thermische und damit auch elektrische Leistung steigt dagegen nur linear mit der Fließrate an. Die Netto-Stromleistung (gewonnene elektrische Leistung minus elektrischer Pumpleistung) nimmt deshalb nicht kontinuierlich mit der Fließrate zu, sondern erreicht bei einer bestimmten Fließrate einen Maximalwert. Wird dieser überschritten, sinkt die Netto-Stromleistung. Es gilt daher im Betrieb ein Optimum zu finden.

Den Reibungsdruckverlusten in den Bohrungen wirkt der Auftriebseffekt entgegen. Dieser kommt dadurch zustande, dass das heiße Thermalwasser in der Förderbohrung leichter ist als das kühle Thermalwasser in der Injektionsbohrung. Der Auftriebseffekt ist bei tiefen Bohrungen nicht unerheblich. Er kann in der Praxis Werte zwischen 20 und 50 bar erreichen und die aufzuwendenden Pumpleistungen erheblich vermindern. Unter besonders günstigen Bedingungen ist sogar ein selbsttreibender Kreislauf möglich. Der Auftriebs-Effekt würde bei Einsatz von CO_2 als Wärmeträgermedium noch erheblich größer sein als bei Wasser.

Unter realistischen Annahmen zeigen Berechnungen, dass das Verhältnis zwischen gewonnener elektrischer Leistung und Pumpleistung bei 300 % oder darüber liegt.

Neben der Netto-Stromleistung ist die Nutzungsdauer von entscheidender Bedeutung. Diese hängt wesentlich von der Größe des Riss-Systems, aber auch von der Geometrie des Strömungsfeldes innerhalb des Riss-Systems ab. Im Vergleich zu den meist mehrere Dekameter mächtigen Heißwasser-Aquiferen ist der Wärmeinhalt der nur wenige Millimeter oder Zehntelmillimeter dicken Risse verschwindend gering. Der thermische Durchbruch (Zeitpunkt, zu dem das erste von der Injektionsbohrung ausgehende thermische Signal in der Förderbohrung ankommt) erfolgt daher selbst bei sehr großen Riss-Systemen schon nach wenigen Tagen. Dass das Riss-System dennoch über 20 Jahre und mehr genutzt werden kann, liegt an dem ständigen Wärmenachschub aus dem Gestein, der das in den Rissen strömende Wasser aufheizt. Dieser Effekt sorgt für eine sehr langsame Abnahme der Fördertemperatur im Laufe der Betriebszeit. Je größer die insgesamt zur Verfügung stehende Wärmeaustauschfläche ist, umso langsamer verläuft dieser Prozess. Für geometrisch einfache Riss-Systeme kann der Wärmetransport analytisch und numerisch berechnet werden. Mithilfe solcher Berechnungen werden die Riss-Systeme so dimensioniert, dass die gewünschte Stromleistung über einen Zeitraum von 25 bis 30 Jahren aufrechterhalten werden kann. Im Allgemeinen müssen die Riss-Systeme eine Wärmeaustauschfläche zwischen 5 und 10 km^2 aufweisen. Die nutzbare Wärmeaustauschfläche hängt dabei nicht nur von der Größe der Gesamt-Rissfläche ab, sondern auch vom Abstand zwischen Injektions- und Förderbohrung, da im Wesentlichen nur der zwischen den Bohrungen gelegene Flächenanteil thermisch genutzt wird.

Experimentelle Erfahrungen zum Wärmeaustausch in Riss-Systemen gibt es bisher kaum. Im Forschungsprojekt der Camborne School of Mines (Rosemanowes Quarry) wurde in einem vermutlich aus 3 Rissen bestehendem Riss-System nach einem Jahr ein Rückgang der Förder-

temperatur um 20 % (bezogen auf die Ausgangs-Temperaturdifferenz zwischen Gestein und injiziertem Wasser) beobachtet. In diesem Fall betrug der Bohrlochabstand rund 300 m und die Fließrate 15 l/s. Das Beispiel wie auch Modellrechnungen zeigen, dass für großtechnische Anlagen, die Fließraten zwischen 50 und 100 l/s erfordern, erheblich größere Bohrloch-Abstände und/oder deutlich mehr Risse erforderlich sind. Ersteres ist im Projekt Landau der Fall. Dort wurde auch nach mehr als zwei Jahren Betriebsdauer bei 50–70 l/s noch kein Rückgang der Fördertemperatur beobachtet. Allerdings handelt es sich hier nicht um ein typisches petrothermales System, da aus einer weitreichenden Störung produziert wird. Für das Projekt Soultz liegen noch keine Langzeitdaten vor

Die Nutzungsduer hängt jedoch nicht nur vom zeitlichen Verlauf der Fördertemperatur ab; Korrosion und Ausfällungen in den Bohrungen könnten unter Umständen die Nutzungsduer verkürzen. In dieser Beziehung unterscheiden sich die petrothermalen allerdings nicht von den hydrothermalen Systemen, wo bereits ausreichende Langzeit-Erfahrungen existieren. Diese zeigen, dass Korrosion und Ausfällungen auch bei hoch-salinaren Wässern weitgehend verhindert werden können, wenn durch Druckhaltung in den oberflächigen Leitungen Sauerstoffeintrag verhindert und das im Thermalwasser gelöste CO₂ in Lösung gehalten wird.

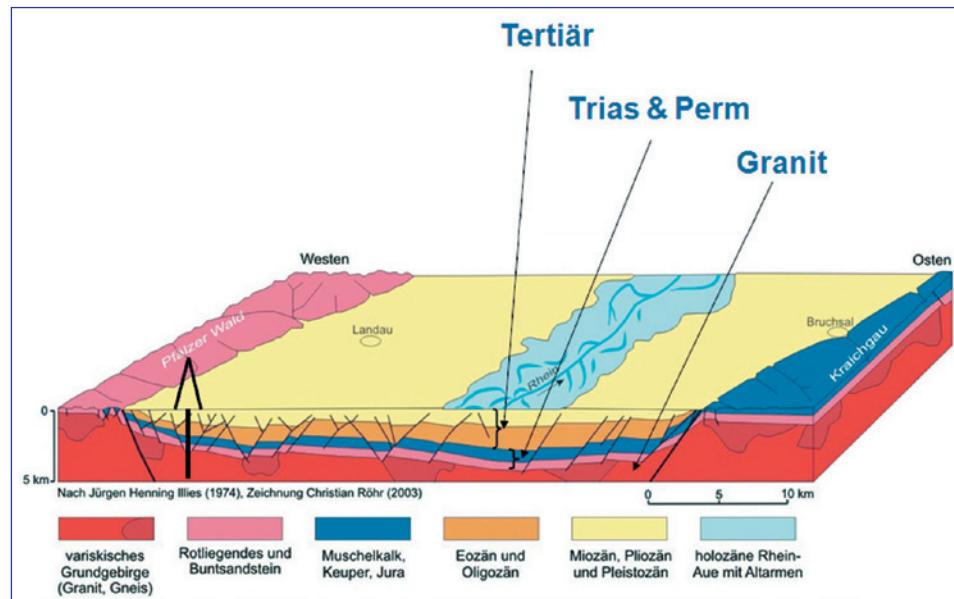
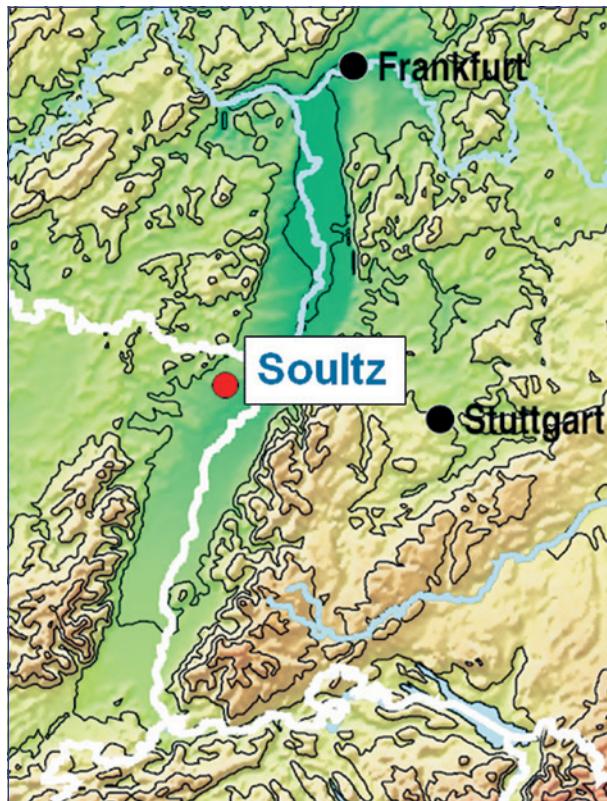
5.5 Anlagenbeispiel – Europäisches Forschungsprojekt Soultz-sous-Forêts

Standort dieses bedeutendsten petrothermalen Forschungsvorhabens ist die Ortschaft Soultz-sous-Forêts im Mittelabschnitt des Oberrheingrabens (Abb. 81 und 82). Der Standort zeichnet sich durch besonders hohe Untergrundtemperaturen – es handelt sich um die größte bekannte Wärmeanomalie Mitteleuropas – und eine Hochlage des Granits aus. Durch die frühere Erdölförderung war der Standort schon vor Projektbeginn gut erkundet. Dennoch brachte die erste 2.000 m tiefe geothermische Erkundungsbohrung eine Überraschung. Während in den überlagernden Sedimentschichten die Untergrundtemperaturen, wie erwartet, steil mit der Tiefe ansteigt und in 1.000 m Tiefe bereits 100 °C übersteigt, nimmt die Temperatur in dem ab 1.400 m anstehenden Granit nur noch langsam zu. In 2.000 m Tiefe wurde daher statt der erwarteten Temperatur von 200 °C »nur« eine Temperatur von 143 °C angetroffen. Dieser Wert ist allerdings immer noch um 70 °C höher als der Normalwert in dieser Tiefe und erklärt sich durch den Aufstieg heißer Tiefenwässer aus großräumigen Störungszonen.

Bei hydraulischen Tests erwies sich der Granit insgesamt als gering permeabel. Einzelne Störungen wiesen jedoch eine hohe bis sehr hohe hydraulische Leitfähigkeit auf. Spannungsmessungen ergaben, dass die Ost-West-gerichtete minimale Hauptspannung sehr gering ist. Dies ist typisch für aktive Grabenstrukturen, die sich ja in Extensionszonen der Erdkruste bilden. Als Folge wurden nur geringe Drücke für die hydraulische Stimulation benötigt. Im Tiefenbereich um 3.000 m reichte ein Überdruck von rund 100 bar aus; unterhalb 4.500 waren es wenig mehr als 150 bar.

Zwischen 1993 und 1996 wurde ein erstes petrothermales Dubletten-System im Tiefenbereich 2.800 – 3.600 m geschaffen (Abb. 79). Anders als in den Vorläuferprojekten wurde zunächst nur eine Bohrung abgeteuft und stimuliert. Erst danach wurde die Zweitbohrung abgeteuft und in die Peripherie des stimulierten Riss-Systems gelenkt. Obwohl die Bohrung im Zielbereich landete, war die hydraulische Anbindung an das stimulierte Riss-System zunächst schwach. Eine ausreichende Verbindung kam erst zustande, nachdem auch in dieser Bohrung

■ **Abb. 81:**
Lage des Forschungsvorhabens
Soultz im Oberrhein graben



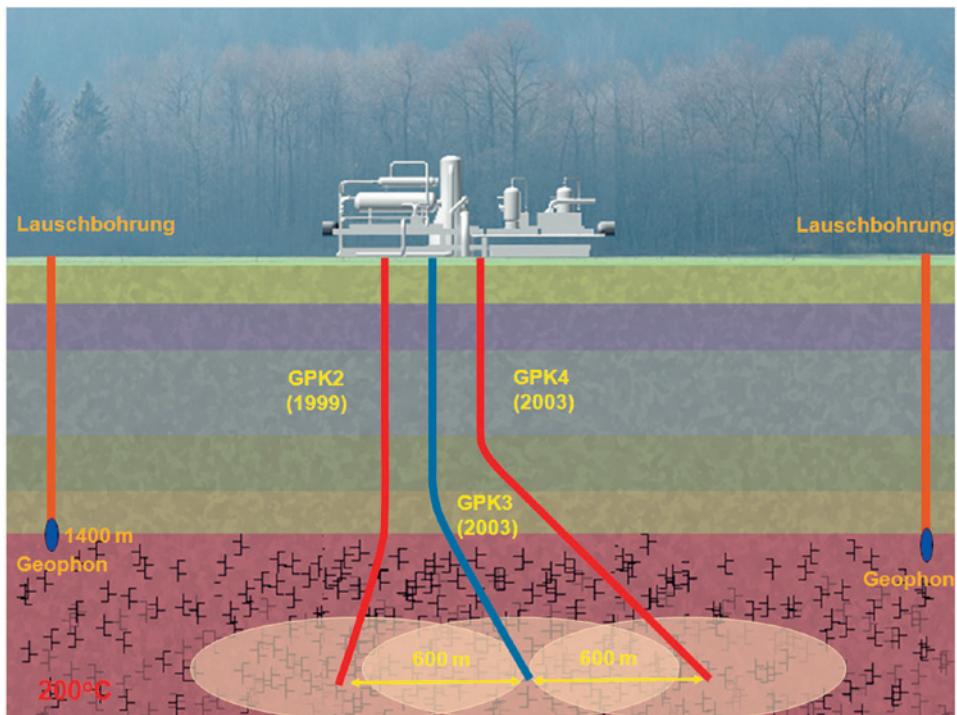
■ **Abb. 82:** Geologischer Schnitt durch den Oberrheingraben bei Soultz. Die Position des Versuchsstandorts ist durch den schematischen Bohrturm mit Bohrung angedeutet

durch massive Stimulationstests ein zweites Riss-System erzeugt worden war. Beide verschneiden sich oder sind indirekt über eine Störung miteinander verbunden. Zusammen bildeten sie mit einer Gesamtfläche von 2,5 km² und einem Bohrlochabstand von 450 m das bis dahin größte Petrothermal-System.

Während eines viermonatigen Zirkulationstests im Jahr 1997 wurde mit einer Fließrate von 25 l/s erstmals ein Wert erreicht, der nahe an dem für großtechnische Anlagen benötigten Bereich liegt. Positiv war auch, dass der Fließwiderstand an der Injektionsbohrung im Laufe des Tests deutlich zurückging, so dass gegen Ende des Tests nur noch eine Pumpleistung von rund 200 KW für die Zirkulation benötigt wurde. Dem stand eine thermische Leistung von 10 MW gegenüber. Die Produktionstemperatur stieg während des Tests kontinuierlich an und erreichte am Ende 141°C. Dieser Wert lag um etwa 10°C unter der Gebirgstemperatur in Reservoirtiefe.

Die relativ geringe Reservoirtemperatur gab letztlich den Ausschlag, das erfolgreiche Riss-System aufzugeben und ab 1999 ein neues System im Tiefenbereich zwischen 4.400 – 5.000 m zu installieren. Dieses wurde als Triplette mit einer zentralen Injektionsbohrung und zwei peripheren Förderbohrungen konzipiert (Abb. 83). Das Konzept gründete auf der Überlegung, dass die Produktion der schwierigere Part sein würde und daher zwei Bohrungen erfordert, während es dagegen relativ leicht sein würde, die Gesamt-Fließrate aus den beiden Produktionsbohrungen in einer einzigen Bohrung zu reinjizieren.

Wie im oberen System wurden die Bohrungen sukzessive abgeteuft und stimuliert, wobei die jeweils folgende Bohrung in die Peripherie des bereits bestehenden Riss-Systems gelenkt wurde. Auf diese Weise gelang es, ein mehr als 3 km² großes Riss-System im Tiefenbereich zwi-



■ Abb. 83: Schema des Tripletten-Systems des Forschungsvorhabens Soultz



■ Abb. 84: Teil der Versuchsanlage für einen Zirkulationstests im Triplettensystem des Forschungsvorhabens Soultz. Rot: Separator, Silbergrauer Block im Hintergrund rechts: Wärmetauscher, vorn rechts: Filter

ischen 4.500 und 5.000 m zu erzeugen. Der Bohrlochabstand zwischen der zentralen Injektionsbohrung und den beiden peripheren Förderbohrungen betrug mehr als 600 m. Obwohl das System annähernd symmetrisch ist, zeigte sich, dass nur eine der beiden Förderbohrungen eine ähnlich gute Verbindung zur Injektionsbohrung aufwies wie die Produktionsbohrung im oberen System. Die unzureichende Verbindung zur zweiten Produktionsbohrung ließ sich durch hydraulische Stimulation nicht weiter verbessern, da wegen der zuvor beobachteten relativ starken induzierten Seismizität keine weiteren hydraulischen Stimulationstests mehr riskiert wurden. Chemische Stimulationstests mit unterschiedlichen Säuren verbesserten die Situation; doch ist diese Verbesserung hauptsächlich darauf zurückzuführen, dass durch die Säureinjektion über ein Leck in der Verrohrung eine hydraulische Verbindung zu einer permeablen Störung geschaffen wurde. Die Säureinjektion kann daher keinesfalls als Standardverfahren im Granit empfohlen werden.

Insgesamt dauerte die Installation des unteren Wärmetauschers in Soultz einschließlich der Bohrungen sechs Jahre. Im Jahr 2005 konnte der erste Zirkulationstest ausgeführt werden (Abb. 84). Da jedoch noch keine Förderpumpen zur Verfügung standen, war die Gesamtfließrate auf ca. 15 l/s beschränkt. Im Sommer 2008 wurde während einer zweimonatigen Testphase erstmals Strom produziert. Seit dem Winter 2008 sind beide Produktionsbohrungen mit Förderpumpen ausgerüstet. Mit ihnen lassen sich Dauerfließraten von ca. 20 l/s aus jeder der Produktionsbohrungen erzielen. Diese können jedoch nicht gleichzeitig realisiert werden, da die Kapazität der Injektionsbohrung dafür nicht ausreicht. Die bisherigen Tests zeigten nämlich, dass bei Injektions-Fließraten über 25 l/s erneut Seismizität induziert wird. Deshalb wird

über Alternativen nachgedacht, z. B. Reinjektion in geringere Tiefe. Da die Kapazität der Bohrungen mit der vorhandenen ORC-Anlage, die derzeit auf $1,5 \text{ MW}_{\text{el}}$ ausgelegt ist, ohnehin nicht voll ausgeschöpft werden kann, soll die Anlage ungeachtet dieses Kapazitätsproblems im ersten Halbjahr 2011 ans Netz gehen und über mindestens 5 bis 10 Jahre Strom produzieren. Derartige Langzeit-Tests sind nützlich und notwendig, um den Wärme- und Fluidtransport in den Riss-Systemen zu studieren, Korrosions- und Ausfällungserscheinungen zu untersuchen und das Langzeitverhalten der wichtigsten technischen Komponenten wie Wärmetauscher, Pumpen und ORC-Anlage zu testen.

	Produktions- Fließrate	Thermische Leistung	Fließwider- stand	Rissfläche
	[l/s]	[MW]	[MPa·s/l]	[km ²]
Soultz I	25	10	0.23	2
Soultz II	30	12	0.3	3
Kommerziell	100	50	0.1	10

■ **Abb. 85:** Wichtigste Kennwerte der beiden petrothermalen Systeme des Forschungsprojekts Soultz und entsprechende Zielwerte

Das Forschungsprojekt Soultz hat insgesamt wichtige Fortschritte in Richtung kommerzieller petrothermaler Systeme erzielt. Die wichtigsten Kennwerte liegen bereits nahe an den Zielwerten, die für kommerzielle Anlagen erreicht werden müssen (Abb. 85). Dennoch ist es wenig wahrscheinlich, dass zukünftige Projekte auf dem bisher beschrittenen Weg fortfahren. Dies würde noch erheblich größere Riss-Systeme und damit noch weitaus massivere Stimulations-Tests erfordern als dies in der Vergangenheit der Fall war. Schon jetzt zeichnet sich ab, dass das damit verbundene seismische Risiko von der Bevölkerung nicht akzeptiert werden würde. Zukünftige Projekte müssen deshalb neue Wege beschreiten, um die erforderlichen Entzugsleistungen zu erreichen und gleichzeitig das seismische Risiko zu minimieren.

6 Umweltbilanz tiefer Geothermie

Die Umweltwirkungen von Anlagen zur Nutzung der tiefen Geothermie wurden im Forschungsvorhaben »Umwelteffekte einer geothermischen Stromerzeugung« [14] vertieft untersucht. Nachfolgend werden wesentliche dort erarbeitete Ergebnisse verkürzt zusammengefasst.

Die geothermische Stromerzeugung zeichnet sich im Allgemeinen durch geringe lokale Umwelteffekte aus. Damit stellt sich aber immer noch die Frage, ob auch die Umweltwirkungen im Lebensweg (z. B. durch klimaschädliche Emissionen, den Verbrauch erschöpflicher Energieressourcen) gering sind. Erfahrungen aus bestehenden Projekten haben nämlich gezeigt, dass beispielsweise die Abteufung der Bohrungen sehr energieintensiv ist. Zudem werden beispielsweise zur Verrohrung der Bohrungen erhebliche Materialmengen benötigt, die ebenfalls nur mit einem hohen Energieaufwand – und den damit verbundenen entsprechenden Emissionen – herzustellen sind. Deshalb ist die Frage nach den mit dieser Stromerzeugungsoption bei einer Lebenswegbetrachtung verbundenen Stofffreisetzungen und Ressourcenaufwendungen nicht ohne Weiteres zu beantworten.

6.1 Methodik

Mit einer Lebenszyklusanalyse oder Ökobilanz können beliebige Produkte oder Dienstleistungen hinsichtlich potenzieller oder realer Wirkungen auf die Umwelt und die menschliche Gesundheit gesamtökologisch analysiert und bewertet werden. Dabei wird der gesamte Lebenszyklus des untersuchten Produktes oder der betrachteten Dienstleistung von der Rohstofferschließung und -gewinnung über die Produktion und Nutzung bis hin zur Entsorgung betrachtet (d. h. «von der Wiege bis zur Bahre»).

Eine derartige Analyse basiert auf einer weitgehend genormten Vorgehensweise gemäß ISO 14040 und ISO 14044. Sie besteht demnach aus folgenden Schritten:

- (1) der Festlegung von Ziel und Untersuchungsrahmen,
- (2) der Sachbilanz,
- (3) der Wirkungsabschätzung,
- (4) der Auswertung.

Im *ersten Schritt*, der Festlegung von Ziel und Untersuchungsrahmen, wird definiert, welches Produkt bzw. welche Dienstleistung in welchem Umfang, mit welcher Genauigkeit und mit welchen konkreten ökologischen Effekten betrachtet werden soll. Ein derartiges Ziel kann beispielsweise die Untersuchung bestimmter Umweltauswirkungen der Bereitstellung elektrischer Energie aus Erdwärme im Vergleich zu anderen Stromerzeugungsoptionen aus regenerativen Energien und fossilen Energieträgern in Deutschland im Jahr 2010 sein. Der Untersuchungsrahmen wird dann durch die Festlegung von zu untersuchenden Referenzanlagen – einschließlich der sie bestimmenden Randbedingungen – und die Detailtiefe bei der Betrachtung der vorgelagenen Prozesse festgelegt. Auch muss definiert werden, wie die Ergebnisse dargestellt werden sollen (d. h. funktionelle Einheit; z. B. Bezug auf die Kilowattstunde (netto) Strom).

Der *zweite Schritt*, die Sachbilanz, umfasst die Identifikation, Erhebung und Quantifizierung aller Massen- und Energieströme sämtlicher Prozesse, durch welche die zu untersuchende Fragestellung gekennzeichnet ist, im Verlauf des gesamten Lebenswegs.

Die Wirkungsabschätzung, als *dritter Schritt*, beinhaltet die Überführung der in der Sachbilanz erhobenen Daten in potenzielle bzw. reale Umweltwirkungen. Abb. 86 zeigt exemplarisch oft untersuchte Wirkungskategorien und deren Definition.

Wirkungskategorie	Wirkungsindikator	Substanzen
Verbrauch erschöpflicher Energieressourcen	Fossiler Primärenergieaufwand	Erdöl, Steinkohle, Braunkohle, Erdgas, Uran
Anthropogener Treibhauseffekt	CO ₂ -Äquivalente	CO ₂ (1) ^a , CH ₄ (23) ^a , N ₂ O(296) ^a , SF ₆ (22.200) ^a , CF ₄ (5.700) ^a , C ₂ F ₆ (11.900) ^a
Versauerung natürlicher Ökosysteme	SO ₂ -Äquivalente	SO _x als SO ₂ (1) ^b , NO _x als NO ₂ (0,7) ^b , NH ₃ (1,88) ^b , HCl(0,88) ^b , HF(1,6) ^b , H ₂ S(1,88) ^b

■ **Abb. 86:** Zusammenstellung der bilanzierten Wirkungsgrößen

Als *vierter und abschließender Schritt* der Lebensweganalyse folgt die Auswertung in Bezug auf das Ziel der Untersuchung. Hierbei werden die Ergebnisse von Sachbilanz und Wirkungsabschätzung zusammengeführt und vergleichend diskutiert. Ziel ist es, zu einer Gesamtbewertung zu kommen. Dies ist bei der Untersuchung unterschiedlicher Umwelteffekte schwierig, da diese bei unterschiedlichen Optionen jeweils gegenläufig sein können, daher beschränkt man sich oft auf eine Diskussion der jeweiligen Umweltvor- und -nachteile.

6.2 Untersuchte Referenzanlagen

Die Erschließung hydrothermaler geothermischer Ressourcen mit dem Ziel der Stromerzeugung ist in Deutschland im Allgemeinen an zwei Bedingungen geknüpft. Zum einen sollte eine Reservoirtemperatur von mindestens 100 °C erschlossen werden und zum anderen muss eine ausreichende Menge an Thermalwasser aus dem Untergrund gefördert werden können. Während die erste Voraussetzung bei einer entsprechenden Bohrtiefe in der Regel zu erreichen ist, grenzt die zweite Bedingung mögliche Standorte deutlich stärker ein. Deshalb konzentrieren sich in Deutschland derartige Aktivitäten momentan auf den Malmkarst des süddeutschen Molassebeckens, den Muschelkalk und Buntsandstein des Oberrheingrabens und die Rotliegend-Sandsteine des norddeutschen Beckens [3], [12].

Aufgrund der zu erwartenden Temperaturen und Durchlässigkeiten wird für den Oberrheingraben und das süddeutsche Molassebecken jeweils eine Anlage mit einer elektrischen Ausleistungsleistung von 3 MW und für das norddeutsche Becken eine 1 MW-Anlage zu Grunde gelegt (Abb. 87). Alle Anlagen werden mit 7.500 Volllaststunden pro Jahr betrieben. Die technische Lebensdauer wird mit 30 Jahren angesetzt.

	Oberrheingraben	Süddeutsches Molassebecken	Norddeutsches Becken
Reservoirparameter			
Bohrlochkonzept	Aquifer-Dublette ^a	Aquifer-Dublette ^a	Aquifer-Dublette ^a
Bohrlochtiefe in km	3,0	3,4	4,4
Fördertemperatur in °C	150	120	150
Gesamtförderrate in m ³ /h	300 ^b	550 ^c	100 ^b
PI ^c bzw. II ^d in m ³ /h MPa)	60 ^b	200 ^c	20 ^b
Technische Lebensdauer in a	30 ^e	30 ^e	30 ^e
Konversionsanlage			
Elektrische Leistung ^f in MW _{el}	3	3	1
Wirkungsgrad ^g in %	12	10	12
Elek. Vollaststunden in h/a	7.500	7.500	7.500

^a saigere Bohrungen mit 1.000m Abstand; ^b hydraulisch stimuliert; ^c chemisch stimuliert;

^c Produktivitätsindex; ^d Injektivitätsindex; ^e Förderpumpe 4a, Konversionsanlage und Wärmetauscher 15a;

^f Auslegungsleistung einer einfachen ORC-Anlage mit zwangsbelüftetem Nasskühlturm;

^g Wirkungsgrad im Auslegungspunkt [15]

■ **Abb. 87:** Definition geothermischer Referenzkonzepte

Um diese zu untersuchenden geothermischen Stromerzeugungsoptionen einordnen zu können, werden zusätzlich typische, nicht-geothermische Vergleichskonzepte bzw. Anlagenkonfigurationen definiert (Abb. 88) [16].

	Elektr. Leistung in MW _{el}	Elektr. Vollaststunden in h/a	Elektr. Wirkungsgrad in %	Technische Lebensdauer in a
Feste Biomasse				
Biomassevergasung ^a GuD ^b	20	7.500	42	15
Wirbelschichtfeuerung ^c D ^d	20	7.500	30	15
Fotovoltaik				
Einfamilienhaus-Dachanlage ^e	0,05	800		20
Freiflächenanlage ^e	1	1.000		20
Windkraft				
Onshore-Windenergieanlage	2,5	1.400		20
Onshore-Windenergieanlage	5	2.000		20
Offshore-Windenergieanlage	5	4.500		15
Wasserraft				
»Kleine« Wasserkraftanlage	0,3	4.300		45
»Große« Wasserkraftanlage	30	4.500		45
Fossile Energieträger				
Erdgas GuD ^b	800	5.000	58	25
Steinkohlestaubfeuerung D ^e	800	7.000	45	30
Braunkohlestaubfeuerung D ^e	800	8.000	42	30

^a 100 % Waldholz; ^b Gas- und Dampfkraftprozess; ^c 50 % Altholz, 50 % Waldholz; ^d Dampfkraftprozess;

^e polykristalline Module

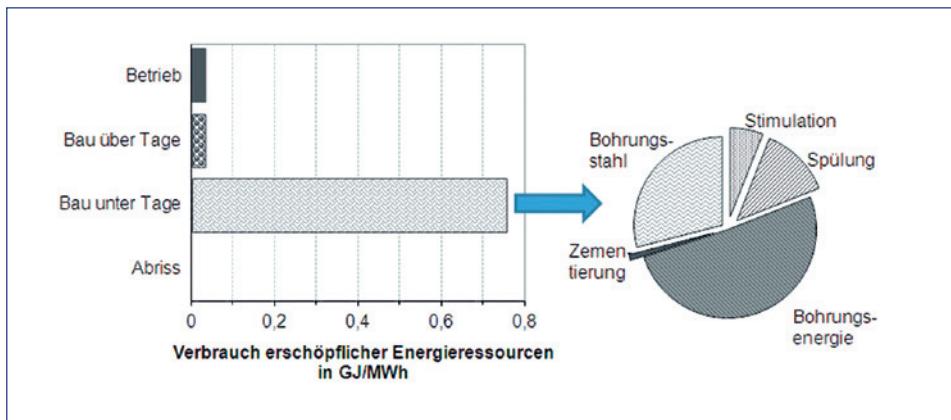
■ **Abb. 88:** Definition nicht-geothermischer Vergleichskonzepte

6.3 Bilanzergebnisse

Nachfolgend werden die Ergebnisse der erarbeiteten Lebenswegbilanzen zunächst für die Systeme auf Basis der Geothermie und anschließend für die untersuchten Vergleichssysteme dargestellt und diskutiert.

■ Geothermische Referenzkonzepte

Das Beispiel im süddeutschen Molassebecken zeigt, dass der größte Beitrag bei der Umweltkenngröße «Verbrauch erschöpflicher Energieressourcen» aus dem untertägigen Anlagenbau resultiert (Abb. 89). Dabei werden die Aufwendungen an erschöpflichen Energieressourcen maßgeblich durch die Antriebsenergie für die Bohrungsabteufung (ca. 50 %), die Verrohrung der Tiefbohrungen (ca. 30 %) und den Einsatz der Bohrspülung (ca. 15 %) verursacht.

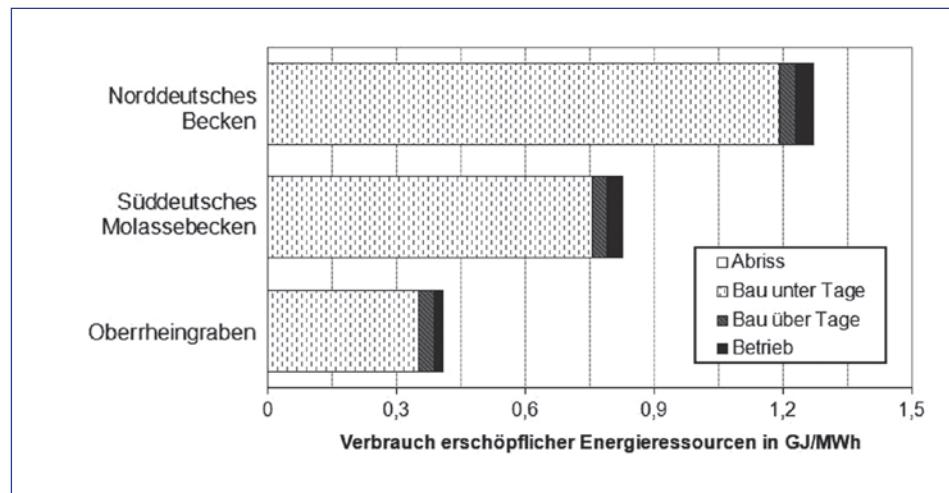


■ **Abb. 89:** Verbrauch erschöpflicher Energieressourcen am Beispiel der Referenzanlage im Süddeutschen Molassebecken (links: Gesamtanlage; rechts: Bau unter Tage)

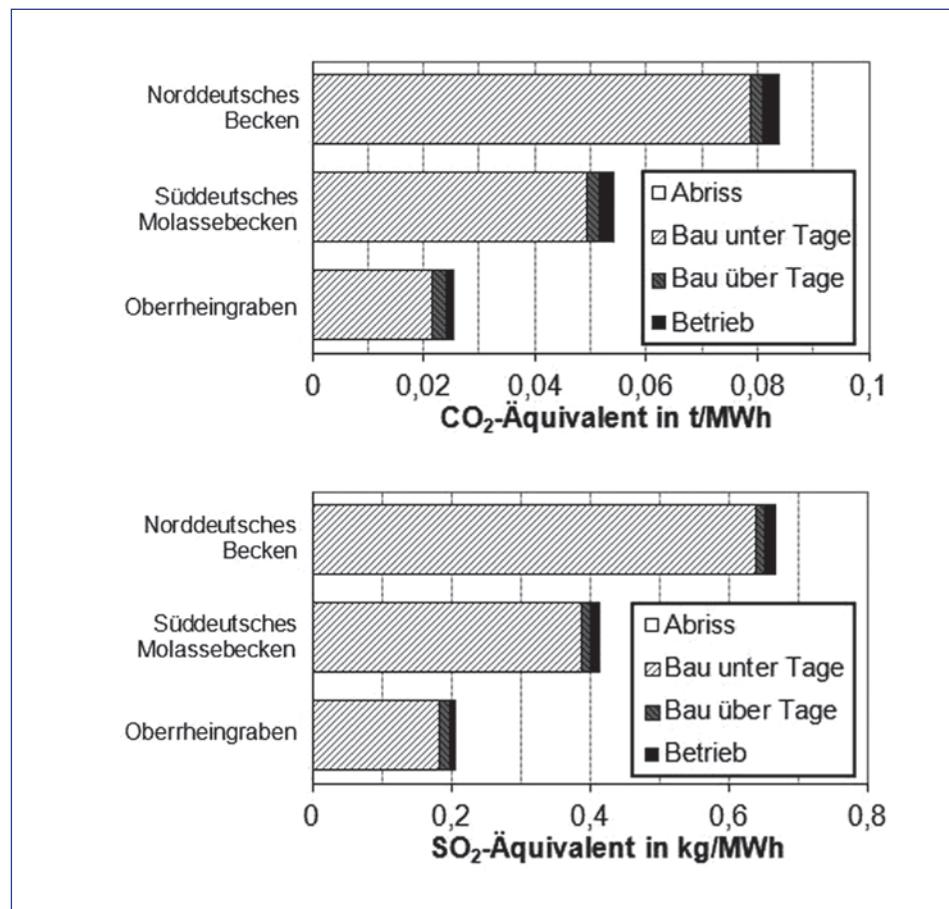
Erschöpfliche Energieressourcen durch den Bau der übertägigen Kraftwerksinstallationen werden überwiegend durch den Bau der Konversionsanlage und der Thermalwasserleitung verbraucht. Beim Anlagenbetrieb müssen u. a. Aufwendungen für die Kühlwasseraufbereitung oder Ersatzbeschaffungen bestimmter Anlagenkomponenten berücksichtigt werden, deren technische Lebensdauer im Verlauf der gesamten Anlagenbetriebsdauer überschritten wird und die ersetzt werden müssen. Der spezifische Verbrauch erschöpflicher Energieressourcen wird damit mit 91 % durch den Bau unter Tage dominiert (zum Vergleich: Bau über Tage 4 %, Betrieb 4,5 %, Abriss < 1 %).

Ein Vergleich der unterschiedlichen geothermischen Referenzanlagen zeigt, dass die für die Anlage im süddeutschen Molassebecken beschriebenen Zusammenhänge tendenziell auch auf die anderen untersuchten geothermischen Kraftwerke im Oberrheingraben und im norddeutschen Becken übertragen werden können. Aber es zeigen sich deutliche Unterschiede in Bezug auf die Höhe des spezifischen Verbrauchs erschöpflicher Energieträger (Abb. 90).

Da die Erstellung der Bohrungen den größten Einfluss auf den Verbrauch erschöpflicher Energieressourcen hat, resultieren die in Abb. 90 deutlich werdenden Unterschiede primär aus den unterschiedlichen zugrunde gelegten Bohrtiefen. Daneben beeinflusst die jeweils eingespeiste Netto-Strommenge das Ergebnis. Aufgrund der kleineren Kraftwerksgröße der Referenzanla-



■ Abb. 90: Verbrauch erschöpflicher Energieressourcen der untersuchten geothermischen Systeme



■ Abb. 91: Luftgetragene Schadstoffe der untersuchten geothermischen Systeme

ge im norddeutschen Becken kann der höhere Verbrauch erschöpflicher Ressourcen wegen der tieferen Bohrung auch nur auf eine geringere Netto-Stromerzeugung bezogen werden.

Die bisher exemplarisch für den Verbrauch erschöpflicher Ressourcen untersuchten Zusammenhänge lassen sich für die definierten Referenzanlagen auch auf die untersuchten luftgetragenen Schadstofffreisetzungen bzw. die daraus resultierenden Wirkungskategorien übertragen (Abb. 91). Im Ergebnis zeigen sie bei den Emissionen mit Klimawirksamkeit aber nahezu die gleichen Tendenzen. Demgegenüber zeigen sich bei den Emissionen mit versauernder Wirkung infolge der zusätzlichen Wärmebereitstellung einige Unterschiede.

■ Andere Stromerzeugungsoptionen im Vergleich

Werden die zuvor definierten weiteren Stromerzeugungsoptionen mit einer vergleichbaren Vorgehensweise untersucht, zeigt sich, dass der Verbrauch erschöpflicher Energieressourcen bei einer Stromerzeugung aus Wasser und Wind in einer ähnlichen Größenordnung liegt (Abb. 92). Dies gilt grundsätzlich auch für eine Stromerzeugung auf der Basis von Biomasse. Im Vergleich dazu werden für den Bau von Photovoltaik-Anlagen mehr energetische Ressourcen benötigt.

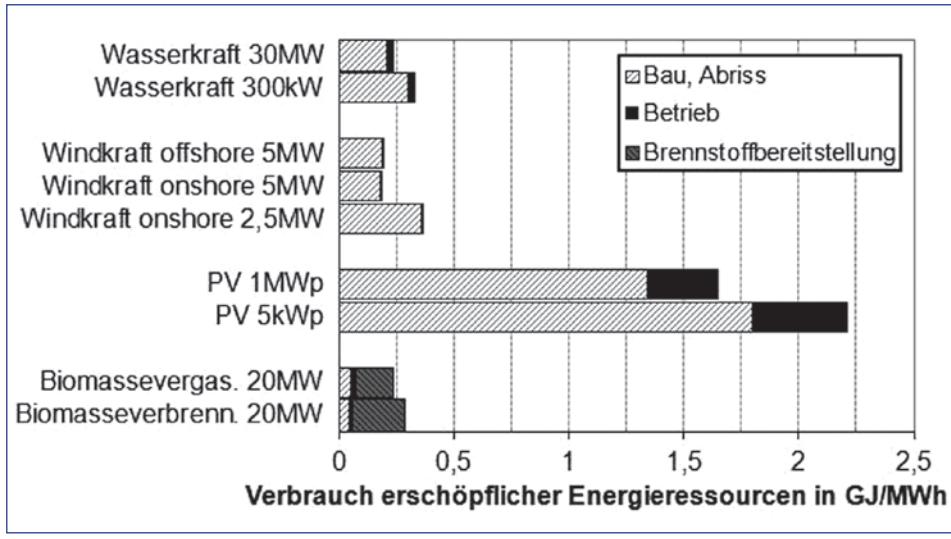
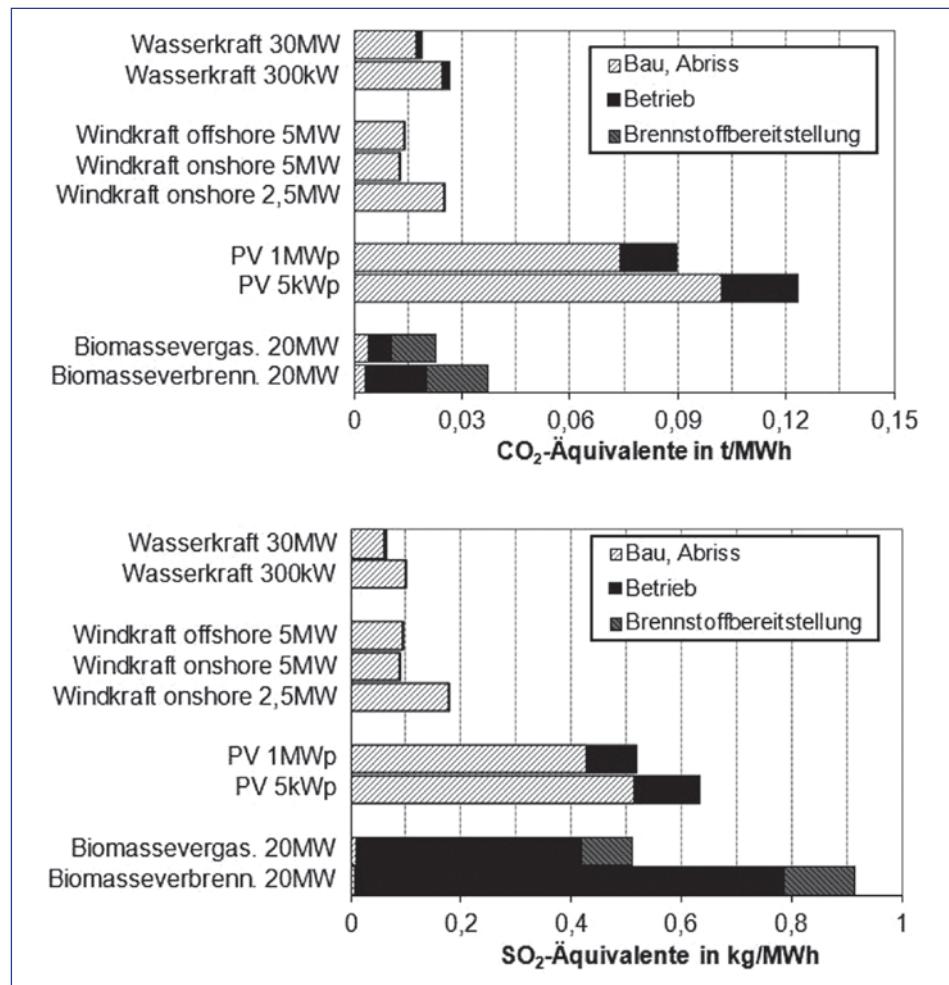


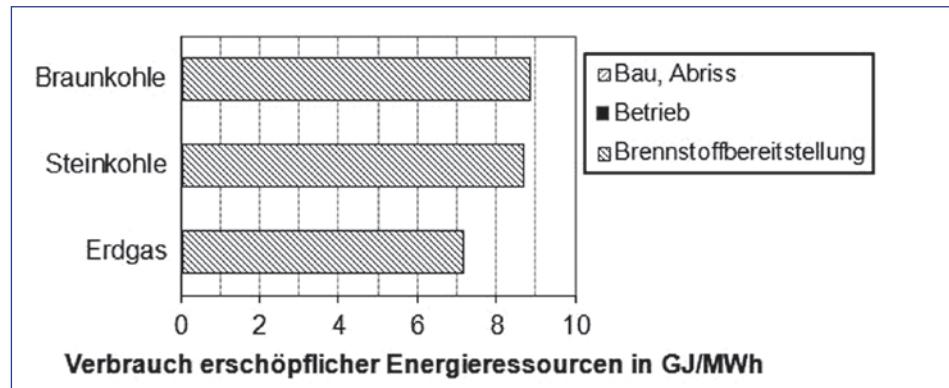
Abb. 92: Verbrauch erschöpflicher Energieressourcen der untersuchten weiteren Stromerzeugungsanlagen auf der Basis regenerativer Energien

Die untersuchten luftgetragenen Schadstoffe der definierten Wasser-, Wind- und Photovoltaik-Anlagen zeigen ähnliche Tendenzen wie der Verbrauch an erschöpflichen Energieressourcen (Abb. 94). Nur für die Stromerzeugung aus Biomasse fällt die Betriebsphase stärker ins Gewicht und stellt in Bezug auf die Stofffreisetzung mit versauernder Wirkung den maßgeblichen Einfluss dar.

Der Verbrauch erschöpflicher Energieressourcen der untersuchten Vergleichsanlagen auf der Basis fossiler Energieträger, welcher fast ausschließlich durch die Brennstoffbereitstellung verursacht wird, liegt um rund das 35-fache über dem der betrachteten Stromerzeugungsoptionen auf der Basis regenerativer Energien. Dabei werden im Falle der Stromerzeugung aus



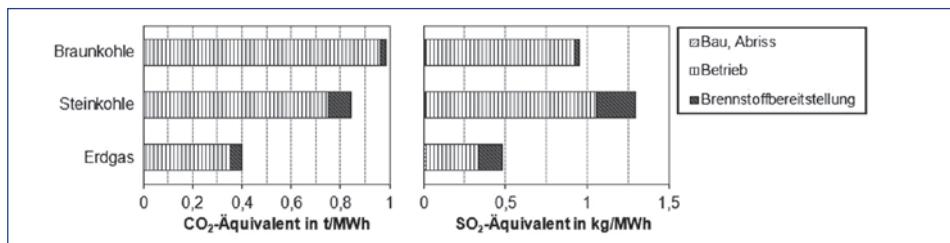
■ Abb. 93: Emissionen mit Klimawirksamkeit (oben) und mit versauernder Wirkung (unten) der untersuchten weiteren Stromerzeugungsanlagen auf der Basis regenerativer Energien



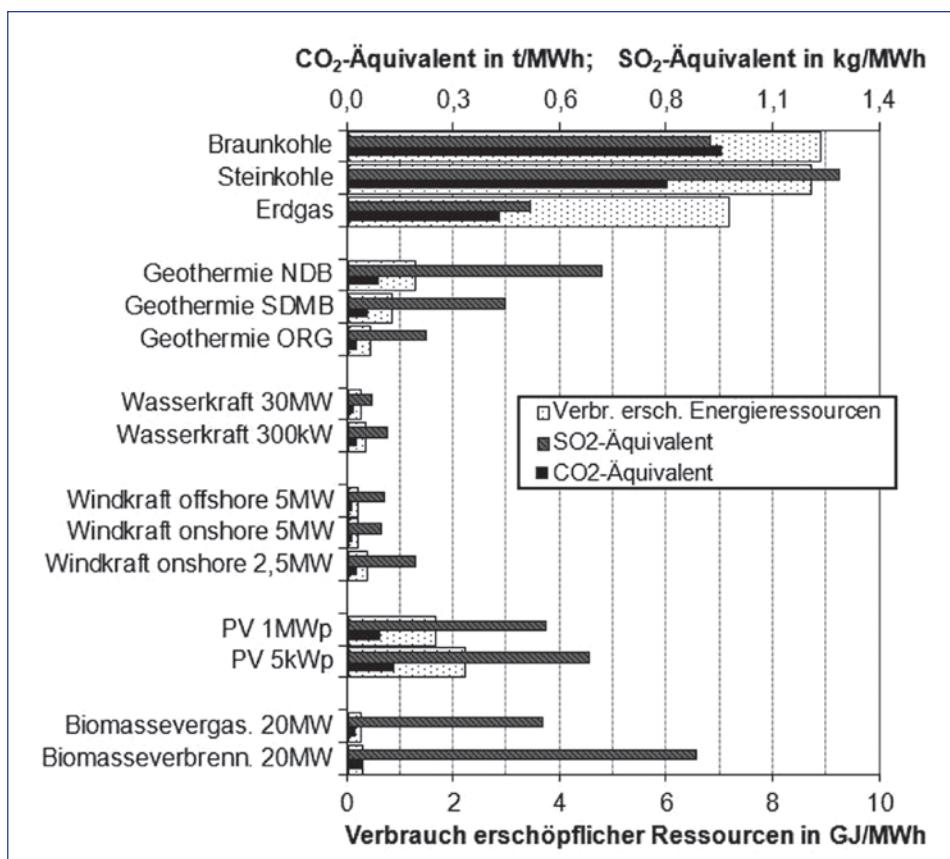
■ Abb. 94: Verbrauch erschöpflicher Energieressourcen der untersuchten Stromerzeugungsanlagen auf der Basis fossiler Energieträger

Steinkohle die so genannten »Ewigkeitskosten« [17] in Form von energetischen Aufwendungen aufgrund des nicht möglichen Rückbaus des Steinkohle- Bergbaus nicht berücksichtigt. Würden dieser Einfluss zusätzlich betrachtet, würde dies die Bilanz zusätzlich weiter merklich verschlechtern.

Die Emissionen luftgetragener Schadstoffe werden bei Anlagenkonzepten auf der Basis fossiler Energieträger überwiegend durch die thermochemische Umsetzung des Brennstoffes verursacht (Abb. 95).



■ **Abb. 95:** Emissionen ausgewählter luftgetragener Schadstoffe der untersuchten Stromerzeugungsanlagen auf der Basis fossiler Energieträger



■ **Abb. 96:** Vergleich der untersuchten Stromerzeugungsoptionen

Bei einem Gesamtvergleich aller untersuchten Optionen wird deutlich, dass die geothermische Stromerzeugung für die hier analysierten Umweltwirkungen in der Bandbreite der untersuchten Vergleichsanlagen auf der Basis regenerativer Energien liegt (Abb. 96). Im Vergleich zu den Referenzanlagen auf der Basis fossiler Energieträger werden vor allem der geringere Verbrauch erschöpflicher Energieressourcen und erheblich verminderte Emissionen mit Klimawirksamkeit deutlich.

■ Schlussbetrachtung und Ausblick

Für eine nachhaltige Energiebereitstellung sind nicht nur die Umwelteffekte ausschlaggebend, die durch die eigentliche Konversionsanlage verursacht werden. Vielmehr müssen auch die Umweltwirkungen, die dem Anlagenbetrieb vor- und nachgelagert sind, Berücksichtigung finden. Speziell bei der geothermischen Stromerzeugung ist die Erschließung des Reservoirs mit erheblichen materiellen – und damit letztlich energetischen – Aufwendungen verbunden. Deshalb wird hier eine Lebensweganalyse ausgewählter Umwelteffekte einer Stromerzeugung mit repräsentativen Geothermiekraftwerken an unterschiedlichen Standorten in Deutschland durchgeführt und die dabei erzielten Ergebnisse mit denen einer Stromerzeugung aus anderen regenerativen und fossilen Energieträgern verglichen. Aus dieser Untersuchung und den oben genannten Ergebnissen lassen sich die folgenden Schlussfolgerungen ableiten.

- Die untersuchten Umwelteffekte im Lebensweg geothermischer Kraftwerke werden maßgeblich durch die Erschließung des Reservoirs bedingt. Deshalb muss es aus ökologischer Sicht das Ziel sein, die energetischen Aufwendungen für die Reservoirerschließung weiter zu reduzieren.
- Wird unter gleichen Bedingungen der Energieertrag einer Geothermieranlage erweitert (z. B. KWK anstatt einer ausschließlichen Stromerzeugung, Beheizung eines Schwimmbads, Holztrocknung), können dadurch die spezifischen Umwelteffekte reduziert werden. Im Sinne einer Minimierung der ungewollten Auswirkungen auf die Umwelt sollten deshalb immer derartige Möglichkeiten vertieft geprüft werden.

Eine geothermische Stromerzeugung zeigt z. T. deutlich geringere Umweltauswirkungen bei den hier untersuchten Umwelteffekten im Vergleich zu einer Strombereitstellung aus fossilen Energieträgern und ist aus Sicht der hier betrachteten Umweltkenngrößen etwa vergleichbar mit einer Stromerzeugung aus Windenergie oder Wasserkraft.

7 Exkurs Seismizität

Die internationale Erfahrung hat gezeigt, dass Geothermieprojekte induzierte Seismizität auslösen können. Keines dieser Ereignisse hat jedoch die Tragkonstruktion von Gebäuden, Verkehr, Infrastruktur oder gar Menschen gefährdet. Dennoch waren sie der Hauptgrund dafür, dass die Akzeptanz der Geothermie in der Öffentlichkeit zurückgegangen ist. Als Folge müssen sich diejenigen, die sich mit Geothermie beschäftigen, ernsthaft mit diesen Problemen auseinander setzen. Es sind Handlungsanweisungen zu entwickeln, wie bei Installationen im Untergrund vorzugehen ist und wie Geothermieanlagen zu betreiben sind. Da den Genehmigungsbehörden diese Probleme bekannt sind, können diese Akzeptanzprobleme geothermische Projekte wesentlich verzögern oder den Bau und den Betrieb von Anlagen beeinträchtigen.

Im Gegensatz zu natürlichen Erdbeben ist induzierte Seismizität nicht unvorhersehbar und kann im Grundsatz beherrscht werden. Hierüber wissen wir nach Jahren der Forschung wesentlich mehr als noch vor einigen Jahren. Dennoch ist weitere Forschung notwendig.

Rechtlich gesehen ist Erdwärme ein Bodenschatz, dessen Aufsuchung und Gewinnung durch das Bundes-Berggesetz geregelt wird. In Bezug auf möglicherweise auftretende Seismizität sind hier die Abschnitte § 55 Abs. 1 Ziffern 5 und 9 relevant. Die Zulassung eines Betriebsplanes im Sinne des § 52 ist zu erteilen, wenn für den Schutz der Oberfläche im Interesse der persönlichen Sicherheit und des öffentlichen Verkehrs Sorge getragen ist. Und die Zulassung eines Betriebsplanes im Sinne des § 52 ist zu erteilen, wenn gemeinschädliche Einwirkungen der Aufsuchung oder Gewinnung nicht zu erwarten sind.

Deutlich ist hier, dass das Gesetz dem Umstand gerecht wird, dass Sicherheit bei technischen Einrichtungen niemals 100 %ig sein kann. Öffentliche Sicherheit beispielsweise ist demnach nicht zu garantieren, sondern es ist nur Sorge zu tragen, dass diese gewährleistet ist. Ähnliches gilt für die Gemeinschädliche Einwirkung, auch diese ist nicht völlig auszuschließen sondern darf nur >nicht zu erwarten sein<. Das Bergrecht ist ein >privilegierendes< Recht, Schädigungen in einem gewissen Ausmaß sind von den Betroffenen hinzunehmen. Sie sind allerdings zu entschädigen.

Während also das Berggesetz auch in Bezug auf mögliche Seismizität vernünftige Regelungen vorgibt, die selbstverständlich einzuhalten sind, löst dieses nicht das Problem der öffentlichen Akzeptanz von Geothermieprojekten. Die natürliche Angst vor >Erdbeben< wird von einigen wenigen genutzt, eine allgemeine Angst um Leib und Leben aber auch um den Wert von Wohneigentum zu erzeugen. Diese Ängste entsprechen in keiner Weise den tatsächlichen Gefahren. Tatsache bleibt, dass in Deutschland bisher fast alle induzierten seismischen Ereignisse nur von Instrumenten aufgezeichnet und nicht verspürt wurden. Es gab bisher nur zwei Ereignisse, die von einigen wenigen Bewohnern gespürt wurden und auch diese verursachten keine Schäden, die durch ein Gericht anerkannt wären. In Landau wurden zunächst etwa 60 Schäden gemeldet wovon aber 46 eindeutig nicht auf externe Erschütterungen zurückzuführen waren. Bei 12 Schadensmeldungen waren externe Erschütterungseinwirkungen als Ursache möglich. Bei diesen wurden Kulanzregelungen angeboten obgleich nicht feststand, dass sie dem Geothermiekraftwerk anzulasten waren. Es wurden im Einzelfall Beträge zwischen 200 und 2.000 € entschädigt mit einer Gesamtsumme von 9.500 €. Rechtsmittel wurden in keinem Fall eingelegt.

Da der Begriff >Erdbeben< gerade bei der Akzeptanzfrage eine besondere Rolle spielt, muss mit diesem Begriff besonders sorgfältig umgegangen werden. Seismologen neigen dazu, diesen

Begriff für jedwede Erderschütterung zu verwenden. Im allgemeinen Sprachgebrauch hingegen wird mit diesem Begriff eine größere Erschütterung mit einem gewissen Schadenspotenzial verbunden. Wir werden hier den Begriff ›Erdbeben‹ nur für Ereignisse mit einer Magnitude > 3 verwenden.

7.1 Erdbeben – Skalen und Begriffe

Zur Beschreibung der Seismizität sind einige Fachbegriffe nötig, die hier kurz erläutert werden sollen:

■ Magnitude

Zur Beschreibung der Stärke von Erdbeben wurden viele Skalen entwickelt. Grundsätzlich unterscheiden muss man Magnitudenskalen und Intensitätsskalen. Zur Bestimmung der Magnitude müssen die Bodenbewegungen eines Erdbebens mit einem Seismometer als Seismogramm gemessen werden, und die Entfernung zwischen der Messstation und dem Erdbebenherd muss bekannt sein oder bestimmt werden.

Skala 1: Lokalmagnitude nach Richter (ML):

Die älteste Magnitudenskala ist die, die aus der so genannten Richterskala [18], die in den 1930er Jahren von Charles Francis Richter zur Quantifizierung kalifornischer Erdbeben entwickelt wurde. Die so gefundene logarithmische Beziehung ist geeignet, um aus dem Abklingverhalten der Amplitude auf die Stärke des Erdbebens zurückzuschließen. Die Richterskala ist nur für den Gebrauch bis maximal 600 bis 1.000 km Abstand vom Epizentrum anwendbar. Sie wird deshalb auch als Lokalmagnitude (ML) bezeichnet.

Skala 2: Momenten-Magnitude (MW):

Die Momenten-Magnituden-Skala (Mw) ist eine weitere und modernere Methode zur Messung von Erdbeben-Magnituden und wurde 1979 von den Wissenschaftlern Tom C. Hanks und Hiroo Kanamori [19] als Nachfolger der Richterskala entwickelt. Sie beschreibt die Energiemenge, die bei einem Erdbeben freigesetzt wird, abgeleitet aus dem seismischen Moment. Die Momenten-Magnituden können sich von den Lokalmagnituden systematisch unterscheiden. Bei den Lokationen Landau und Insheim hat sich herausgestellt, dass sie systematisch (bis zu 0,5) größer sind.

■ Intensität

Die Intensität eines Erdbebens ist ein Maß für die örtliche Schadenswirkung auf Bauwerke oder für die Wahrnehmung durch Menschen. Zur Bestimmung der Intensität braucht man keine Messgeräte. Ähnlich wie bei der Windstärkenskala umfasst die in Europa viel verwendete MSK Intensitätsskala nach Medvedev, Sponheuer und Karnik 12 Stärkegrade, meist in römischen Ziffern angegeben. Diese Skala wurde später zur heute allgemein verwendeten Europäische Makroseismische Skala (EMS) weiterentwickelt [20]. Intensitäten werden heutzutage durch das Internet bei den Betroffenen abgefragt.

■ Seismogramme

Instrumentelle Aufzeichnungen von Erdbeben werden Seismogramme genannt. Durch die Auswertung der Information in den Seismogrammen kann ein Seismologe feststellen, wo das

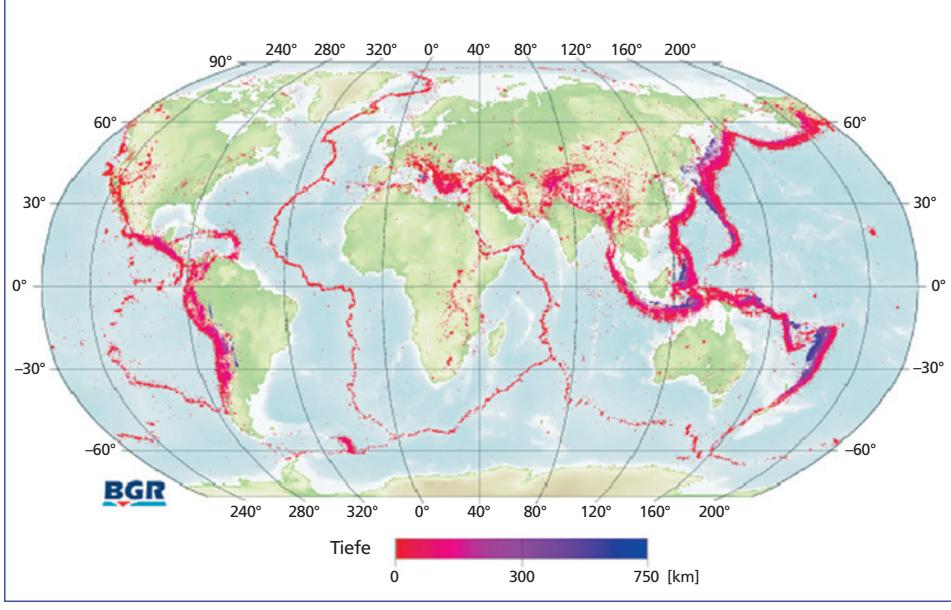
Zentrum des Bebens lag und wie stark das Beben war. Der genaue Ort des Zentrums kann aus einem einzigen Seismogramm nicht abgeleitet werden, dazu sind Informationen von wenigstens zwei weiteren Seismometerstationen erforderlich.

7.2 Natürliche Seismizität, Statistik der Erdbeben, Makroseismizität, Erdbebenzonen, Spannungsfeld der Erdkruste

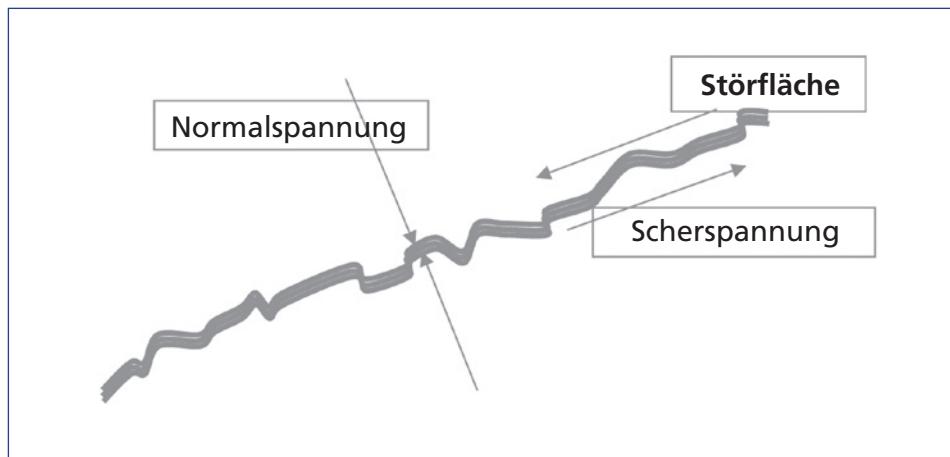
Natürliche Seismizität ist Teil unserer Umwelt. Sie ist eine Folge der Drift der Kontinente und der Plattentektonik [21], [22]. Nur eine kleine Zahl zerstörerischer Beben erlangt öffentliche Aufmerksamkeit. Sie sind der Grund für die allgemeine Angst vor Erdbeben. Mikroseismizität ist dagegen eine Alltagserscheinung, die allerdings in der Öffentlichkeit kaum bekannt ist. Etwa 1.000 Ereignisse mit Magnituden zwischen 2 und 3 und etwa 150 mit Magnituden zwischen 3 und 4 werden täglich aufgezeichnet. Die Ereignisherde sind auf der Erde nicht gleichmäßig verteilt sondern konzentrieren sich in seismisch aktiven Gebieten, zum größten Teil entlang von Plattengrenzen (Abb. 97).

Die Erdbebenaktivität in einem bestimmten Gebiet wird als ›Seismizität‹ bezeichnet. Die Beschreibung der Seismizität ist statistischer Natur und enthält meist folgende Elemente:

- Lokale geologische und tektonische Situation
- Lokales Spannungsfeld der Erde
- Erdbebenkataloge der vorinstrumentellen Zeit
- Kataloge aufgezeichneter Ereignisse



■ **Abb. 97:** Die topographische Weltkarte zeigt die farbkodierten Hypozentren aller Ereignisse, die sich seit 1954 mit einer Magnitude größer als 4.0 ereigneten. Die globale Seismizität zeichnet sehr deutlich die existierenden Plattengrenzen nach



■ Abb. 98: Bruchentstehung an einer Störfläche

- Lokalisierung der Erdbebenherde
- Statistiken wie Gutenberg-Richter Beziehungen
- Herdflächenlösungen
- Schadensberichte und mikroseismische Studien. Intensitätskarten

Der Erdbebenherd ist in aller Regel ein Sprödbruch entlang einer vorexistierenden Störungsfläche. Dieser entsteht wenn an einer derartigen Störungsfläche das (Mohr-Coulombsche) Bruchkriterium überschritten ist [23].

Abb. 98 zeigt die Verhältnisse an einer derartigen Störfläche. Auf diese Störfläche wirkt einerseits die Normalspannung, die die Störfläche zusammendrückt, andererseits die Scherspannung, die versucht die Gesteinsblöcke beiderseits der Störung gegeneinander zu verschieben. Die Reibungskraft, die die Scherbewegung an dieser Störfläche zunächst hemmt ist $R = \mu N$, wobei N die Normalkraft und μ der Reibungskoeffizient sind. Das Bruchkriterium ist überschritten und ein Bruch entsteht, wenn die – beispielsweise durch langsame Bewegung der Gesteinblöcke – ansteigende Scherspannung die Reibungskraft übersteigt.

Neben den vorhandenen Rissen spielt bei der Entstehung von Sprödbrüchen offensichtlich das vorhandene (zeitlich veränderliche) Spannungsfeld aus dem sich sowohl die Normalspannung als auch die Scherspannungen ableiten die entscheidende Rolle. Dieses wird neben der absoluten Größe (in MPa, Megapascal) durch dessen Ausrichtung beschrieben. Abb. 99 zeigt die Richtung der maximalen horizontalen Hauptspannung in Deutschland. Derartige Auszüge aus einem Atlas geben nur ein grobes Bild. Für eine Beurteilung der Seismizität einer Region reichen diese groben Angaben nicht aus; hier sind speziell erarbeitete lokale Daten heranzuziehen. Absolute Zahlen über die Größe der Spannungen liegen nur aus Bohrungen vor, falls dort entsprechende Untersuchungen durchgeführt wurden.

Neben dieser mehr felsmechanischen Annäherung an die Seismizität ist auch eine rein statistische (probabilistische) Herangehensweise möglich.

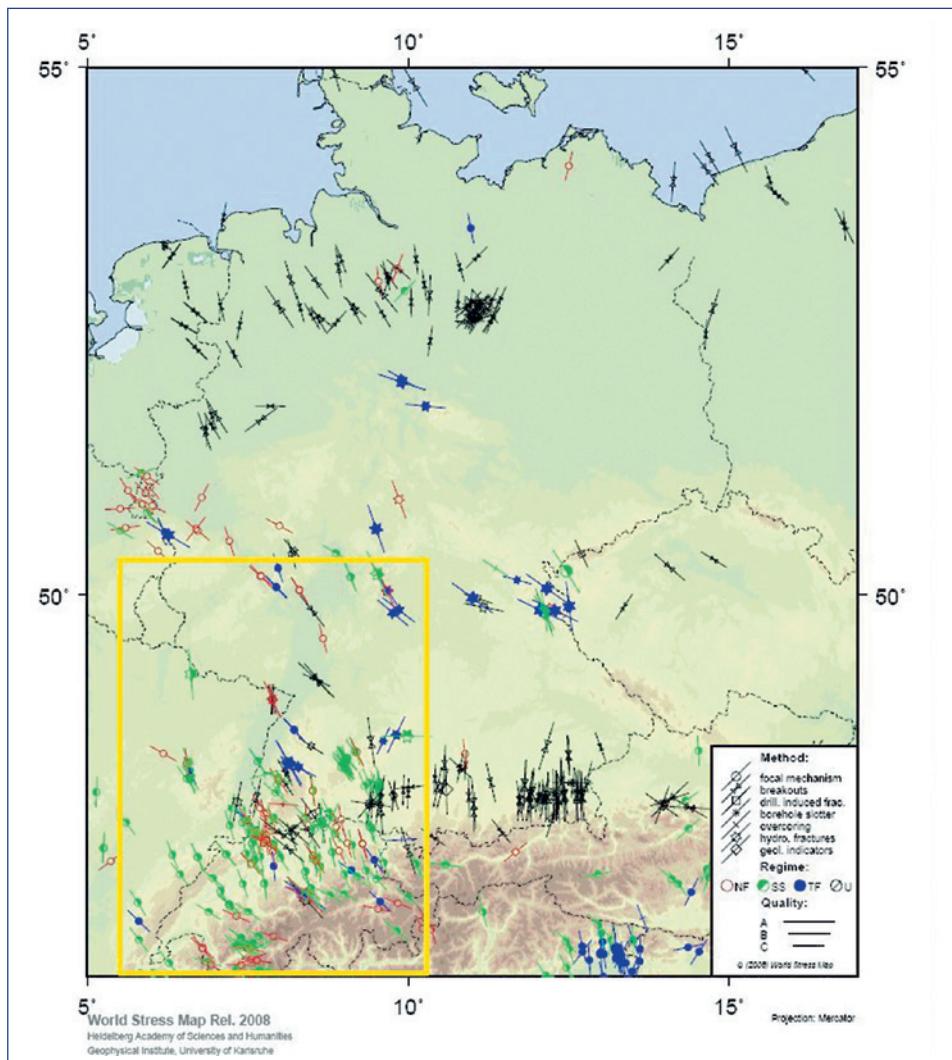
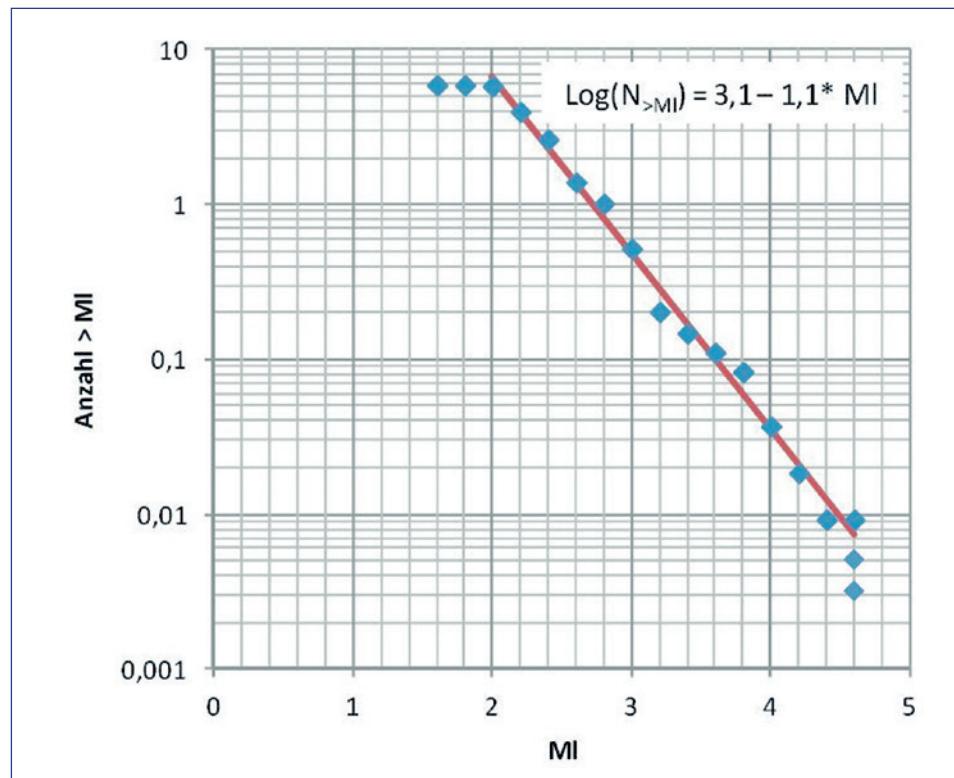


Abb. 99: Auszug aus dem Welt-Spannungsatlas 2008

Im Zentrum dieser probabilistischen Herangehensweise steht immer die so genannte Gutenberg-Richter Beziehung:

$$\log(N > M_w) = a - b \cdot M$$

Hierbei wird der Logarithmus der Anzahl aller registrierten Ereignisse oberhalb einer Magnitude M über dieser Magnitude aufgetragen. Abb. 100 zeigt eine derartige Beziehung für den oberen Rheingraben. Im zentralen Teil ist eine Gutenberg-Richter Beziehung im Normalfall linear und die Steigung dieser Geraden wird als B-Wert bezeichnet. Dieser ist wichtig, da er beispielsweise bei induzierter und natürlicher Seismizität in einer Region sehr unterschiedlich sein kann. Die Gutenberg-Richter Beziehung geht links in eine Horizontale über, da die eingesetzten Messgeräte Ereignisse kleinerer Magnitude nicht erfassen. Sie geht rechts in eine Senkrechte über, da unendliche große Ereignisse nicht möglich sind. Dieses Umschwenken in die



■ **Abb. 100:** Seismizität des nördlichen Oberrheingrabens (normiert auf 1 Jahr). Verwendete Daten: ab 1974 für $MI <= 2,4$ ab 1960 für $2,4 < MI <= 3,0$ ab 1900 für $3,2 <= MI$

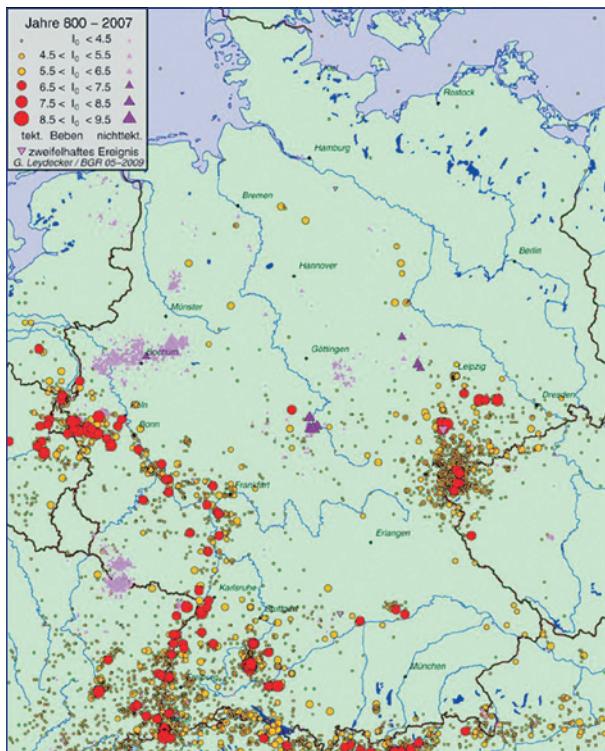
Senkrechte ist für die Abschätzung des maximal möglichen Ereignisses wichtig. In den Daten ist dieser Bereich oft nur ungenau definiert, da sich (naturgemäß) die Beziehung nur auf wenige ($\log N$) Daten stützt. Große Ereignisse sind eben selten!

Wesentlichstes Element bei der Beschreibung der natürlichen Seismizität ist natürlich die räumliche Darstellung von der Verteilung und der Stärke (Magnitude) der aufgezeichneten Erdbeben über eine längere Zeit.

Die wichtigsten Erdbebenzonen in Deutschland sind:

- Südlichster Oberrheingraben
- Kölner Bucht
- Schwäbische Alb
- Voigtländ

Bei der Entwicklung von Geothermieprojekten in diesen Zonen ist besonders vorsichtig vorzugehen. Abb. 100 zeigt die lokale Seismizität im Oberrheingraben. Dieser ist für einen konkreten Fall dann noch in Unterabschnitte zu unterteilen, wobei es offen bleibt welche Umgebung im Einzelfall heranzuziehen ist. Die Region muss klein genug sein um einen Bezug zur betrachteten Lokation zu haben und groß genug, um genügend Ereignisse für statistische Aussagen zu enthalten.

**Abb. 101:**

Karte der Erdbebenepizentren in der Bundesrepublik Deutschland
Jahre 800 bis 2007

Die ausführliche Behandlung der natürlichen Seismizität ist wichtig, denn sie kann als ein natürlich vorgegebener Rahmen für induzierte Seismizität angesehen werden. Induzierte Ereignisse sind statistisch gesehen grundsätzlich kleiner als die größten möglichen natürlichen Ereignisse. Dies wird auch belegt durch die meist größeren B-Werte in den Gutenberg-Richter Verteilungen, was bedeutet, dass der Spannungsabbau in einem Fluideindruck-beaufschlagten Volumen des Untergrunds mehr über viele kleine als über wenige große Ereignisse erfolgt. Es wurde in der Vergangenheit bei Fluidinjektionen kein Fall bekannt, in dem in einem Erdbebengebiet ein induziertes Ereignis größer war als die größten natürlichen Ereignisse.

In Gebieten ohne natürliche Seismizität existiert dieser ›Rahmen‹ natürlich nicht, so dass er auch nicht zur Abschätzung induzierter Seismizität in Bezug auf ihre Maximalmagnitude und Auftretenshäufigkeit genutzt werden kann. Diese Gebiete gelten jedoch grundsätzlich als weniger gefährdet.

7.3 Induzierte Seismizität

Induzierte Seismizität ist eine besondere Art von Seismizität, wobei menschliches Handeln die Seismizität beeinflusst. Unter Umständen kann damit, dass ein natürliches (›ready to go‹) Ereignis zeitlich vorgezogen wird, das Spannungsfeld (zumindest geringfügig) umgestaltet werden. Neben dem zeitlichen Ablauf kann auch die statistische Verteilung der Ereignisstärken beeinflusst werden (beispielsweise viele kleine statt weniger großer).

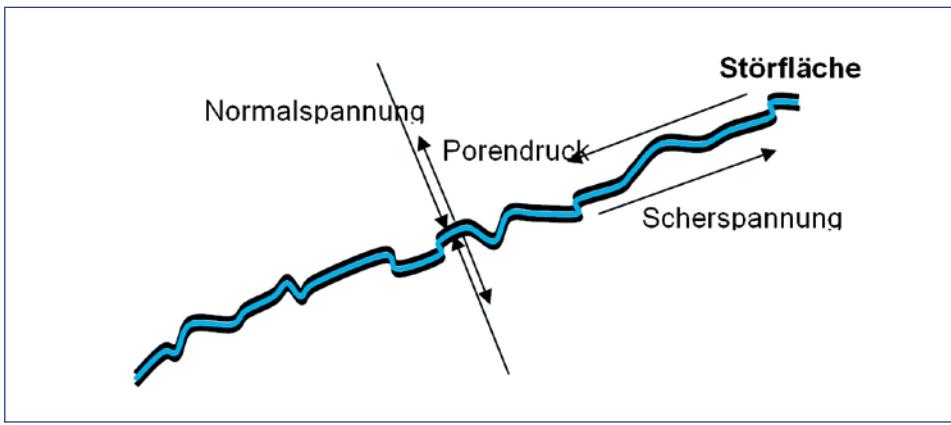
Induziert werden können seismische Ereignisse durch eine Vielzahl unterschiedlicher Eingriffe in den Untergrund, wie:

- Bau von Talsperren
- Füllen und Entleeren von Talsperren (auch Pumpspeicherwerke)
- Tiefbau
- Tunnelbau
- Bergbau (Tiefbau, Tagebau)
- Steinbrüche (große)
- Erdöl-/Erdgasgewinnung
- Unterirdische Speicher (Gas, Druckluft)
- Verpressen von Fluiden (überkritisches CO₂, CCS)
- Bohrungen (Thermalwasser, Mineralwasser)
- Fracarbeiten in Tiefbohrungen
- Andere Eingriffe in den Untergrund

In der Bandbreite der Stärken seismischer (natürlicher und induzierter) Ereignisse sind die induzierten Ereignisse meist weniger stark und erreichen nicht die Stärken natürlicher Ereignisse. Dies liegt unter anderem daran, dass sie in vergleichsweise geringen Tiefen auftreten, wo die im Spannungsfeld gespeicherte Energie nicht zur Erzeugung großräumiger Bruchvorgänge ausreicht. Die überwiegende Mehrzahl induzierter Ereignisse wird nur von Messgeräten aufgezeichnet und nicht gespürt. Sie haben oft kleine oder gar negative Magnituden (Lokale Magnitude nach Richter, M_L, oder neuzeitlicher Momenten-Magnituden M_W) und übersteigen selten die Magnituden 2 oder 3. Der natürlichen Seismizität vergleichbar große Ereignisse der induzierten Seismizität traten bisher weltweit gesehen vorwiegend bei der Befüllung großer Talsperren auf. Hier wurden Magnituden bis zu 6 beobachtet.

Da sowohl induzierte als auch natürliche Seismizität ihre Energie vorrangig aus dem Spannungsfeld der Erde beziehen, könnte man annehmen, dass induzierte Seismizität nur in Regionen auftreten kann, in denen es auch natürliche Seismizität gibt. Es ist aber durchaus möglich, dass auch in Regionen, in denen keine Erdbeben auftreten, dennoch erhebliche Spannungen im Untergrund vorhanden sind, diese aber natürlicherweise ausschließlich aseismisch (durch Kriechen) abgebaut werden. Induzierte Seismizität ist auch aus derartigen aseismischen Gebieten bekannt. Beispiele sind die nord-ost-holländischen Gasfelder, aber auch das Ruhrgebiet. In jedem Fall ist induzierte Seismizität in seismisch aktiven Gebieten anders zu sehen als in aseismischen Gebieten, da in seismischen Gebieten von vornherein davon ausgegangen werden kann, dass das lokale Spannungsfeld höhere Spannungen aufweist und die Gesteine zu einem Spannungsabbau durch Bruchvorgänge neigen. Insgesamt verändert auch dort die induzierte Seismizität die Gesamtseismizität meist nur unwesentlich, da sie ja nur die Zeiten des Auftretens von Ereignissen und eventuell die statistische Verteilung der Ereignisstärken verändert, nicht aber Einfluss darauf hat, ob Ereignisse überhaupt auftreten oder nicht. Das Gesamt-Energieangebot aus dem Spannungsfeld wird durch menschliche Eingriffe in den Untergrund kaum verändert.

Geomechanisch stellt sich nun die Frage (vgl. Abb. 102), wie eine derartige Induzierung vonstatten gehen kann. In einem kompakten Gesteinskörper wird ein Scherbruch dann entstehen, wenn die Scherspannungen die Scherfestigkeit des Gesteins übersteigen. Wachsen diese



■ Abb. 102: Bruchbildung unter Einfluss von Porenwasserdruck

Scherspannungen nun (z. B. durch Plattentektonik) stetig an, wird dieser Zustand eines Tages eintreten. In einem bereits zerbrochenen Gesteinskörper (post failure) werden Scherbewegungen meist auf vorab vorhandenen Klüften stattfinden. Hier setzt die Bewegung dann ein, wenn die Scherspannungen die (Haft-)Reibungskräfte längs des Risses überschreiten. Da es also um den relativen Betrag zweier Größen geht, kann Induktion, also eine Bruchauslösung, durch Änderung einer dieser beiden Größen erfolgen:

- Änderung des Spannungsfeldes, insbesondere der Scherspannungen, z. B. durch Füllung einer Talsperre (Druckbeaufschlagung) oder das Schaffen von Hohlräumen mit entsprechenden Rand-Zusatzspannungen
- Änderung der Haftreibung längs der Risse, beziehungsweise Reduzierung der Normalspannungen auf diesen Rissen etwa durch Erhöhung des Porendrucks auf die Störfläche (Fluidinjektions-induzierte Ereignisse)

Schon aus dieser Betrachtung wird klar, dass derartige Ereignisse, die durch eine Reduzierung der Normalspannung ausgelöst wurden, in der Regel kleiner sind als Ereignisse, die durch eine Erhöhung der Scherspannung ausgelöst wurden (natürliche Seismizität). Die Abschätzung des kritischen Porendruckes ist ein wesentliches Thema in diesem Kontext.

7.4 Induzierte Seismizität in der Geothermie

Wie bei allen andern Aktivitäten unter Tage besteht auch bei der Tiefengeothermie eine latente Gefahr induzierter Seismizität. Entscheidend ist, in seismisch aktiven Gebieten zu betrachten, ob diese die Gesamtseismizität relevant ändert. Dieses kann nur abgeschätzt werden durch eine Analyse der natürlichen Seismizität der Region und durch eine Betrachtung, wie diese durch geothermische Installationen verändert werden könnte. Derartige Analysen setzen eine gute Datenlage voraus. Da Magnitudenverteilungen exponentiell abnehmend sind (Gutenberg-Richter-Kurven), also kleine Ereignisse viel häufiger auftreten als große, kann eine ausreichende statistische Datenbasis nur erreicht werden, wenn kleine (nicht spürbare) Ereignisse in großer Zahl beobachtet werden. Aus den statistischen Gegebenheiten dieser kleinen Ereignisse wird dann auf das Auftreten großer Ereignisse (die ja immer nur in einer für statistische Betrachtungen nicht ausreichenden Zahl auftreten) extrapoliert. So lässt sich z. B. ab-

schätzen, welche Maximalereignisse in einer Region denkbar sind und wie wahrscheinlich sie sind (Auftretenshäufigkeit, statistischer Zeitabstand zwischen dem Auftreten, return period).

Bei einer ausreichenden Ausstattung der Region mit Messgeräten, sind derartige Untersuchungen auch für induzierte Ereignisse möglich. Hierbei müssen insbesondere sehr kleine Ereignisse beobachtet werden, um eine ausreichende Datenbasis zu erhalten.

Die Art und Weise, wie geothermische Aktivitäten starke Ereignisse induzieren können, ist noch weitgehend unerforscht [24], [25], [26]. Für gesicherte Aussagen gibt es viel zu wenig derartige (starke) Ereignisse. Es muss daher auf Erkenntnisse aus anderen Bereichen (meist Erdöl/Erdgas, Injektion von Fluiden wie flüssigen Abfällen) zurückgegriffen werden. Sicher ist, dass wir zwischen

- der Errichtungsphase (Bohrarbeiten, Fracarbeiten in den Bohrungen) und
- der Betriebsphase (stationärer Betrieb und betriebsübliche Besonderheiten)

unterscheiden müssen. Forschungsprojekte für beide Phasen sind angelaufen, denn Verständnis ist auch hier die Grundlage des Vermeidens. Analoge Forschung auf andern Gebieten der induzierten Seismizität (insbesondere im Rahmen der CCS Forschung) wird hier weitere Erkenntnis bringen.

7.5 Zusammenhang mit Betriebsparametern

Sowohl bei der Errichtung als auch bei dem Betrieb von Anlagen gibt es eine ganze Reihe von Parametern, die auf das Induzieren von Ereignissen Einfluss haben können. Dies sind beispielsweise:

- Einpressgeschwindigkeit bzw. Einpressdruck
- Einpressmenge und Einpressdauer
- Chemische und physikalische Fluideigenschaften (Dichte und Viskosität)
- Einpressbereich (Bohrlochabschnitt)
- Lage und Ausmaß angeschlossener Horizonte bzw. Störungszonen
- Die zeitlichen Änderungen dieser Betriebsgrößen

Die Vielzahl dieser Einflussfaktoren lässt erwarten, dass es gelingen kann, durch eine geeignete Wahl dieser Größen die Gefahr induzierter Seismizität besser zu beherrschen, genauer gesagt, die induzierten Ereignisse in einem Magnitudenbereich möglichst unterhalb der Fühlbarkeit und erst recht unterhalb der Schadengrenze zu halten.

7.6 Schadenswirkung und seismisches Risiko

In der Seismologie werden Ereignisstärken oft als Magnituden angegeben. Zur Beurteilung der Einwirkung der ereignisbedingten Erschütterung auf Menschen und Gebäude ist die Magnitude jedoch grundsätzlich ungeeignet. In der Seismologie werden zwar verschiedentlich Magnitudenbereichen mögliche Auswirkungen zugeordnet, diese Beziehungen geben jedoch höchstens einen ersten Eindruck und beziehen sich oft nur auf Erdbeben eines bestimmten Frequenz- und Tiefenbereiches. Zur verlässlichen Beschreibung der Auswirkung seismischer Ereignisse auf die Erdoberfläche benötigt man die Angabe von Immissionsgrößen wie der

seismischen Intensität, der Schwinggeschwindigkeit oder der Schwingbeschleunigung. In Deutschland ist das Heranziehen der maximalen Schwinggeschwindigkeiten verbindlich vorgegeben [27].

Richter-Magnituden	Einteilung der Erdbebenstärke	Erdbebenauswirkungen	Häufigkeit der Ereignisse
Weniger als 2,0	Mikro	Mikroerdbeben, nicht spürbar	ca. 8.000-mal pro Tag
2,0 ... < 3,0	Extrem leicht	Generell nicht spürbar, jedoch gemessen	ca. 1.000-mal pro Tag
3,0 ... < 4,0	Sehr leicht	Oft spürbar, Schäden jedoch sehr selten	ca. 49.000-mal pro Jahr (vermutet)
4,0 ... < 5,0	Leicht	Sichtbares Bewegen von Zimmergegenständen, Erschütterungsgeräusche. Meist keine Schäden	ca. 6.200 Mal pro Jahr (vermutet)

■ **Abb. 103:** Auszug aus einer der üblichen Erdbebentabellen

Basis jeder Beurteilung ist demnach die maximale Schwinggeschwindigkeit, die in der Regel am Fundament der betroffenen Gebäude gemessen wird. Gegenstand der Norm ist nicht nur die Bewertung der Messwerte, sondern auch deren Gewinnung und die Anforderungen an die Messtechnik. In einem möglicherweise von induzierter Seismizität betroffenen Gebiet ist also in jedem Fall neben einem seismologischen Messnetz (Emissionsnetz) auch ein Immissionsmessnetz nach DIN 4150 aufzustellen und zu betreiben. Nur die Ergebnisse des Immissionsnetzes können zur Beweissicherung im Schadensfall herangezogen werden.

Dass Ereignisse teilweise als »Knall« gehört werden, hat keinen Einfluss auf deren Schadenswirkung, ist aber bei deren subjektiver Wahrnehmung in der Bevölkerung ein wesentliches Element. Die Stärke derartiger Knallereignisse lässt sich nur schwer messen oder beurteilen. Sie sind für die Schadenswirkung uninteressant, beinträchtigen aber stark den subjektiven Eindruck und lösen oft vorrangig Ängste aus.

Wenn auch die DIN bei der Beurteilung der Messergebnisse umfänglicher differenziert, so kann doch bei einer Mischbebauung davon ausgegangen werden, dass 5 mm/s am Gebäudefundament nicht überschritten werden dürfen. Wird im Zuge der Beweissicherung nachgewiesen, dass dieser Wert nicht überschritten wurde, so ist davon auszugehen, dass beobachtete Schäden auf andere Ursachen zurückzuführen sind. Waren die Schwinggeschwindigkeiten > 5 mm/s muss dies jedoch nicht zwangsläufig zu einem Schaden geführt haben.

Bei einer deutlichen Überschreitung des Anhaltswertes von 5 mm/s drohen zunächst nur kleinste Bewegungen auf vorhandenen Rissen, dann eventuell das Auftreten einzelner Putzrisse, insgesamt also Bagatellschäden. Umfangreiche Untersuchungen haben gezeigt, dass signifikante Schäden, insbesondere Schäden an der tragenden Konstruktion eines Gebäudes, erst bei sehr viel höheren Schwinggeschwindigkeiten auftreten. Hier können wir von Schwinggeschwindigkeiten im Bereich ab 50 – 70 mm/s ausgehen [28].

Während Teil 3 der DIN 4150 sich mit Einwirkungen auf bauliche Anlagen beschäftigt, regelt Teil 2 die Einwirkungen auf den Menschen. Eine mögliche Gefährdung von Menschen geht jedoch mehr indirekt von der Einwirkung auf bauliche Anlagen aus, beispielsweise durch das Herunterfallen loser oder baufälliger Gebäudebestandteile (Kamine, Ziegel).

7.7 Seismologische Gutachten

Die Abschätzung einer maximal möglichen Magnitude an einer bestimmten Lokation ist eine der Hauptforderungen an einen Seismologen, der ein Geothermieprojekt begleitet. Eine erste Abschätzung wird durch die Betrachtung der natürlichen Seismizität erreicht, da diese für die induzierte Seismizität einen statistischen Rahmen setzt. Die Möglichkeit zu einer seriösen Abschätzung wächst mit dem Fortschreiten des Projekts. Die erste Bohrung wird Informationen über das lokale Spannungsfeld ergeben. Seismologische Aufzeichnungen während der Bohr- und Stimulationsphase erlauben die Anwendung statistischer Methoden.

Grundsätzlich stehen uns mehrere Ansätze zur Abschätzung der maximal möglichen Magnitude und der Wiederkehrperiode zur Verfügung:

- Die deterministische Methode
- Die probabilistische (statistische) Methode
- Die empirische Methode
- Die Methode kontrollierten Betriebs (step-by-step)

Wir sehen uns im Folgenden diese Methoden im Einzelnen an.

Die deterministische Methode

Bei der deterministischen Methode wird versucht, mögliche Ereignisse am Computer zu simulieren oder zu modellieren. Wie bei allen Simulationen wird hierzu ein ausreichendes Modell der Untergrundparameter (Geometrie, Petrophysik, Spannungsfeld) benötigt und zusätzlich ein ausreichend brauchbarer Code (Software). Die Berechnungen müssen durch Messungen validiert und kalibriert werden. Wenn der Einfluss der Messungen bei diesem Prozess auf die Endergebnisse dominant wird, verliert die Methode ihren deterministischen Charakter. Die deterministische Methode alleine ist heute noch nicht in der Lage, Maximalmagnituden oder Wiederkehrraten verlässlich abzuschätzen. Sie ist aber sehr hilfreich, um Sensibilitätsanalysen durchzuführen und so aufzuzeigen, welche Einflussgrößen Maximalmagnituden und Raten vorrangig bestimmen.

Die probabilistische (statistische) Methode

Die probabilistische oder statistische Methode geht allein von einer Auswertung gemessener Ereignisse aus, ohne die geologische Situation zu berücksichtigen und ohne physikalische oder felsmechanische Gesetze zu unterlegen. Zentral ist hier die Gutenberg-Richter-Beziehung, die die Häufigkeit in Abhängigkeit von der Magnitude zeigt. Dabei wird unterstellt, dass Gesetzmäßigkeiten, die für kleine Ereignisse erarbeitet wurden auch für große Ereignisse gelten. Die probabilistische Methode benötigt eine ausreichende Datenbasis und somit eine längere Beobachtungszeit mit ausreichend niedrigen Triggerschwellen, um eine große Anzahl kleiner Ereignisse aufzuzeichnen. Wichtig ist bei der probabilistischen Methode die richtige Wahl der Bezugsregion. Diese muss klein genug sein, um einen geologisch-tektonischen Bezug zur Lokation zu haben und groß genug, um eine ausreichende Datenbasis zu haben [29]–[32].

Die empirische Methode

Einige Wissenschaftler haben Beziehungen zwischen bestimmten Reservoirparametern und der Maximalmagnitude hergestellt. Der dabei benutzte Reservoirparameter ist meist die Reser-

voirgröße. Einige Autoren geben diese als lineare Größe (Durchmesser des Reservoirs) an, andere als Fläche oder als Volumen. In jedem Fall wird eine lineare Beziehung zwischen der Reservoirgröße und der Maximalmagnitude angegeben. Der physikalische Hintergrund dieser Beziehung wurde nicht erarbeitet (daher empirisch), es bleibt bei der generellen Erkenntnis, dass ein großes seismisches Ereignis ›Platz‹ braucht, damit sich eine ausreichend große Bruchfläche entwickeln kann mit einem ausreichenden seismischen Moment.

Die Methode kontrollierten Betriebs (step-by-step)

Beziehungen zwischen Injektionsparametern und induzierter Seismizität können nicht nur durch theoretische oder statistische Methoden im Vorfeld bestimmt werden, sondern auch durch Beobachtungen während der Durchführung.

Es ist offensichtlich, dass selbst bei einer guten Kenntnis der lokalen und regionalen Geologie die bisher dargestellten Methoden nur eine grobe und unsichere Abschätzung der Maximalmagnituden und des seismischen Risikos erlauben. Die Vermeidung größerer Ereignisse bedarf daher anderer Methoden, die hier als ›Methode des kontrollierten Betriebs‹ oder ›step-by-step‹-Vorgehensweise bezeichnet werden. Hierbei werden alle betrieblichen Maßnahmen, die Einfluss auf die Seismizität haben könnten, so gestaltet, dass das seismische Risiko nur langsam und kontrolliert anwächst und die Ereignisse (statistisch) unterhalb der Fühlbarkeitschwelle bleiben. Alle Schritte, wie Bohren, Stimulieren, hydraulische Tests und Produktion müssen dabei messtechnisch durch ein seismisches Monitoring begleitet werden. Letztlich ist die Methode eines kontrollierten Betriebs eine intelligente und praktikable Kombination verfügbarer Methoden. Auch andere nicht gezielt erhaltene Informationen können genutzt werden. Teile dieses Vorgehens könnten sein:

- Ein Überwachungskonzept und ein Reaktionsplan
- Überwachung der Bohrungen
- Überwachung der Stimulationen
- Überwachung der Produktion

Der Inhalt und Wert seismologischer Gutachten wird immer entscheidend von der verfügbaren Datenlage abhängen. Gutachten können demnach beim Anwachsen dieser Datenlage nachgebessert werden. Dies bedeutet, dass ein Projekt über die gesamte Laufzeit von einem Seismologen gutachterlich begleitet werden sollte.

7.8 Handlungsvorschläge

Aus der Methode des kontrollierten Betriebs leiten sich im Wesentlichen die Handlungsvorschläge ab:

Monitoring und Reaktionsplan

Entscheidend bei der Durchführung der Methode eines kontrollierten Betriebs ist das Monitoring der induzierten Seismizität. Dies geschieht durch seismische Online-Netze. Grundsätzlich sind zwei Netze mit unterschiedlicher Aufgabenstellung nötig:

- Bei einem seismologischen Netz (Emissionsnetz) sind eine gute Überdeckungsgeometrie zur Ereignisortung und eine niedrige Triggerschwelle zur Erfassung kleiner Ereignisse wesentlich. Nur so kann eine ausreichende Datenbasis für statistische Auswertungen geliefert werden.

Ein Teil der Messstationen kann in Bohrlöchern installiert werden. Es gibt hier keine verbindlichen Vorschriften.

- Immissionsnetze müssen den nationalen Standards entsprechen, die die Messgeräte, deren Aufstellung und die Auswertung verbindlich vorschreiben. Wesentlich ist in Deutschland die DIN-gerechte Aufzeichnung der maximalen Schwinggeschwindigkeiten (PGV).
- Ein (öffentlich gemachter) Reaktionsplan, der auf den gemessenen Werten maximaler Schwinggeschwindigkeit beruht. Dies stellt sicher, dass die Schwinggeschwindigkeiten einen vorgegebenen Wert im Verlauf der Aktivitäten statistisch nicht überschreiten.

Das Überwachungskonzept und der Reaktionsplan sollten einvernehmlich zwischen allen Partnern einschließlich der Aufsichtsbehörde entwickelt werden.

Bohren

Bisher wurden bei geothermischen Tiefbohrungen keine induzierten Ereignisse beobachtet. Es wird dennoch im Zuge des step-by-step Vorgehens vorgeschlagen, dass auch diese Projektphase seismologisch überwacht wird.

Hydraulische Stimulation

Die hydraulische Stimulation ist meist die Projektphase mit dem höchsten Risiko induzierter Seismizität. Stimulationen müssen ihrer Natur nach mit seismischen Ereignissen einhergehen. Es ist einem Plan zu folgen, der mit niedrigen Drucken, niedrigen Fließraten, kleinen Einpressvolumina und begrenzten Einpresszeiten beginnt. Dann werden diese Parameter systematisch erhöht, bis das Stimulationsergebnis erreicht wird. Ein detaillierter und öffentlicher Reaktionsplan schreibt alle Maßnahmen vor, die zu ergreifen sind, wenn hierbei vorgegebene Werte der maximalen Schwinggeschwindigkeit überschritten werden. Fühlbare oder gar schädliche Ereignisse werden so mit hoher Wahrscheinlichkeit vermieden.

Produktion

Nachdem die Produktion in eine stationäre Phase eingetreten ist und sich entnommene und reinjizierte Flüssigkeitsmengen die Waage halten, sind Injektionsdrucke konstant oder eher abnehmend und fallen meist unter den kritischen Druck, der für eine Bruchauslösung erforderlich ist. Die Gefahr induzierter Seismizität ist wesentlich kleiner als in Fällen, in denen nur verpresst wird (Abfallflüssigkeiten, überkritisches CO₂). Die Überwachung kann in dieser Phase mit reduzierten seismischen Netzen erfolgen.

8 Forschungsbedarf Tiefe Geothermie

Eine verstärkte Nutzung tiefer Geothermieressourcen auf der Basis einer wirtschaftlichen Bereitstellung von Wärme und Strom erfordert technologische Weiterentwicklungen auf allen Stufen des Gesamtsystems. In der tiefen Geothermie kommen bisher überwiegend Verfahren und Komponenten zum Einsatz, die in anderen Anwendungsbereichen, wie z.B. der Kohlenwasserstoffindustrie, etabliert sind. Sie weisen für die Randbedingungen in Geothermieranlagen jedoch noch Verbesserungspotenzial, vor allem in Bezug auf Effizienz und Nachhaltigkeit auf. Hinzu kommen die hohen Anfangsinvestitionen, die beim aktuellen Stand der Bohr-, Stimulations- und Fördertechnik wenig Investitionsanreiz für den Bau von Pilotanlagen darstellen.

Enhanced (oder Engineered) Geothermal Systems (EGS) werden in Mitteleuropa als Option mit dem größten Potenzial gesehen. Darunter versteht man Systeme, bei denen produktivitätssteigernde Maßnahmen im Reservoir durchgeführt werden, um die erforderliche Wirtschaftlichkeit zu erreichen. EGS-Technologien eignen sich besonders an Standorten, an denen die Wirtschaftlichkeit nicht von vornherein gegeben ist. Da etwa 95 % des geothermischen Potenzials in Deutschland nur mit dieser Technologie erschließbar sind, birgt die Entwicklung verlässlicher EGS-Nutzungskonzepte ein großes Potenzial für den Ausbau der tiefen Geothermie. Alle dazu notwendigen Systemkomponenten sind zwar prinzipiell verfügbar, arbeiten aber in der Zusammenschaltung noch nicht ausreichend zuverlässig. Hier besteht Forschungsbedarf, um sichere und effiziente Systemlösungen für die Nutzung der tiefen Erdwärme in Gebieten mit normalen Temperaturgradienten, in Deutschland und Regionen ähnlicher Geologie weltweit, bereitzustellen.

Zur Wärmeversorgung in größeren Wärmenetzen (bis ca. 40 MW) werden zurzeit in Deutschland Systeme mit einer Gesamtkapazität von etwa 150 MW breit am Markt demonstriert. Hemmnisse sind dabei die oft noch unzureichende Planungssicherheit bei der Erschließung von Heißwasservorkommen, aber auch ein unzureichender Ausbau der Wärmenetze. Im Vergleich zu kleineren Anlagen eignen sich diese Systeme besser für eine enge städtische Bebauung. Dafür werden allerdings Niedertemperatur-Wärmenetze benötigt, die dann wesentlich stärker ausgebaut werden müssen.

Die Planungssicherheit beim Bau und Betrieb geothermischer Anlagen muss erhöht und eine noch größere Zuverlässigkeit sowie zufriedenstellende Effizienz müssen gewährleistet werden. Die Komplexität geothermischer Systeme erfordert einen ganzheitlichen Ansatz, der das Zusammenspiel der einzelnen Komponenten berücksichtigt. Der qualitativen Weiterentwicklung von Systemkomponenten und der Demonstration in wissenschaftlich begleiteten Pilotprojekten, beispielsweise zur EGS-Technologie, kommen dabei besondere Bedeutung zu.

In Deutschland wurde in den letzten 10 Jahren eine kompetente Forschungslandschaft für Geothermie aufgebaut, mit vernetzten Aktivitäten zwischen Industrie und Wissenschaft. Eine breitere Nutzung des geothermischen Potenzials kann zum Erreichen der gesteckten Klimaschutzziele weltweit beitragen, deshalb ist eine stärkere internationale Vernetzung der Geothermieforschung anzustreben. Die Vielfalt geologischer Standorte erfordert eine Vielfalt von Pilotprojekten, die in Arbeitsteilung besser realisiert werden können. Außerdem kann das hohe Exportpotenzial geothermischer Technologien zukünftig besser ausgeschöpft werden, wenn eine internationale Forschungsvernetzung vorhanden ist.

8.1 Ziele der Forschung

Das erfordert in vielen Teilgebieten noch Grundlagenforschung. Zudem muss die Forschung verstärkt interdisziplinär ausgerichtet sein, zum Beispiel in der Zusammenarbeit von Geologen und Ingenieuren. Das Verständnis der Fluid-Gesteins-Wechselwirkung in Verbindung mit der Hydromechanik der Reservoirs bildet z. B. die Basis für das Ingenieurwesen zur Nutzung geothermischer Systeme, also dem Reservoirmanagement im weiten Sinne.

Über die Entwicklung innovativer geothermiespezifischer Bohrtechnologien und -strategien kann eine Reduktion der Bohrkosten erreicht werden. Im Mittelpunkt stehen dabei die Erhöhung der Lebensdauer von Bohrwerkzeugen, die Reduktion des Energie- und Materialverbrauchs einer Bohrung, spezielle Komplettierungssysteme für EGS mit langer Lebensdauer und speicherschonende Aufschlussverfahren. Die Weiterentwicklung der Exploration und damit die bessere Charakterisierung der lokalen geologischen Gegebenheiten werden auch zur Minde rung des Bohrrisikos und damit zur Kostensenkung beitragen.

Der Faktor mit dem größten spezifischen Kostensenkungspotenzial umfasst die Methoden, die eine optimale Produktivität eines geothermischen Reservoirs gewährleisten. Durch Sekundärmaßnahmen (z. B. Hydraulic-Fracturing, Säurebehandlung) können die Zuflussbedingungen zur Bohrung verbessert und dadurch die Thermalwasserproduktion in Grenzen erhöht werden. Damit kann künstlich eine hydraulische Leitfähigkeit auch in gering permeablen Gesteinen hergestellt werden. Das Konzept der Enhanced Geothermal Systems (EGS) umfasst alle die Wirtschaftlichkeit verbessernden Sekundärmaßnahmen und ist damit einer der Schlüsselfaktoren im Gesamtsystem geothermischer Nutzungstechnologien.

EGS erfordern mehr Kenntnis über Kluft- und Störungssysteme und deren Verhalten unter besonderer Berücksichtigung der Wasserführung und des In situ-Spannungsfeldes. Methoden zur Erkundung des Spannungsregimes im engeren und weiteren Umfeld eines geplanten EGS Projektes sind erforderlich, um notwendige Stimulationsmaßnahmen zu optimieren und das Risiko induzierter Seismizität zu senken.

Die technische Realisierbarkeit von EGS muss wie bereits erwähnt an repräsentativen Standorten (mittlere Tiefe, hohe Temperatur, geringe natürliche Reservoirproduktivität) von der Exploration bis zur Energiebereitstellung mit Pilotanlagen ganzheitlich demonstriert werden, um den praktischen Nachweis einer nachhaltigen Nutzung von Enhanced Geothermal Systems erbringen zu können.

8.2 Fündigkeits, Reservoirgestaltung, Systemverlässlichkeit – Hauptkriterien auf dem Weg zur Wirtschaftlichkeit geothermischer Systeme

Forschungsbedarf besteht schwerpunktmaßig in der Erkundung und der Erschließung der Wärmequelle sowie bezüglich der Erhöhung der Effizienz der Übertageanlagen, um von der vorwettbewerblichen Demonstration zu einer breiteren Marktdurchdringung zu kommen. Schlüsselthemen dabei sind:

- Minimierung des Fündigkeitsrisikos

Vor dem Abteufen der Bohrungen muss standortbezogen geologische, geophysikalische oder bohrtechnische Erkundung betrieben werden, um eine möglichst verlässliche Aussage

über die Fündigkeitsförderung treffen zu können. Sie liefert die Basis für die Entscheidung über das Für und Wider eines Projektes. Geothermiespezifische Erkundungsmethoden müssen weiterentwickelt werden, um die Risiken und Kosten eines Projektes vertretbar und planungssicher zu gestalten.

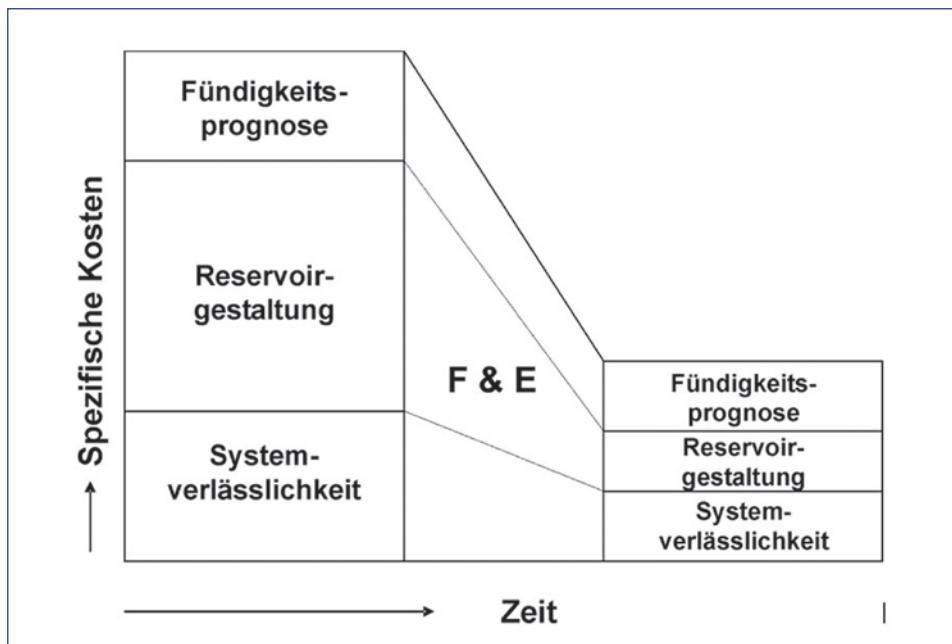
■ Sicherung einer nachhaltigen Lagerstättenproduktivität

Da die spezifischen Kosten wesentlich durch die Energieausbeute der Anlage bzw. Bohrdulette gegeben sind, ist über die Entwicklung geeigneter Verfahren zur gezielten positiven Beeinflussung der Reservoirergiebigkeit die höchste spezifische Kostendegression zu erwarten. In der Reservoirgestaltung (auch Reservoirengineering) finden sich Ansatzpunkte in der optimalen Anordnung der Bohrungen zueinander sowie in der Anwendung speicherschonender Erschließungs- und Stimulationsverfahren zur Erzeugung einer nachhaltigen Poren- und Rissleitfähigkeit. Die Kernfrage hierbei ist, wie eine nachhaltige Lagerstättenbewirtschaftung sichergestellt werden kann.

■ Gewährleistung eines nachhaltigen Anlagenbetriebs

Für die Gewährleistung einer 20 bis 30-jährigen Anlagenbetriebsdauer ist zudem die Systemverlässlichkeit der Gesamtanlage von entscheidender Bedeutung. Einsatzfähigkeit und Dauerhaftigkeit der Komplettierungen bis hin zu den weiteren obertägigen Anlagen stehen hier im Mittelpunkt. Über eine effektive und kostensparende Kombination und Integration der verschiedenen Systemkomponenten kann eine wirtschaftliche und wettbewerbsfähige Nutzung tiefer geothermischer Ressourcen erreicht werden.

Zu berücksichtigen sind dabei die regionalen Besonderheiten des jeweiligen Projektstandortes. Die Verfahren und Methoden – vor allem in der Erkundung und Erschließung geothermischer Reservoirs – hängen stark von den regionalen Gegebenheiten und Vorkenntnissen ab.



■ **Abb. 104:** Die spezifischen Kosten sind wesentlich durch die Energieausbeute je Anlage bzw. Bohrdulette gegeben. Eine Annahme ist, dass F&E-Investition in die Entwicklung von Verfahren zur gezielten positiven Beeinflussung der Reservoirergiebigkeit die höchste spezifische Kostendegression hervorruft.

8.3 Effiziente Systemlösungen – Von der Erkundung des Reservoirs bis zur Energiewandlung im Kraftwerk

8.3.1 Fündigkeitsprognose: Für oder Wider ein Projekt

Für die Erkundung geothermischer Lagerstätten sind in erster Linie zwei Parameter von maßgeblicher Bedeutung: die Temperatur in der Tiefe sowie das Vorhandensein großräumig permeabler Strukturen, da die Temperatur und Permeabilität bzw. der Volumenstrom die Eignung eines Reservoirs zur Energiebereitstellung bestimmen.

Die Kenntnis der Temperatur ist sehr wichtig, stellt aber nicht das Schlüsselproblem in der Fündigkeitsphase dar. Der Hauptfokus liegt auf der Wasserwegsamkeit in den Reservoiren. In vielen Reservoiren ist die Produktivität für die direkte geothermische Nutzung hoch genug, allerdings nimmt in der Regel mit zunehmender Tiefe die Wahrscheinlichkeit ab, Wasser in zugänglichen Poresystemen zu finden. Um Erdwärme aus größeren Tiefen nutzen zu können, muss daher die Produktivität durch Stimulationstechniken erhöht werden, was einen wesentlichen Bestandteil des Konzeptes der Enhanced Geothermal Systems (EGS) darstellt.

Die zuverlässige Lokalisierung von Zonen erhöhter Permeabilität und ausreichender Wasserführung im gewünschten Temperaturregime ist die wichtigste, bisher aber nicht zufriedenstellend gelöste Aufgabe in der Erkundung. Mehr als 30 % aller Förderbohrungen weltweit, die in vielversprechende, hochtemperierte Zielhorizonte abgeteuft wurden, trafen auf Gesteine mit unzureichender Permeabilität im Hinblick auf eine wirtschaftliche Nutzung. Für Erkundungsbohrungen liegt die Fehlerquote noch wesentlich höher.

Es muss also an Erkundungsmethoden gearbeitet werden, mit denen das Fündigkeitsrisiko minimiert und die spezifischen Gesteins- und Reservoir-eigenschaften genauer vorhergesagt werden können. Um das Fündigkeitsrisiko für Bohrungen signifikant zu senken, muss eine wissenschaftlich fundierte Erkundung nach einer auf die Geothermie spezifisch zugeschnittenen Strategie erfolgen.

Geologische Reservoirmodelle, die wie in der Kohlenwasserstoffexploration auf der Basis vorhandener geologischer und geophysikalischer Daten erstellt werden, sind ein unverzichtbares Instrument zukünftiger Fündigkeitsprognosen (siehe z.B. Abb. 105). Solche Modelle von geologisch-strukturellen Informationen, die auch während des Bohrbetriebes (mit Prognose geologischer Schichten, aktuelle Bohrpfadplanung, Bohrlochstabilität) nützlich sind, bilden die Basis für Modelle, die Fluidtransport simulieren können. In weiteren Ausbaustufen können die Wechselwirkungen von Fluid und Gestein und somit die hydraulisch-thermisch-mechanisch-chemische Entwicklung eines Reservoirs über einen bestimmten Zeitraum dargestellt werden.

Grundsätzlich besteht hier in vielen Bereichen Forschungsbedarf, da eine fundierte Fündigkeitsprognose genaue Vorkenntnisse der regionalen Geologie, des Wärmeflusses sowie der petrophysikalischen, fluid- und gesteinschemischen Parameter voraussetzt.

Wie in den Kapiteln 3 bis 5 erläutert, handelt es sich bei den Ressourcen in Deutschland zum kleineren Teil um heiße Tiefenwässer (Hydrothermale Systeme) und zum weitaus überwiegenden Teil um die in den Tiefengesteinen gespeicherte Wärme (Petrothermale Systeme). Hydrothermale Systeme sind tiefe wasserführende Schichten (Aquitere), die eine natürliche hydraulische Leitfähigkeit (Permeabilität) aufweisen. Entscheidend für den wirtschaftlichen Betrieb

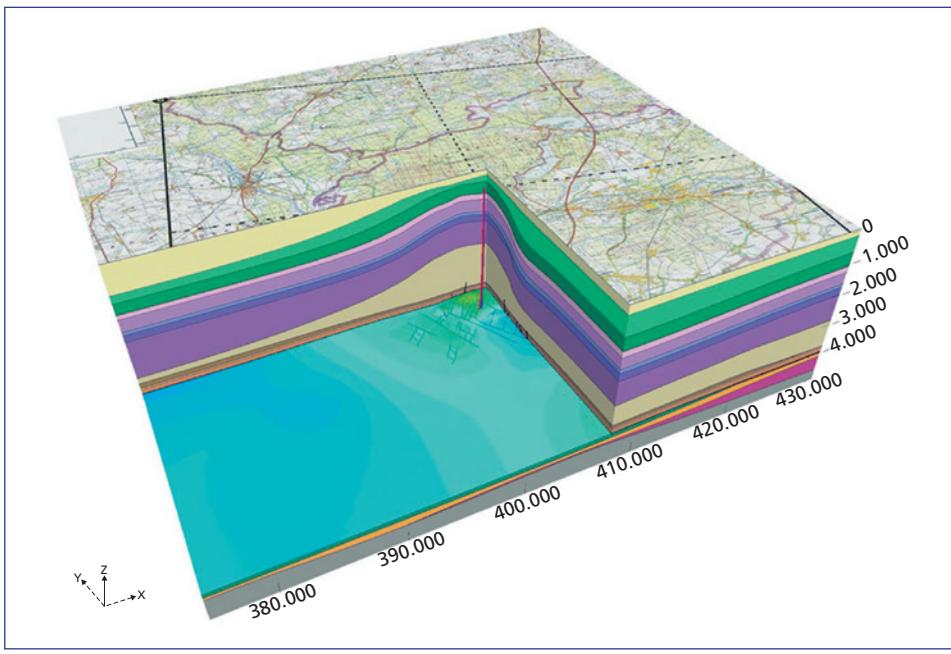


Abb. 105: Geophysikalische Profile und struktur-lithologisches Modell auf Basis von Daten von Nachbarbohrungen am Standort Groß Schönebeck. Bohrungen in Groß Schönebeck in rot und blau. Linien im Zielhorizont bilden das Streichen der mit geophysikalischen Methoden identifizierten Trennflächen ab

hydrothermaler Systeme ist neben der Temperatur des Aquifers die zu erzielende Förderrate. Unter dem Aspekt der Wirtschaftlichkeit wird eine Heißwasserproduktion von mindestens $100 \text{ m}^3/\text{h}$ gefordert. Während die Temperatur bei einer entsprechenden Bohrtiefe immer zu erreichen ist, schränkt die zweite Bedingung die Zahl möglicher Standorte erheblich ein.

Die Erschließung solcher Heißwasseraquifere birgt eine Reihe von Fündigkeitsrisiken. Denn während Reservoirtiefe und -temperatur relativ genau vorausgesagt werden können, liegt das größere Risiko in einer zu niedrigen Aquifer-Durchlässigkeit und damit in einer zu geringen Thermalwasser-Produktion.

Die Erkundung geothermischer Lagerstätten setzt daher eine integrierte gesamtheitliche Exploration voraus. Die Methodik sollte sowohl skalenübergreifend als auch interdisziplinär mit besonderer Integration von Methoden der Geologie, Geomechanik und Geophysik ausgerichtet sein. Ziel ist, mit einer verbesserten Fündigkeitsprognose den Untergrund detailliert erfassen und charakterisieren zu können. Die integrierende Disziplin in der Exploration ist die Explorationsgeologie. Sie untersucht den geologischen Untergrund im Hinblick auf seine natürlichen Ressourcen. Dabei steht nicht die Bildung dieser Ressourcen, sondern deren Quantifizierung, insbesondere mit ausgewählten geophysikalischen Erkundungen, im Mittelpunkt. Daraus ergibt sich eine quantitative Geologie, die nicht nur Lage und Umgebung, sondern auch die Eigenschaften der Speichergesteine interdisziplinär erfasst.

Erkundungsverfahren in der geothermischen Exploration dienen dazu, das Fündigkeits- und Aufschlussrisiko einer geothermalen Lagerstätte minimieren und die Planung bis zur Reservoirgestaltung optimieren zu können. Die vorhandenen Explorationsmethoden sind jedoch noch

nicht ausreichend und müssen auf die Erkundung geothermischer Systeme abgestimmt und weiterentwickelt werden. Unter Einbeziehung ökonomischer Aspekte sollte die geothermische Exploration skalenübergreifend stets an die geologischen Charakteristika einer Region angepasst werden.

8.3.2 Reservoirengineering – Schlüssel zur Wirtschaftlichkeit

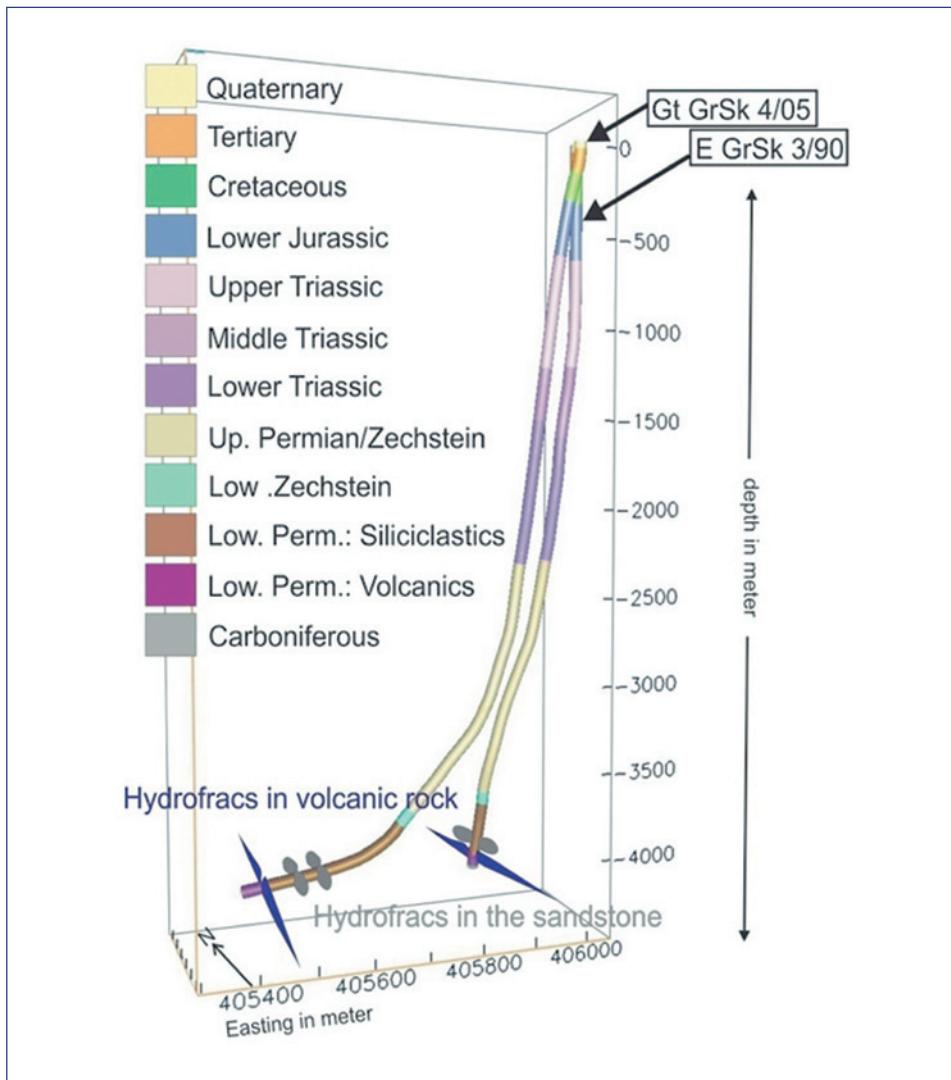
Der Faktor mit dem größten spezifischen Kostensenkungspotenzial umfasst die Methoden, die eine optimale Produktivität eines geothermischen Reservoirs gewährleisten. Die Produktivität eines Reservoirs kann durch verschiedene Verfahren beeinflusst werden. Als zentrale Maßnahme ist die Reservoirstimulation zu nennen, die eine aktive Veränderung der Eigenschaften des Reservoirs bewirkt. Der Erfolg dieser Behandlungen hängt jedoch von den initialen Bedingungen ab, die durch das Reservoir ursächlich gegeben sind. Dazu zählen die initiale bzw. potenziell mögliche Produktivität des Reservoirs sowie die gewählte Bohrpfad-Geometrie und die aus dem Spannungsfeld resultierende Ausrichtung der hydraulischen Risse (Fracs) (siehe Abb. 106). Durch den Bohrvorgang selbst, durch die Stimulationsmaßnahmen, aber auch während der Langzeitförderung, kann es durch chemische und mechanische Wechselwirkungen zu Schädigungen des Speichers kommen. Strategien zur Vermeidung von Speicherschädigungen müssen im Hinblick auf die Langzeitnutzung von Geothermiebohrungen dringend weiterentwickelt werden.

Bei entsprechender Häufigkeit (ausreichende initiale Permeabilität bzw. Transmissibilität) spricht man von einem hydrothermalen Reservoir (HT); ist keine Häufigkeit vorhanden, von einem Hot-Dry-Rock (HDR) Standort. Diese Charakterisierung entscheidet über den Abstand und die Orientierung der Bohrungen, da ein prinzipieller Unterschied zwischen einem HT und einem HDR-Standort besteht. Der durchschnittlich anzutreffende Fall liegt zwischen den beiden Extrema. Produktivitätssteigernde Behandlungen sind daher die Regel für tief liegende Lagerstätten.

In hydrothermalen Systemen wird das im Untergrund vorhandene, heiße Tiefenwasser als Wärmeträger genutzt, während im HDR-Konzept die Energie der Tiefe in einem künstlich erzeugten unterirdischen Wärmetauscher an Oberflächenwasser übertragen wird. Da beide Technologien mit der Stimulation des Untergrundes arbeiten, werden sie unter dem Oberbegriff Enhanced (auch Engineered) Geothermal Systems (EGS) zusammengefasst.

Der gezielte Einsatz von Maßnahmen zur Reservoirgestaltung kann die Wirtschaftlichkeit der hydrothermalen Energiegewinnung petrothermaler Systeme positiv beeinflussen. Mit Hydraulic-Fracturing oder Säurebehandlung sind beispielsweise Methoden verfügbar, mit denen künstlich eine höhere hydraulische Leitfähigkeit auch in gering permeablen Gesteinen hergestellt werden kann.

Die Nachhaltigkeit der Rissöffnung hängt entscheidend davon ab, ob überwiegend Scherrisse oder Zugrisse erzeugt wurden. Die Hinzugabe von Sand oder Stützmitteln gewährleistet die Nachhaltigkeit der Rissöffnung. Das gilt insbesondere für Produktionsbohrungen mit einem reduzierten Formationsdruck bei der Produktion. Für die Durchführung der Stimulationsmaßnahmen ergeben sich verschiedene Optionen zur Beeinflussung des Risswachstums durch Variation der Fließrate, der Dauer der Behandlung und der Verwendung von Fluiden mit unterschiedlichen Viskositäten. Die Optimierung dieser Parameter ermöglicht die Kontrolle des Risswachstums in horizontaler und vertikaler Richtung, und damit einen optimierten Anschluss an das Reservoirgestein.

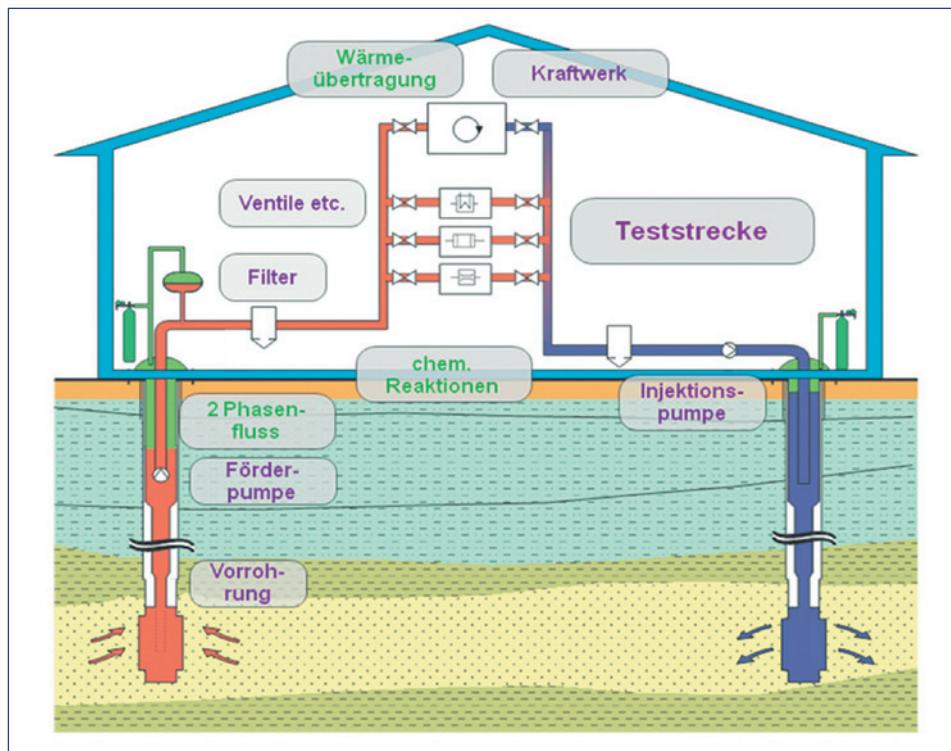


■ Abb. 106: Pfade mit hinterlegten lithologischen Profilen der Bohrungen in Groß Schönebeck sowie eingezzeichneten künstlich generierten Rissen in den Zielhorizonten

Die qualitative Weiterentwicklung von EGS-Strategien zur Exploration und Erschließung tiefer sedimentärer geothermischer Systeme sind bedeutsam, da in Deutschland etwa 95 % des geothermischen Potenzials nur mit dieser Technologie erschließbar sind.

8.3.3 Systemverlässlichkeit für einen nachhaltigen Anlagenbetrieb

Aufbauend auf einer verlässlichen Fündigkeitsprognose und einer effektiven Reservoirgestaltung bestehen für den weiteren Ausbau der Geothermie hohe Anforderungen an die Systemverlässlichkeit geothermischer Anlagen.



■ Abb. 107: Aufbau des Thermalwasserkreislaufs des Geothermielabors in Groß Schönebeck mit betriebsbegleitend beobachteten Komponenten (magenta) und zugeordneten Prozessen (grün)

Für den Betrieb geothermischer Anlagen sind alle notwendigen Systemkomponenten verfügbar, es gibt allerdings erst wenige Projekte, in denen die Gesamttechnologie umgesetzt worden ist. Für einen sicheren Betrieb müssen die in den Komponenten ablaufenden Prozesse vertiefend untersucht werden.

Die Planung effizienter geothermischer Kraftwerke mit optimierter Nettoleistung muss mit einem ganzheitlichen Planungsansatz erfolgen, der die z.T. gegensätzlichen Einflüsse der einzelnen Anlagenteile (d. h. Thermalwasserkreislauf, Kraftwerkskreislauf, Kühlung) auf die erzeugte Bruttolleistung und den Stromeigenbedarf berücksichtigt.

So ist die Kenntnis bzw. Bestimmung der Thermalwassereigenschaften eine grundlegende Voraussetzung für die Auslegung und den Betrieb geothermischer Anlagen. Die Thermalwassereigenschaften sind standortspezifisch von den Reservoireigenschaften abhängig und verändern sich bei der Nutzung in Abhängigkeit der jeweiligen Druck- und Temperaturverhältnisse im Thermalwasserkreislauf (s. Abb. 107).

Aktueller Forschungsbedarf besteht in den Bereichen

■ Materialqualifizierung:

Der Betrieb geothermischer Anlagen kann unter bestimmten hydrochemischen Bedingungen und bei ungeeigneter Materialauswahl durch Korrosion der Anlagenteile sowie Scaling in der Anlage und im Reservoir erheblich beeinträchtigt werden. Beide Erscheinungen sind komplexe Phänomene mit vielfältigen Wirkungsmechanismen, deren Auftreten sich durch

fachgerechte Materialauswahl und Konstruktion, sowie durch online Monitoring bestimmter chemo-physikalischer Parameter einschränken bzw. erheblich hinauszögern lässt.

Die optimale Nutzung des Thermalwasserkreislaufs basiert daher auf der Wahl geeigneter Materialien und Komponenten entsprechend der standortabhängigen, im Anlagenbetrieb auftretenden Thermalwasserzusammensetzung. Wird dies nicht berücksichtigt, kann es durch Materialschäden zu einer Verschlechterung der Anlagenperformance oder zu einem Ausfall der Anlage, falls Komponenten ausgetauscht werden müssen, kommen.

■ Pumpentechnologie:

Die Anforderungen an die Fördertechnik von Geothermieanlagen sind im Vergleich zur Kohlenwasserstoffförderung auf Grund der deutlich größeren Massenströme und höheren Temperaturen bedeutend höher. Temperatur und Fließrate sind dabei die beiden wichtigsten Parameter für die Wirtschaftlichkeit einer geothermischen Bohrung.

Für den effizienten und zuverlässigen Einsatz der Pumpen ist eine sorgfältige Auswahl der Komponenten unter Berücksichtigung der geplanten Einsatzbedingungen unerlässlich. Bei stark von der Planung abweichenden Betriebsbedingungen muss mit einem z. T. deutlich schlechteren Wirkungsgrad und/oder einer Verkürzung der Lebensdauer der Pumpe gerechnet werden.

Die Erfahrungen zeigen, dass im Moment keine Tiefenpumpe wirklich für ihren Einsatz in Geothermiebohrungen geeignet ist. Auch wenn aus der Kohlenwasserstoff-Industrie umfangreiche Erfahrungen vorhanden sind, ist eine spezielle Entwicklung bzw. die Anpassung v. a. von Tauchkreiselpumpen für tiefengeothermische Anlagen zur Erhöhung der Systemverlässlichkeit notwendig.

Die Orientierungsziele für die Neuentwicklung bzw. Anpassung einer Pumpe für geothermische Anlagen kann so formuliert werden: Temperaturbeständigkeit bis 200°C, Volumendurchsatz bis 150 l/s, Mindestnutzungsdauer 5 Jahre, Korrosionsbeständigkeit, flexible Einsatzfähigkeit und Eignung für hohe Bohrlochkopfdrücke. Ferner sollten sie möglichst wartungsfreundlich und kostengünstig sein.

Mit zunehmender Anzahl von Projekten wird sich auch die Pumpentechnologie weiter entwickeln. Die großen technischen Herausforderungen werden allerdings bestehen bleiben, so dass generell bei der Planung geothermischer Anlagen die Wahl der Pumpe von Anfang an stärker in den Planungsprozess mit einbezogen werden muss.

■ Effizienzverbesserung geothermischer Anlagen:

Eine typische Definition der Effizienz einer Energieanlage ist das Verhältnis von bereitgestellter Energie zu eingesetzter Energie. Bei geothermischen Anlagen ist jedoch zusätzlich zu berücksichtigen, dass durch die Erschließung des Untergrunds aufgrund der Temperatur und Fließrate des Thermalwassers eine definierte Menge an Energie zu Verfügung steht. Die Effizienz geothermischer Anlagen kann daher auch als Verhältnis von bereit gestellter zu der zur Verfügung stehenden Energie definiert werden. Eine geothermische Anlage ist dementsprechend dann effizient, wenn sie möglichst viel der zur Verfügung stehenden Energie als Endenergie bereitstellen kann.

Die Effizienz der Energiebereitstellung bzw. Nutzung der geothermischen Quelle ist dabei von den vier folgenden Faktoren abhängig:

- (Netto-)Wirkungsgrad der jeweiligen Bereitstellungsoption
- genutzte Temperaturdifferenz bzw. Auskühlung des Thermalwassers
- Systemverlässlichkeit der jeweiligen Bereitstellungsoption
- Jahresvollaststunden in Abhängigkeit der Nachfrage nach der jeweiligen Endenergie.

Um die Effizienz geothermischer Anlagen zu verbessern, muss das Produkt der vier Faktoren gesteigert werden. Dies kann z. B. durch die Verbesserung eines einzelnen Faktors erreicht werden, allerdings unter der Voraussetzung, dass ein dadurch bedingter nachteiliger Einfluss auf die übrigen Faktoren der Verbesserung nicht entgegensteht.

Bei der Stromerzeugung muss z. B. beachtet werden, dass eine Verbesserung des Wandlungswirkungsgrads unter Umständen die Auskühlung des Thermalwassers verringert oder die Systemverlässlichkeit beeinträchtigt. Eine höhere Systemverlässlichkeit kann dagegen trotz niedrigerem Wirkungsgrad zu einer Verbesserung der Gesamteffizienz des Systems führen. Die Effizienzverbesserung geothermischer Stromerzeugungsanlagen basiert daher auf einer ganzheitlichen Systembetrachtung und -planung.

Bei der Wärmebereitstellung stehen hinsichtlich einer effiziente(re)n Nutzung der Wärmequelle die möglichst weite Auskühlung des Thermalwassers, z. B. durch die Realisierung möglichst niedriger Rücklauftemperaturen im Wärmenetz, und hohe Jahresvollaststunden, z. B. durch das Erschließen einer geeigneten Wärmeabnehmerstruktur, im Vordergrund.

Die effizientere Nutzung der geothermischen Wärmequelle kann generell auch durch die kombinierte Bereitstellung von Strom und/oder Wärme und/oder Kälte erfolgen. In Abhängigkeit vom jeweiligen Standort führt auch die Kombination der geothermischen Wärmequelle mit anderen Energieträgern zur Effizienzverbesserung des Gesamtsystems.

Aktuelle Informationen über Projekte und Ergebnisse der laufenden Geothermieforschung bieten die Webportale des Bundesumweltministeriums, das Forschungsjahrbuch Erneuerbare Energien, das Deutsche Geoforschungszentrum Potsdam, das Leibniz Institut für angewandte Geophysik in Hannover, das Geothermiezentrum der Universität Bochum und die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe.

9 Oberflächennahe Geothermie

Der nachfolgende Teil behandelt die technische Nutzung der oberflächennahen Geothermie, also des Bereichs bis zu einer Tiefe von 400 m unterhalb der Erdoberfläche. Die mittlere Temperatur an der Erdoberfläche beträgt in Deutschland ca. 6–12 °C. Die durchschnittliche Temperatur in 100 m Tiefe beträgt ca. 9 bis 15 °C. Im oberflächennahen Bereich (bis ca. 20 m Tiefe) wird der Wärmehaushalt maßgeblich durch die Sonneneinstrahlung sowie durch Sicker- und Grundwässer beeinflusst. Im Bereich unter ca. 20 m Tiefe überwiegt der Einfluss des geothermischen Gradienten, also der Erdwärme.

Das Temperaturniveau ist in diesem Bereich relativ gering. Aber das Volumen des mit Bohrungen erschließbaren Erdkörpers und das damit verbundene Energiepotenzial, bieten auch für dieses Temperaturniveau vielfältige Anwendungsmöglichkeiten.

In Verbindung mit einer Wärmepumpe zur Erhöhung der Heiztemperatur, lassen sich alle Gebäude effektiv beheizen, die mit einem Niedertemperaturheizsystem (z. B. Fußbodenheizung, Betonkerntemperierung) ausgerüstet sind. Je höher die benötigte Heiztemperatur desto geringer die Effektivität einer Wärmepumpe. Bei Gebäuden, die ausschließlich mit Heizkörpern im Vorlauftemperaturbereich z. B. von 55 °C ausgerüstet sind, ist die Effektivität einer Wärmepumpenheizung geringer. Dies liegt an der deutlich höheren Stromaufnahme, die zur Erreichung der höheren Heiztemperatur benötigt wird.

Die meist genutzte Anwendung ist die als alleiniges Heizsystem im Einfamilien-Wohnhausbereich. Ungefähr 25 % aller Einfamilienhaus-Neubauten in Deutschland wurden laut Statistischem Bundesamt 2009 mit einer Wärmepumpenheizung ausgerüstet. Davon nutzten mehr als 60 % eine oberflächennahe Energiequelle. Tendenz steigend.

Das niedrige Temperaturniveau der oberflächennahen Geothermie eignet sich, neben der Gebäudeheizung über eine Wärmepumpe, auch sehr gut für die Gebäudekühlung. Dazu wird meist keine zusätzliche Kältemaschine benötigt. Diese doppelte Nutzungsmöglichkeit in Verbindung mit der dadurch erzielbaren Betriebskosteneinsparungen machen diese Anlagen auch sehr interessant für alle Neubauten im Büro- und Verwaltungsneubau sowie in öffentlichen Gebäude, Krankenhäusern und Museen. Oberflächennahe Geothermie als Heiz- und Kühl- system für Gebäude mit einer beheizbaren Nutzfläche von mehr als 10.000 m² sind heutzutage keine Seltenheit mehr.

9.1 Allgemeine Systembeschreibung oberflächennaher Geothermiesysteme

Oberflächennahe Geothermiesysteme lassen sich prinzipiell nach dem Energiequellsystem in zwei Systeme unterscheiden. So genannte geschlossene Systeme, bei denen ein geschlossenes Rohrsystem zur Entnahme von Erdenergie genutzt wird, und offene Systeme, bei denen Grundwasser direkt genutzt wird. Geschlossene Systeme werden noch unterteilt in vertikale Systeme, z. B. Erdwärmesonden und Energiekörbe, und horizontale Systeme, wie Horizontalkollektoren.

Zu den geschlossenen Systemen gehören:

- Erdwärmesonden
- Erdwärmekollektoren
- Energiepfähle

Ein geschlossenes System ist vergleichbar mit einem Heizungsrohrsystem. Das Rohrsystem besteht meist aus dem Material Polyethylen (PE oder PE-RC). Das gesamte Rohrleitungssystem funktioniert ähnlich einem Heizkörper. In diesem zirkuliert das durch die Heizungsanlage erwärmte Wasser. Das Wasser hat eine höhere Temperatur als der zu beheizende Raum. Wärmeenergie wird vom Heizkörper an den Raum abgegeben. Das erkaltete Wasser wird zur Heizungsanlage gepumpt und dort wieder erwärmt. Bei einem geschlossenen System der Erdwärmesondierung wird ein abgekühltes Wärmeträgermedium durch ein in die Erde eingebrachtes Rohrsystem gepumpt. Das die Rohrleitungen umgebende Erdreich hat eine höhere Temperatur als das Wärmeträgermedium. Wärme fließt vom Erdreich in das Wärmeträgermedium. Das erwärmte Wärmeträgermedium wird durch eine Umwälzpumpe zur Wärmepumpe transportiert. In der Wärmepumpe zirkuliert ein Kältemittel. Dieses ist deutlich kälter als das erwärmte Wärmeträgermedium. Im Verdampfer der Wärmepumpe wird das Wärmeträgermedium abgekühlt. Das abgekühlte Wärmeträgermedium wird wieder durch das Erdreich gefördert, durch das Erdreich erwärmt und der Kreislauf beginnt von neuem.

Zu den offenen Systemen gehören:

- Brunnenanlagen
- Aquiferspeicher

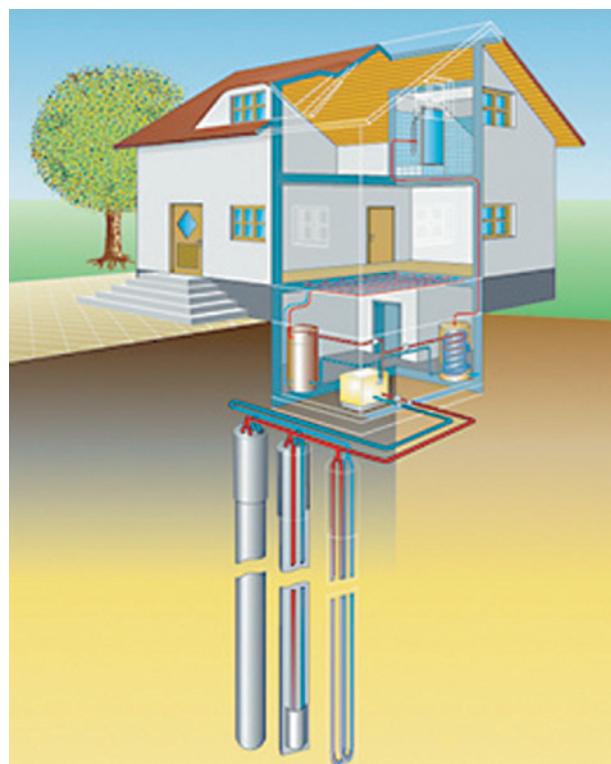
Als Aquifer wird ein Grundwasserhorizont bezeichnet, der zur Leitung von Grundwasser geeignet ist und durch wasserundurchlässige Schichten (z. B. Tone) begrenzt wird. Während bei geschlossenen Erdwärmesystemen ein Wärmeträgermedium umgepumpt wird, wird bei einem offenen System Grundwasser direkt als Energieträger genutzt. Das Grundwasser wird meist aus einem Brunnen (Förderbrunnen) entnommen, an der Wärmepumpe abgekühlt und über einen oder mehrere weitere Brunnen (Schluckbrunnen) wieder bestenfalls in denselben Grundwasserhorizont (Aquifer) eingeleitet.

9.2 Erdwärmesonden

Als Wärmetauscher zur Nutzung des geothermischen Wärmepotenzials im Untergrund werden meist Erdwärmesonden (EWS) verwendet. Hierbei handelt es sich um zwei U-Rohre, auch Doppel-U-Rohre genannt, aus Polyethylen (PE100), die in vertikale Bohrungen eingebracht werden.

Der Kunststoff Polyethylen wird seit mehr als 50 Jahren als Rohrwerkstoff in der Wasserversorgung eingesetzt. Bei fachgerechter Verarbeitung kann für dieses Material laut gültigen ISO, DIN und EN Normen, eine Lebensdauer von 100 Jahren prognostiziert werden. Eine einmal erstellte Erdwärmesonde hat damit eine längere Lebensdauer als beispielsweise alle Arten von konventionellen und elektrischen Wärmeerzeugern.

Die Erdwärmesonden werden in einem geschlossenen Rohrleitungssystem (Erdwärmesondenkreislauf) über Verteiler und Regeleinrichtungen an eine Wärmepumpe (WP) angeschlossen. Im Rohrleitungssystem wird als Wärmeträgermedium reines Wasser oder Wasser mit Beimischungen von Frostschutzmittel (z. B. Monoethylenglycol) mit einer Pumpe umgewälzt. Im Heizfall entnimmt das Wärmeträgermedium beim Durchströmen der Erdwärmesonden dem Untergrund Wärme und stellt sie dem Gebäude direkt – oder meist über eine Wärmepumpe auf einem höheren Temperaturniveau – zur Verfügung. Im Kühlfall wird über dasselbe System die überschüssige Wärme des Gebäudes in den Untergrund eingeleitet. Bei einer so genannten direkten Kühlung, auch freecooling genannt, wird das vorhandene Temperaturgefälle

**Abb. 108:**

Schema einer Erdwärmesonden-Anlage

zwischen den Erdwärmesonden und dem umgebenden Untergrund direkt zur Kühlung verwendet. Eine zusätzliche Kältemaschine ist nicht erforderlich. Mit Erdwärmesonden-Anlagen können Gebäude sowohl beheizt als auch gekühlt und Bauwerke wie Brücken, Verkehrsflächen und Gleisanlagen schnee- oder eisfrei gehalten werden.

Erdwärmesonden-Bohrungen sind zwischen mehreren zehn bis einige hundert Meter tief. Der Durchmesser der Bohrungen variiert zwischen 120 mm und 200 mm. Für die Doppel-U-Rohre werden vorgefertigte PE-Rohre mit 25 mm, 32 mm oder 40 mm Außendurchmesser und einem werkseitig hergestellten Sondenfuß verwendet. Damit eine Erdwärmesonde in eine Bohrung eingebracht werden kann, muss diese mit einem größeren Durchmesser ausgeführt werden. Der nach dem Einbringen der Erdwärmesonde bleibende Hohlraum wird Bohrlochringsraum genannt. Dieser muss mit einer Suspension verfüllt werden. Zum Schutz des Grundwassers muss die Ringraumverfüllung das Bohrloch dauerhaft und über die gesamte Länge lückenlos hydraulischabdichten und für den Betrieb der Anlage die Erdwärmesonden-Rohre thermisch an den Untergrund ankoppeln. Zur Optimierung des Wirkungsgrades der Erdwärmesonden können statt der Verfüllung mit einer Bentonit-Zement-Sand-Suspension auch thermisch verbesserte Verfüllbaustoffe mit einer Wärmeleitfähigkeit von $\lambda \geq 2 \text{ W/m/K}$ eingesetzt werden. Des Weiteren ist je nach hydrochemischen Standortbedingungen des Untergrunds und entsprechend der Auslegung der Anlage auf Sulfat- und Frost-Tau-Wechselbeständigkeit zu achten.

Die obigen Ausführungen beschreiben eine klassische Erdwärmesonden-Anlage. Es gibt hierzu auch vielfache Abweichungen in der Bauausführung, Neuentwicklungen und Variationsmöglichkeiten die ggf. unter den örtlichen Gegebenheiten infrage kommen können.



■ Abb. 109: Bohrgerät für Erdwärmesondierungen



■ Abb. 110:
Erdwärmesonde



■ Abb. 111: Erdwärmesondenverteiler außerhalb des Gebäudes

Entsprechend der VDI-Richtlinie 4640 [33] muss jede Erdwärmesonde einzeln absperrbar sein. Dies erfolgt an den Erdwärmesondenverteilern. Über Regelarmaturen am Verteiler kann der Volumenstrom des Wärmeträgermediums für jede Erdwärmesonde separat eingestellt werden. Dies ist notwendig, weil die einzelnen Erdwärmesonden selten einen ähnlichen Abstand zum Verteiler haben.

Die Leitungsführung zwischen Erdwärmesonden und Verteiler muss in frostfreier Tiefe, meist einen Meter unter Fertiggeländeniveau, in Gräben erfolgen. Bei der Verlegung der Anbindeleitungen ist zu beachten, dass diese aus Kunststoffrohr sind und dementsprechend vorsichtig zu behandeln sind. Rohre aus Polyethylen (PE) sollten ausschließlich fachgerecht in einem Sandbett verlegt werden. Alternativ können auch Rohrleitungen aus PE-RC oder hochvernetztem Polyethylen (PEx) genutzt werden. Diese sind zwar in der Anschaffung teurer, aber auch widerstandsfähiger, und sie müssen nicht zwingend in einem Sandbett verlegt werden.

9.2.1 Heizbetrieb

Im reinen Heizbetrieb wird ausschließlich Wärme aus der Erde entnommen. Bei geschlossenen Erdwärmesystemen ist die geringe Nachströmung von Wärmeenergie aus tieferen Schichten das ausschlaggebende Kriterium bei der Dimensionierung. Eine Ausnahme bilden die horizontalen Erdwärmesysteme.

Der größte Teil des Wärmeentzugs beschränkt sich dabei auf die Wintermonate. Ein solches reines Heizsystem muss so dimensioniert werden, das in der Zeit mit sehr geringem Wärmeentzug – Sommer mit ausschließlicher Warmwasserbereitung – die Wärmeströmung der Erde ausreicht, um die entnommene Wärmemenge wieder aufzufüllen. Die Wärmeenergie der Erde wird also auf natürliche Weise regeneriert.

Eine Unterdimensionierung kann dazu führen, dass die entnommene Wärmemenge nicht wieder ausreichend aufgefüllt wird. Als Folge kann es zu einem schleichenden Absinken der Erdreichtemperatur kommen. Die Konsequenz sind fallende Zulauftemperaturen zur Wärmepumpe und damit ein höherer Strombedarf, um die geforderten Heiztemperaturen zu erreichen.

9.2.2 Heiz- und Kühlbetrieb

Die natürliche Regeneration des Erdreichs lässt sich durch einen Wärmeeintrag in das Erdreich unterstützen. Der Heizbetrieb kann auch als »Kälteeintrag« in das Erdreich und nicht als Wärmeentnahme betrachtet werden. Wie erwähnt, unterliegt das Erdreich in Tiefen zwischen 50 und 100m kaum Temperaturschwankungen. Da auch der natürliche Wärmestrom aus dem Erdinneren gering ist, kann die Erde wie ein großer »Energiespeicher« betrachtet werden.

Die ungestörte Erdreichtemperatur in Deutschland beträgt zwischen 8 und 12 °C. Während einer Heizperiode sinkt die ungestörte Erdreichtemperatur je nach Wärmeentzug um einige Grad ab. Das dann zur Verfügung stehende kalte Erdreich kann im Sommer zur direkten Gebäudekühlung genutzt werden. Jedes Gebäudekühlungssystem, welches in einem Temperaturbereich zwischen 16 °C und 20 °C arbeitet, kann zur Gebäudekühlung genutzt werden. Dazu zählen unter anderem Fußboden- und Deckenheizsysteme sowie eine Betonkernaktivierung. Dabei ist zu beachten, dass diese Systeme über eine Taupunktregelung verfügen müssen. Die Taupunktregelung verhindert ein Unterschreiten des Taupunktes und damit den Anfall von Kondensat am Rohrsystem.

Die Temperaturdifferenz zwischen tatsächlicher Erdreichtemperatur und möglicher Kühltemperatur ist deutlich geringer als die Temperaturdifferenz, die im Heizbetrieb im Erdreich durch den Einsatz einer Wärmepumpe erzielt werden kann. Gleichzeitig ist immer auch eine natürliche Regeneration durch den Wärmestrom gegeben. Das bedeutet, dass die nutzbare Leistung und die Jahresarbeit im Kühlbetrieb geringer sind als im Heizbetrieb. Geologisch und anlagentechnisch bedingt kann durchschnittlich ungefähr 30 % der Heizleistung als Kühlleistung für 600 bis 800 Jahresbetriebsstunden angesetzt werden. Da bei direkter Kühlung ausschließlich das Erdwärmesystem zur Kühlung genutzt wird, beschränken sich die Betriebskosten für die Kühlung auf die Stromaufnahme der Erdwärme-Umwälzpumpe.

Die technische Regenerierung mittels Kühlung unterstützt die natürliche Regenerierung des Erdreichs. Dies wirkt sich gerade bei größeren Erdwärmesondanlagen sehr positiv auf die Anzahl und Tiefe der benötigten Erdwärmesonden aus. Die Nutzung eines Erdwärmesondenfeldes sowohl zur Gebäudeheizung mit Wärmepumpe als auch zur direkten Gebäudekühlung ist eine derzeit wirtschaftlichsten Nutzungsmöglichkeit der oberflächennahen Geothermie.

Neben der direkten Erdwärmennutzung zur Kühlung kann auch eine reversible (umschaltbare) Wärmepumpe eingesetzt werden. Eine reversible Wärmepumpe hat meist ein zusätzliches 4-Wege-Ventil und ein zweites Expansionsventil im Kältemittelkreislauf. Damit kann die Fließrichtung des Kältemittels gedreht werden. Der für die Wärmeübertragung an den Heizkreislauf genutzt Wärmetauscher (Verflüssiger) wird dabei zum Verdampfer und kann aus dem Heizsystem Wärme entnehmen. Über den Wärmetauscher (Verdampfer), mit dem Wärme aus der Erde entnommen werden konnte, wird dann Wärme in den Wärmeträgermedium-Kreislauf und damit in die Erde eingebracht. Da für den Kühlprozess der Kompressor der Wärmepumpe genutzt wird, ist die Effektivität dieses Systems ähnlich der einer Wärmepumpe.

Ein reiner, ausschließlicher Kühlbetrieb über die oberflächennahen Erdschichten mittels eines geschlossenen Systems (z.B. Erdwärmesonden) mit oder ohne reversible Wärmepumpe ist theoretisch möglich. Unter Berücksichtigung des stetigen Wärmestroms der Erde und dem durch das Versickerungswasser hervorgerufenen Wärmeeintrag sind die Dimensionen solcher Systeme meist unwirtschaftlich.

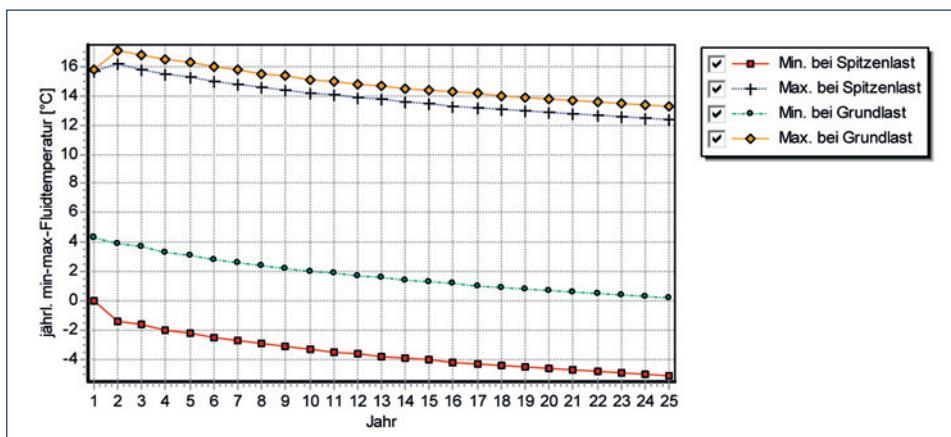
9.2.3 Dimensionierung einer Erdwärmesondenanlage

Maßgebend für die funktionelle Auslegung von EWS-Anlagen ist die Temperatur des Wärmeträgermediums. Als genehmigungsrechtliches Auslegungskriterium sind in manchen (meist städtebaulich dicht besiedelten) Regionen maximal nutzbare Temperaturänderungen des Untergrunds (Boden und Grundwasser) gegenüber der geogenen Ausgangssituation in vorgegebenem Abstand zur EWS-Anlage nicht zu über- bzw. zu unterschreiten.

Entsprechend der VDI-Richtlinie 4640 (Thermische Nutzung des Untergrundes) Blatt 2 soll bei Grundlastbetrieb im Wochenmittel die Temperatur des Wärmeträgermediums zur Erdwärmesonde hin eine Temperaturdifferenz von 11 K zur ungestörten Erdreichtemperatur nicht über- bzw. unterschreiten. Im Spitzenlastbetrieb soll diese Differenz nicht größer als 17 K sein. Das bedeutet, dass bei einer ungestörten Untergrundtemperatur von 10 °C die Temperatur des Wärmeträgers dauerhaft nicht einen Wert von –1 °C unterschreiten darf. Das Blatt 2 der VDI Richtlinie 4640 wird derzeit überarbeitet.

Die Schweizer Norm SIA 384/6 [34] Erdwärmesonden unterscheidet nicht zwischen Grund- und Spitzenlasten. Sie fordert bei Wärmeentzug (Heizfall) für einen Auslegungszeitraum von 50 Jahren, dass eine minimale Temperatur des Wärmeträgermediums beim Eintritt in die EWS von –3 °C nicht unterschritten werden darf.

Bei der Bewertung von Simulationsrechnungen zur Auslegung von EWS-Anlagen ist zu beachten, dass die zwei in Europa am meisten verbreiteten Programme »Earth Energy Designer (EED)« (in Deutschland sehr verbreitet) und das »Programm EWS – Berechnung von Erdwärmesonden« (entwickelt und verbreitet in der Schweiz) unterschiedliche Ausgabediagramme liefern. EED stellt jeweils die minimale und maximale mittlere Temperatur des Wärmeträgermediums im EWS-Kreislauf für Grund- und Spitzenlast über die gesamte Simulationsdauer und



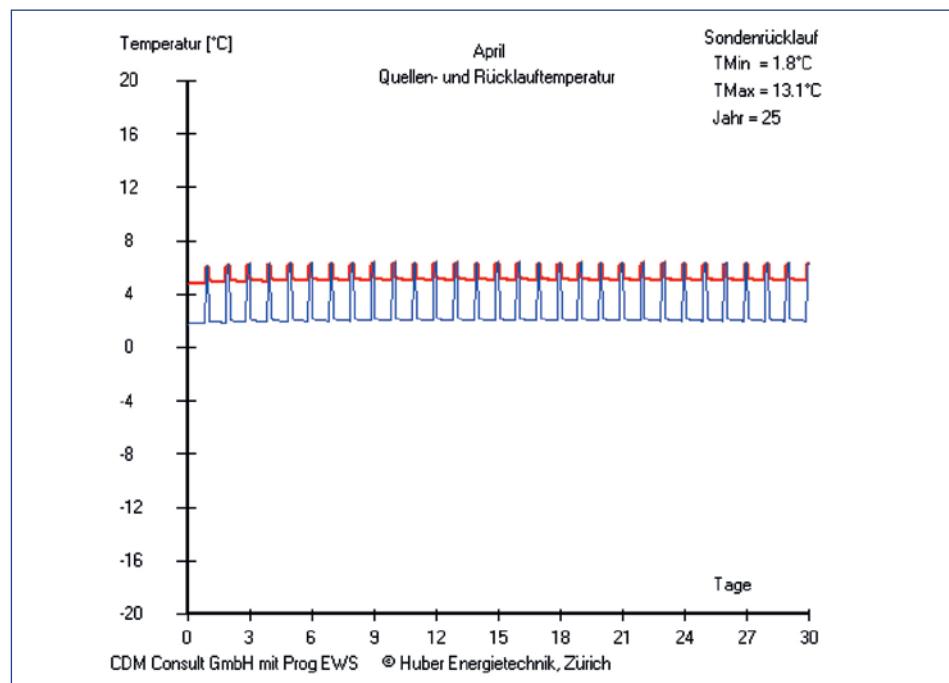
■ Abb. 112: Ergebnisdiagramm einer Dimensionierung mit Earth-Energie-Designer

dessen Jahresverlauf im letzten Jahr der Berechnung dar. Die entsprechende EWS-Vor- und Rücklauftemperatur ergibt sich durch Addition bzw. Subtraktion der halben Temperatursprei-
zung im Verdampfer. Diese beträgt i. d. R. $\Delta T = 3$ K. Das Programm EWS stellt die Vor- und Rücklauftemperaturen des Wärmeträgermediums in Monatsdiagrammen im letzten Jahr der Berechnung dar. Da die Taktzyklen der Wärmepumpe direkt berechnet werden, ist eine Unter-
scheidung zwischen Grund- und Spitzenlast nicht erforderlich. Beide Programme liefern bei vergleichbaren Eingabewerten annähernd identische Ergebnisse. Es gibt jedoch prinzipielle Unterschiede bei den Programmen, so dass es die Entscheidung des Fachingenieurs ist, welches Programm für einen bestimmten Anwendungsfall besser geeignet ist.

Für die Dimensionierung einer EWS-Anlage sind vom Standort mindestens folgende Angaben erforderlich:

- Daten zur örtlichen Geologie
- den benötigten Wärme- und Kälteleistungen
- den Anlagenbetriebsstunden im Jahr
- der Grundstücksgröße
- den behördlichen Auflagen entsprechend Erlaubnis

In den Erlaubnisverfahren der Behörden wird meist auf die VDI Richtlinie 4640 (Thermische Nutzung des Untergrundes) hingewiesen. Die VDI Richtlinie 4640 ist derzeit die einzige von fast allen Behörden akzeptierte Richtlinie. Eine Richtlinie ist keine Norm, gibt aber den Stand der Technik wieder. Da eine bauliche Leistung immer dem Stand der Technik entsprechen muss, kann die Einhaltung der VDI Richtlinie 4640 gefordert werden.



■ Abb. 113: Ergebnisdiagramm einer Dimensionierung mit EWS

Die VDI Richtlinie 4640 (Thermische Nutzung des Untergrundes) fordert bei

- einer größeren Anzahl von Kleinanlagen
- Anlagen mit mehr als 2.400 projektierten Betriebsstunden
- Anlagen mit zusätzlichen Wärmequellen/-senken
- Anlagen mit einer Wärmepumpen-Gesamtleistung größer als 30 kW
- eine korrekte Anlagenauslegung, die durch Berechnungen nachgewiesen werden muss.

Bei kleineren Anlagen, wie sie zum Beispiel im Einfamilienhausbereich üblich sind, werden keine Berechnungen verlangt. Eine Auslegung mittels spezifischer Entzugsleistungen ist üblich. Werte für die spezifische Entzugsleistung können der VDI Richtlinie 4640 (Blatt 2, Tabelle 8) entnommen werden.

Spezifische Entzugsleistung des Untergrundes – Auszug aus VDI Richtlinie 4640		
Jahresbetriebsstunden	1.800 h/a	2.400 h/a
Untergrund	Spezifische Entzugsleistung in W/m Sonde	
Allgemeine Richtwerte		
Schlechter Untergrund (Trockenes Sediment)	25	20
Normaler Festgestein und wassergesättigtes Sediment	60	50
Festgestein mit hoher Wärmeleitfähigkeit	84	70

■ **Abb. 114:** Auszug aus der VDI Richtlinie 4640 Blatt 2 – Teil der Tabelle 8 »Spezifische Entzugsleistung von Erdwärmesonde«

Abb. 114 ist ein Auszug aus der VDI Richtlinie 4640. Die dort genannten Werte sind allgemeine Richtwerte und können durch die Gesteinsausbildung wie Klüftung, Schieferung und Verwitterung erheblich schwanken. Erkennbar wird aber, dass je nach Untergrund und Betriebsstunden die benötigten Erdwärmesondenmeter stark schwanken.

Dimensionierung Erdwärmesonden			
Einfamilienhaus			
Benötigte Heizleistung	6 kW	8 kW	10 kW
Gewünschte Jahresarbeitszahl JAZ des Wärmepumpensystems (= Effektivität)	4	4	4
Stromanteil an Wärmeleistung	1,5 kW	2 kW	2,5 kW
Anteil Erdwärme	4,5 kW	6 kW	7,5 kW
Beispiel 1			
Betriebsstunden	2.400 h/a	2.400 h/a	2.400 h/a
Schlechter Untergrund – Spezifische Entzugsleistung in W/m	20	20	20
Benötigte Erdwärmesondenlänge	225 m	300 m	375 m
Beispiel 2			
Betriebsstunden	1.800 h/a	1.800 h/a	1.800 h/a
Festgestein mit hoher Wärmeleitfähigkeit – Spezifische Entzugsleistung in W/m	84	84	84
Benötigte Erdwärmesondenlänge	54 m	72 m	89 m

■ **Abb. 115:** Beispieldimensionierung von Erdwärmesonden mit Werten aus der VDI Richtlinie 4640

Aus der einfachen Tabellenkalkulation wird sichtbar, dass es keinen einfachen und für alle Gebiete gültigen Dimensionierungsansatz gibt. Je nach Untergrund und Betriebsstunden gibt es gravierende Unterschiede in der benötigten Erdwärmesondenlänge. Jede Anlage muss individuell auf die gebäudetechnischen Anforderungen und die standortbezogene Geologie dimensioniert werden. Um auch die gewünschte effektive Erdwärmesondenanlage zu bekommen, ist es ratsam, im erteilten Auftrag an das ausführende Unternehmen die Randparameter, z.B. Heizleistung, Heiztemperatur, Jahresbetriebsstunden und gewünschte Jahresarbeitszahl, klar zu definieren.

Da ein Bauherr die Geologie und die sich daraus ableitende Effektivität einer Anlage meist nicht beurteilen kann, ist es empfehlenswert, sich vor der Wahl des ausführenden Bohrunternehmers gut über dessen Leistungsfähigkeit und Referenzen zu informieren. Alternativ bieten heute auch alle größeren Wärmepumpenhersteller für ihre Wärmepumpen die Bohrleistungen mit an. Die Beauftragung von Wärmepumpe und Bohrleistungen in einem Paket hat den Vorteil, nur einen Ansprechpartner zu haben.

Bei Anlagen mit Heizleistungen größer als 30 kW ist es meist sehr sinnvoll, die natürliche Regeneration des Erdreichs durch eine Gebäudekühlung, und damit mit dem Einbringen von Wärme in das Erdreich, zu unterstützen. Das Einschalten eines Fachplaners ist durch den zu erbringenden Nachweis der Dimensionierungsberechnung für das Erdwärmesondensystem unumgänglich. Informationen zu Fachplanern können Sie zum Beispiel im Internet auf der Seite des Bundesverbandes Geothermie / Geothermische Vereinigung (www.geothermie.de) finden. Auch die örtlichen Genehmigungsbehörden sind meist über Fachplaner informiert.

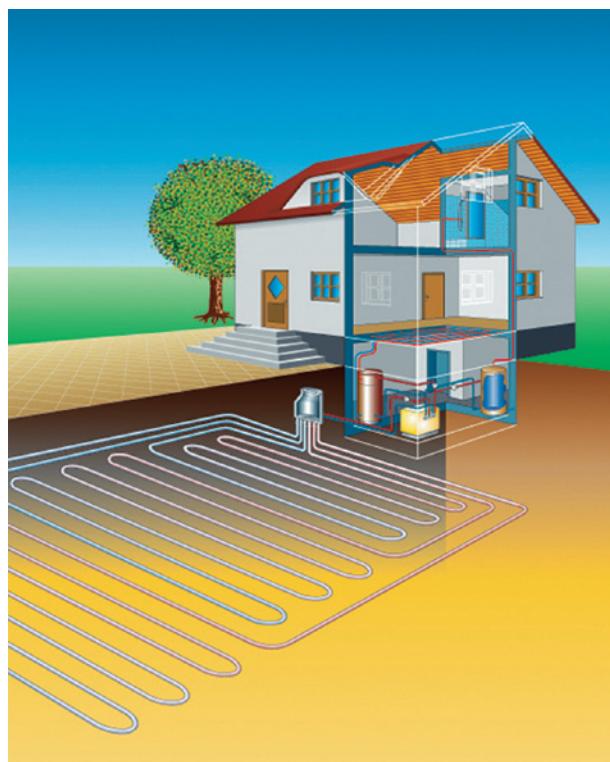
9.3 Erdwärmekollektoren

Horizontal in die Erde verlegte Kunststoffleitungen werden Horizontalkollektor genannt. Während über Erdwärmesonden die Wärme aus tieferen Schichten entnommen wird, wird bei Horizontalkollektoren die Wärme aus Schichten zwischen 1 und 2,50 m unter Geländeoberkante entnommen.

Der Vorteil dieses Systems liegt in seiner Einfachheit. Zum Bau eines Horizontalkollektors wird außer dem Material nur ein Bagger und Montagezeit benötigt. Nach dem Abschieben des Bodens auf ein Niveau in frostfreier Tiefe unterhalb des Fertiggeländes, werden Kunststoffrohre aus PE oder PERC in Schlangen auf dem abgeschobenen Gelände verlegt. Dabei ist darauf zu achten, dass alle Rohrschlangen aus hydraulischen Gründen immer die gleiche Länge haben.

Über Kunststoffrohrhersteller können fertige Horizontalkollektoreinheiten bezogen werden. Diese bestehen aus Verteilern und Kunststoffrohren gleicher Länge. Wie bei der Anbindung von Erdwärmesonden ist auch hier auf den Schutz der Rohrleitungen besonders zu achten. Das Verlegen der Rohrleitungen in einem Sandbett und das Überdecken mit Sand sind die beste Lösung für eine lange Lebensdauer der Rohrleitungen. Nachfolgend kann das abgeschobene Gelände wieder mit vorhandenem Boden und Mutterboden bedeckt und begrünt werden.

Die einzelnen Rohrstränge werden dann an einem außerhalb des Gebäudes zu montierenden Verteiler zusammengeführt. Von dem Verteiler aus ist nur noch die Verlegung von zwei Rohrleitungen zur Wärmepumpe notwendig. Um die Stromaufnahme der benötigten Umlöpfpumpe gering zu halten, sollte vorab mit dem Installateur die Dimensionierung der Rohrleitungen abgesprochen werden.



■ Abb. 116:
Schema eines Horizontalkollektors

Da die Rohrleitungen in geringer Tiefe verlegt sind, sollte in diesem Bereich auf eine Bepflanzung mit tiefwurzelnden Bäumen und Gewächsen verzichtet werden. Die genutzten Flächen sollten nicht überbaut oder versiegelt werden. Auch wenn diese Art der Erdwärmevernutzung keine Bohrung benötigt, kann unter Umständen eine Genehmigung entsprechend dem Wasserrrecht benötigt werden.

Im Tiefenbereich, den ein Horizontalkollektor als Energiequelle nutzt, kann noch nicht von Erdwärme gesprochen werden. Hier ist der Einfluss von Grundwasser, Versickerungswasser und solarer Wärmestrahlung deutlich höher als der Einfluss der Erdwärme. Die geringe Verlegetiefe der horizontalen Systeme lässt diese stark auf diese äußeren Witterungseinflüsse reagieren.



■ Abb. 117: Horizontalkollektor, verlegt auf abgeschoener Fläche

gieren. Der Witterungseinfluss kann deutlich verringert werden, wenn horizontale Systeme in einen Grundwasserstrom hinein verlegt werden. Das umströmende Grundwasser liefert dann, relativ unabhängig von der Witterung, die benötigte Energie.

Wird im realen Betrieb dem Erdboden mehr Wärme entzogen als nachströmt, kann es bei zunehmender Abkühlung zu einem Gefrieren von im Erdreich vorhandenem Wasser kommen. Es bildet sich ein Eispanzer um das Kollektorrohr. Die bei der Eisbildung kurzfristig freiwerdende Energie ist zwar energetisch positiv für den Kollektor zu werten, kann aber auch negative Auswirkungen haben. Das ausgekühlte Erdreich erwärmt sich im Frühjahr langsamer als unberührter Boden und das kann zu einem verspäteten Pflanzenwachstum führen.

■ Dimensionierung eines Horizontalkollektors

Eine Dimensionierung eines Horizontalkollektors kann entsprechend der VDI Richtlinie 4640 über eine spezifische Entzugsleistung in Watt bezogen auf einen Quadratmeter durchgeführt werden. Wie aus Abb. 118 ersichtlich, ist auch hier eine Dimensionierung nur möglich, wenn die Geologie bekannt ist. Dabei wirkt sich wie auch bei den Erdwärmesonden das Vorhandensein von Grundwasser positiv auf die Effektivität aus. Ein Kollektor, der in eine grundwasserführende Schicht verlegt wird, kann deutlich kleiner dimensioniert werden, als ein Kollektor der in trockenen Boden geplant ist.

Moderne Einfamilienhäuser mit ihrem niedrigen Energieverbrauch können mit einer elektrischen Wärmepumpe und Horizontalkollektor sehr effektiv beheizt werden. Die Geologie in den ersten Metern und der Aufbau der Überdeckung machen aber eine genaue Dimensionierung nur selten möglich. Als Faustwert sollte bei neuen Einfamilienhäusern mindestens die beheizte Gebäudefläche als minimale Kollektorfläche genutzt werden.

Untergrund	Spezifische Entzugsleistung in W/m Sonde	
	bei 1.800 h	bei 2.400 h
Trockener, nicht bindiger Boden	10 W/m ²	8 W/m ²
Bindiger Boden, feucht	20 - 30 W/m ²	16 - 24 W/m ²
Wassergesättigter Sand/Kies	40 W/m ²	32 W/m ²

■ **Abb. 118:** Auszug aus der VDI Richtlinie 4640 Blatt 2 – Tabelle 1 »Mögliche spezifische Entzugsleistungen für Erdwärmekollektoren für 1.800 bis 2.400 Betriebsstunden«



■ **Abb. 119:**
Horizontalkollektor in einzelnen
Gräben verlegt

Anteil Erdwärme			
Einfamilienhaus			
Benötigten Heizleistung	6 kW	8 kW	10 kW
Gewünschte Jahresarbeitszahl JAZ des Wärmepumpensystems (= Effektivität)	4	4	4
Stromanteil an Wärmeleistung	1,5 kW	2 kW	2,5 kW
Anteil Erdwärme	4,5 kW	6 kW	7,5 kW
Beispiel 1			
Betriebsstunden	1.800 h/a	1.800 h/a	1.800 h/a
Untergrund – Trockener, nicht bindiger Boden	10 W/m ²	10 W/m ²	10 W/m ²
Benötigte Horizontalkollektorfläche	450 m ²	600 m ²	750 m ²
Beispiel 2			
Betriebsstunden	2.400 h/a	2.400 h/a	2.400 h/a
Untergrund - Wassergesättigter Sand/Kies	32 W/m ²	32 W/m ²	32 W/m ²
Benötigte Erdwärmesondenlänge	140 m ²	188 m ²	235 m ²

■ Abb. 120: Beispieldimensionierung eines Horizontalkollektors mit Werten aus der VDI Richtlinie 4640

9.4 Brunnenanlagen

Das System einer Brunnenanlage besteht aus mindestens einem Förderbrunnen und mindestens einem Schluckbrunnen (auch Reinjektions- oder Infiltrationsbrunnen genannt). Die Brunnen sind mit Filterrohren aus PVC oder Edelstahl ausgebaut. Durch diese Filter gelangt Grundwasser in das Rohr und kann abgepumpt werden.

Aus dem Förderbrunnen wird Grundwasser entnommen und über ein Rohrsystem zur Wärmepumpe transportiert. Dort wird dem Grundwasser über einen Wärmetauscher Wärme entnommen und der Wärmepumpe zur Verfügung gestellt. Das abgekühlte Grundwasser wird

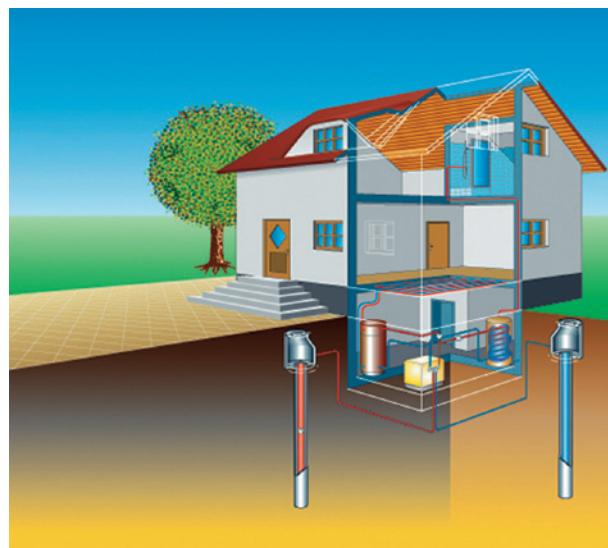


Abb. 121:
Schema einer Brunnenanlage

danach über ein Rohrsystem in den Schluckbrunnen geleitet. Da das Reinjizieren schwieriger als die Entnahme ist, müssen häufig mehr Schluckbrunnen als Förderbrunnen gebaut werden. Das genutzte Grundwasser muss möglichst in dasselbe Grundwasserstockwerk eingeleitet werden, aus dem es entnommen worden ist. Zum Transport des Grundwassers wird in den meisten Fällen eine Unterwasserpumpe aus Edelstahl eingesetzt. Bei einem sehr hohen Grundwasserstand kommen aber auch Kolbenpumpen zum Einsatz.

Entscheidend ob an einem Standort eine Brunnenanlage gebaut werden kann, ist neben dem Vorhandensein einer ausreichenden Menge auch die Qualität des Grundwassers. Ein hoher Anteil von Eisen und Mangan kann zu Ablagerungen, so genannte Ausflockungen führen. Diese können die Schlitze im Brunnenfilter verschliessen und damit eine Wasserentnahme oder Reinjektion behindern, oder sogar unmöglich machen. Der Wartungsaufwand ist im Vergleich zu Erdwärmesonden deutlich höher. Brunnenregenerationen an nicht mehr optimal funktionierenden Brunnen sind aufwendig und nicht immer erfolgreich. Es besteht das Risiko, dass die Lebensdauer einer Brunnenanlage nicht den Wünschen des Bauherrn entspricht.

Bei der Festlegung der Brunnenstandorte ist zu beachten, dass es zu keinem thermischen Kurzschluss kommt. Ein thermischer Kurzschluss ist gegeben wenn das durch die Wärmepumpe abgekühlte Grundwasser nach dem Reinjizieren in den Schluckbrunnen wieder in Richtung des Förderbrunnen fließt und dort wieder entnommen wird. Dieser nicht gewünschte Kreislauf führt zu einer stetigen Verringerung der Grundwassertemperatur und kann bis zum Ausfall des Systems führen. Um den thermischen Kurzschluss zu vermeiden, muss der Förderbrunnen im Grundwasserzustrom platziert werden. Der oder die Schluckbrunnen müssen im Grundwasserabstrom gesetzt werden. Der Mindestabstand zwischen den Brunnen richtet sich nach der genutzten Wassermenge und der Geologie am Standort und kann von 10m bis zu mehr als 100m betragen. Eine standortspezifische Beratung durch einen versierten und erfahrenen Geologen oder Brunnenbauer ist zwingend zu empfehlen.

■ Dimensionierung einer Brunnenanlage

Die Dimensionierung einer Brunnenanlage erfolgt über eine zu definierende Wassermenge, die eine Brunnenanlage zur Verfügung stellen muss. Der Hersteller der gewählten Wärmepumpe gibt in seinen Herstellerdaten die für einen Betrieb der Wärmepumpe minimal und maximal zulässige Wassermenge an. Die benötigte Wassermenge ist abhängig von der Leistung der Wärmepumpe und von der zulässigen Temperaturspreizung am Verdampfer der Wärmepumpe. Als Faustformel kann eine Wassermenge von $0,25 \text{ m}^3 \text{ pro kW Verdampferleistung}$ angenommen werden. Bei einer benötigten Verdampferleistung von 10 kW wird entsprechend eine Brunnenanlage mit einer effektiven Förderleistung von $2,5 \text{ m}^3 \text{ pro Stunde}$ benötigt. Zur Kontrolle, ob diese Wassermenge erreicht werden kann, ist vorab die Durchführung eines Pump- und Wiedereinleitversuchs sinnvoll.

Nach positivem Pumpversuch und Abklärung des Wasserchemismus können die benötigten Förder- und Schluckbrunnen dimensioniert werden. Dabei sollten alle relevanten Unterlagen vorab vom Bohr- und Brunnenbauunternehmer zusammengestellt und der zuständigen Genehmigungsbehörde zugesandt werden. Erst nach der Freigabe der Planung kann mit den Bohrarbeiten begonnen werden. Aber Achtung, die Genehmigungsbehörden prüfen nur, ob die eingereichten Unterlagen den Anforderungen des Wasserrechts entsprechen, aber nicht, ob die Anlage tatsächlich wie geplant funktionieren wird. Auch hier die Empfehlung sich vorab Referenzen des Bohrunternehmers geben lassen und eventuell diese zu besichtigen.

9.5 Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

Die Wirtschaftlichkeit einer Erdwärmesondenanlage hängt von der Effektivität des Erdwärmesondensystems und dem Stromlieferpreis des Energieversorgungsunternehmen (EVU) ab. Die meisten EVUs liefern Wärmepumpenstrom als Sondertarif zu deutlich günstigeren Konditionen als normalen Hausstrom. Dies liegt unter anderem am nächtlichen Strombezug einer Wärmepumpe. Auf dem Strommarkt steht während der Nacht mehr als ausreichend Strom zur Verfügung und kann dementsprechend günstig angeboten werden. Beachtet werden muss aber, das, für Sondertarifkunden ein Wechsel des Stromanbieters nur bedingt möglich ist.

Einfache Wirtschaftlichkeitsbetrachtung						
Energieform	Heizleistung in kW	Betriebsstunden pro Jahr	Jahresarbeit in kWh	Wirkungsgrad	Gaspreis in EUR/kWh	Summe
Gas	8	2.400	19.200	100%	0,065	1.248,00 €
Betriebskosten = Jahresarbeit / Wirkungsgrad · Preis/kWh						
Erdwärme	8	2.400	19.200	JAZ 4	0,14	672,00 €
Betriebskosten = Jahresarbeit / Wirkungsgrad · Preis/kWh						
Betriebskosteneinsparung durch Erdwärmemutzung						576,00 €

■ **Abb. 122:** Einfache Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einer Erdwärmeanlage

Diese einfache Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zeigt die zu erzielenden Betriebskosteneinsparungen durch die Nutzung von Erdwärme. Eine Jahresarbeitszahl von 4 bedeutet, dass ein Viertel der Energie durch Sondertarifstrom gedeckt wird. Drei Viertel der Energie wird kostenfrei durch die Erde geliefert. Es kommt hinzu, dass eine Erdwärmeanlage keinen Schornstein benötigt und daher keine Schornsteinfegergebühren anfallen. Betriebskosteneinsparungen von 50 % und mehr gegenüber einer konventionellen Versorgung sind möglich.

Im vorherigen Beispiel werden ca. 4.800 kWh Strom für die Erdwärmehitzung benötigt. Diese Strommenge produziert eine durchschnittliche Photovoltaikanlage mit einer Nennleistung von 5 kW_p im Jahr. Eine ausgeglichene Ökobilanz ist durch den Einsatz von Erdwärme und Photovoltaik möglich.

Bauherren, die sich für oberflächennahe Geothermie interessieren, können weitere Informationen bei ihren Landesbehörden in Nordrhein-Westfalen, Bayern, Rheinland-Pfalz, Sachsen, Baden-Württemberg und Berlin erhalten.

10 Zitierte und sonstige verwendete Literatur, Abbildungsverzeichnis

10.1 Zitierte Literatur

- [1] Lund, J. W.; Freeston, D. H.; Boy, T. L.: Direct utilization of geothermal energy 2010. Worldwide review. In: Geothermics. Vol. 40 (2011), no. 3, p. 159–180
- [2] nach: Bertani, R.: Geothermal power generation in the world 2005–2010. Update report. In: Geothermics. Vol. 41 (2012), no.1, p. 1–29
- [3] Paschen, H.; Oertel, D.; Grünwald, R.: Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland. Sachstandsbericht. Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB), Berlin (Hrsg.). Febr. 2003. 128 S. TAB-Arbeitsbericht. Nr. 84
<http://www.tab-beim-bundestag.de/de/publikationen/berichte/index.html>
- [4] Jung, R.; Sperber, A.: Erschließung der Vulkanite des Norddeutschen Beckens mit Multiriss-Systemen. In: Bundesverband Geothermie, Berlin (Hrsg.) Geothermiekongress 2009. Bochum, 17./19. Nov. 2009. Kongressvortrag. 12 S. <http://www.geothermie.de>
- [5] Schellschmidt, R.; Stober, I.: Untergrundtemperaturen in Baden-Württemberg. Regierungspräsidium Freiburg – Abteilung 9, Landesamt für Geologie, Rohstoffe und Bergbau (LGRB), Freiburg i.Br. (Hrsg.). 2008. 28 S. LGRB-Fachbericht 02/08, Freiburg
- [6] Gibert, J. P.; Jaudin, F.: Using Geothermal Water in France: The District Heating System of Chaudes-Aigues from the Middle Ages. In: Cataldi, R. (Hrsg.); Hodgson, S. F. (Hrsg.); Lund, J. W. (Hrsg.): Stories from a Heated Earth. Our Geothermal Heritage. Davis (California): Geothermal Resources Council, 1999
- [7] Grifoni Cremonesi, R.: Human Rapport with Hypogeaal Waters and Geothermal Manifestations in Italian Prehistory. In: Cataldi, R. (Hrsg.); Hodgson, S. F. (Hrsg.); Lund, J. W. (Hrsg.): Stories from a Heated Earth. Our Geothermal Heritage. Davis (California): Geothermal Resources Council, 1999
- [8] Schulz, R.; Jobmann, M.: Hydrogeothermische Energiebilanz und Grundwasserhaushalt des Malmkarsts im süddeutschen Molassebecken. Teilgebiet: Hydrogeothermie (Abschlussbericht). Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung (NLFB), Hannover (Hrsg.). 1989. Bd. I, Text, S. 35
- [9] Meyer, R. K. F.; Schmidt-Kaler, H. (1996): Jura. In: Bayerisches Geologisches Landesamt, München (Hrsg.): Erläuterungen zur Geologischen Karte von Bayern 1:500 000: 90-111. 4. Aufl., 1996
- [10] Haenel, R.; Staroste, E (Eds.): Atlas of Geothermal Ressources in the European Community, Austria and Switzerland. European Commission, Office of Official Publications of the European Communities, Luxemburg (Hrsg.).1988. Publ. No. EUR 17811
- [11] Sauer, K., Münch, F. (Hrsg.) [u.a.]: Geothermische Synthese des Oberrheingrabens (Bestandsaufnahme).Geologisches Landesamt Baden-Württemberg, Freiburg (Hrsg.), 1979
- [12] Jung, R.; Röhling, S.; Ochmann, N. [u. a.]: Abschätzung des technischen Potenzials der geothermischen Stromerzeugung und der geothermischen Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in Deutschland. Gutachten im Auftrag des Büros für Technikfolgen-Abschätzung. Institut für Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben, Hannover (Hrsg.); Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover (Hrsg.); Universität Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) (Hrsg.). 2002
- [13] Röckel, T.; Lempp, C.: Der Spannungszustand im Norddeutschen Becken. In: Erdöl Erdgas Kohle. Jg. 119 (2003), Nr. 2, S. 73–80 und Anhang
- [14] Frick, S.; Schröder, G.; Rychtyk, M. [u.a.]: Umwelteffekte einer geothermischen Stromerzeugung – Analyse und Bewertung der klein- und großräumigen Umwelteffekte einer geothermischen Stromerzeugung. Forschungsprojekt im Auftrag des Umweltbundesamtes. Endbericht. 2007. FKZ 20542110
- [15] Köhler, S.: Geothermisch angetriebene Dampfkraftprozesse – Analyse und Vergleich binärer Kraftwerke. Dissertation, Technische Universität Berlin, 2005. 184 S.
- [16] Kaltschmitt, M. (Hrsg.); Streicher, W. (Hrsg.); Wiese, A. (Hrsg.): Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. Berlin [u.a]: Springer Verl., 2006. 4., aktual., korrig. und erg. Aufl., 702 S. ISBN 978-3-540-28204-4
- [17] Landtag Nordrhein-Westfalen, Düsseldorf (Hrsg.): »Ewigkeitskosten« höher als erwartet. Wirtschaftsausschuss diskutiert Ergebnisse des KPMG-Gutachtens. In: Landtag Intern. Jg. 38 (2007), Nr. 2, S. 15

- [18] Gutenberg, B.; Richter, C. F.: Frequency of earthquakes in California. In: Bulletin of the Seismological Society of America. Vol. 34 (1944), no. 4, p. 185–188
- [19] Hanks, T. C.; Kanamori, H.: A moment magnitude scale. In: Journal of Geophysical Research. Vol. 84 (1979), no. B5, p. 2348–2350
- [20] Grünthal, G. (Hrsg.): European macroseismic scale 1998. EMS 98. European Seismological Commission (Hrsg.); Centre Européen de Géodynamique et de Séismologie (ECGS), Luxembourg (Hrsg.). 1998. 99 S. ISBN 2-87977-008-4. Cahiers du Centre Européen de Géodynamique et de Séismologie. No. 15
- [21] Shearer, P. M.: Introduction to Seismology. Cambridge [u.a.]: Cambridge Univ. Press, 2011. 396 S. 2. ed., repr. with corrections. ISBN 978-0-521-88210-1
- [22] Lay, T.; Wallace T.C.: Modern Global Seismology. San Diego [u.a.]: Acad. Press, 1995. 521 S. ISBN 0-12-732870-X. International geophysics series. Vol. 58
- [23] Jung, F.: Der Culmannsche und der Mohrsche Kreis. In: Österreichisches Ingenieur-Archiv. Jg. 1 (1946/47), Nr. 4–5, S. 408–410, ISSN 0369-7819
- [24] Cuenot, N.; Dorbath, C.; Dorbath, L.: Analysis of the Microseismicity Induced by Fluid Injections at the EGS Site of Soultz-sous-Forêts (Alsace, France): Implications for the Characterization of the Geothermal Reservoir Properties. In: Pure and Applied Geophysics. Vol. 165 (2008), no. 5, p. 797–828
- [25] Majer, E. L.; Baria, R.; Stark, M. [u.a.]: Induced Seismicity associated with Enhanced Geothermal Systems. In: Geothermics. Vol. 36 (2007), no. 3, p. 185–222
- [26] Majer, E.; Baria, R.; Stark, M.: Protocol for induced seismicity associated with enhanced geothermal systems. International Energy Agency (IEA). Geothermal Implementing Agreement (GIA), New Zealand (Hrsg.). 2008. 8 S. Web: <http://www.iea-gia.org/publications.asp>
- [27] Deutsches Institut für Normung (DIN) e. V., Berlin (Hrsg.): Erschütterungen im Bauwesen – Teil 3: Einwirkungen auf bauliche Anlage. DIN 4150-3. Berlin: Beuth Verl., Feb. 1999
- [28] Zbigniew, S.: Anwendung der bergbaulichen Intensitätsskala GSI 2004 zur Beurteilung der Auswirkung der bergbaubedingten Erderschütterungen auf Gebäude im Bergbaurevier ZG Rudna. In: Niemeyer, I. (Hrsg.); Sroka, A. (Hrsg.): 9. Geokinematischer Tag des Institutes für Markscheidewesen und Geodäsie in Freiberg. Essen: VGE-Verl., 2008
- [29] Leyendecker, G.: Erdbebenkatalog für die Bundesrepublik Deutschland mit Randgebieten ab dem Jahre 800. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover (Hrsg.). 2009. Webressource: <http://www.bgr.de/quakecat>
- [30] Leyendecker, G.; Aichele, H.: The Seismogeographical Regionalisation for Germany: The Prime Example of Third-Level Regionalisation. In: Geologisches Jahrbuch, Reihe E, Band 55, Stuttgart: Schweizerbart, 1998. S. 85–98
- [31] Bonjer K.P.: Seismicity pattern and style of seismic faulting at the eastern borderfault of the southern Rhine Graben. In: Tectonophysics. Vol. 275 (1997) no. 1–3, p. 41–69
- [32] Pribnow, D.; Schellschmidt, R.: Thermal Tracking of Upper Crustal Fluid Flow in the Rhine Graben. In: Geophysical Research Letters, Vol. 27 (2000), no. 13, p. 1957–1960
- [33] Verein Deutscher Ingenieure (VDI), Düsseldorf (Hrsg.): Thermische Nutzung des Untergrundes. VDI-Richtlinie 4640. Berlin: Beuth Verlag
Teil 1: Grundlagen, Genehmigungen, Umweltaspekte. Juni 2010
Teil 2: Erdkoppelte Wärmepumpenanlagen. September 2001
- [34] Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein, Zürich (Hrsg.): Bauwesen: Erdwärmesonden. Schweizer Norm SN 546386/6. Januar 2010. SIA 384/6:2010

10.2 Sonstige verwendete Literatur

Aki, K.; Richards, P.G.: Quantitative Seismology. Theory and methods. San Francisco: Freeman, 1980, 2 Bd., 932 S. ISBN 0-7167-1058-7 (Bd. 1), 0-7167-1059-5 (Bd. 2)

Baumgärtner, J.; Menzel, H.; Hauffe, P.: The geox GmbH Project in Landau – The First Geothermal Power Project in Palatinate / Upper Rhine Valley. In: BESTEC GmbH, Landau (Hrsg.): First european geothermal review: geothermal energy for electric power production: abstracts & papers. Tagungsband. Mainz, 2007

Brückner-Röhling, S.; Espig, M.; Fischer, M. [u. a.]: Projekt Gorleben. Standsicherheitsnachweise Nachbetriebsphase: Seismische Gefährdung. Teil 1: Strukturgeologie. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover (Hrsg.). 2002. 138 Bl. + Anlagenband 1, 2002.

- Haenel, R. (ed): *Atlas of Geothermal Resources in the European Community, Austria and Switzerland*. European Commission; Brussels (Belgium). Office for Official Publications of the European Communities (Hrsg.). Hannover: Schaefer, 1988. 74 S., 110 Karten. ISBN 3-88746-221-1
- Helm, J. A.: The natural seismic hazard and induced seismicity of the European HDR geothermal energy project at Soultz-sous-Forets. These de doctorat. L'Universite Louis-Pasteur, Strasbourg (Hrsg.). 1996
- Huenges, E. (Hrsg.): *Geothermal Energy Systems – Exploration, Development and Utilization*. Weinheim: Wiley-VCH, 2010, ISBN 978-3-527-40831-3. S. 173–243
- Huenges, E.; Moeck, I.: Directional drilling and stimulation of a deep sedimentary geothermal reservoir. In: *Scientific Drilling*. (2007), no. 5, p. 47-49
- Kabus, F.: Hydrogeothermie in größeren Fernwärmennetzen – konkurrenzfähig? In: *VDI-Fachtagung »Geothermische Technologien«*. Potsdam, 2008. VDI-Berichte. Nr. 2026.
- Kabus, F.: Kostenbetrachtung – Wärmebereitstellung aus hydrothermaler Geothermie für große Abnehmer. In: *Erdöl Erdgas Kohle*. Jg.123 (2007), Nr. 2, S. 82–85
- Moeck, I.; Kwiatek, G.; Zimmermann, G.: Slip tendency, fault reactivation potential and induced seismicity in a deep geothermal reservoir. In: *Journal of Structural Geology*. Vol. 31 (2009), no. 10, p. 1174–118
- Muños, G.; Bauer, K.; Moeck, I. [u.a.]: Exploring the Groß Schönebeck (Germany) geothermal site using a statistical joint interpretation of magnetotelluric and seismic tomography models. In: *Geothermics*. Vol. 39 (2010), no. 1, p. 35–45
- Saadat, A.; Frick, S.; Kranz, S.: Niedertemperaturstromerzeugung – Systembetrachtung unter Berücksichtigung des Eigenbedarfs. In: *Verein Deutscher Ingenieure (VDI)*, Düsseldorf (Hrsg.): *Geothermische Technologien. Vom Reservoir zur Kilowattstunde. Tagung*. Potsdam, 27.–28. Febr. 2008. Düsseldorf: VDI Verl., 2008. VDI-Berichte. 2026. S. 155–167. ISBN 978-3-18-092026-9
- Stein, S.; Wysession, M.: *An Introduction to Seismology, Earthquakes, and Earth Structure*. Oxford [u.a.]: Blackwell Publ., 2003. 498 S. ISBN 0-86542-078-5
- Zentrales Geologisches Institut, Berlin (Ost) (Hrsg.): *Geologische Karte der Deutschen Demokratischen Republik*. 1990
- Teil: Röllig, G. (Hrsg.): *Geologische Karte ohne känozoische Sedimente*. 1:500.000. 1990
- Teil: Söllig, A. (Hrsg.): *Tektonische Karte* 1:500.000. 1990
- Zimmermann, G.; Reinicke, A.: Hydraulic stimulation of a deep sandstone reservoir to develop an Enhanced Geothermal System: Laboratory and field experiments. In: *Geothermics*. Vol. 39 (2010), no. 1, p. 70–77
- Zimmermann, G.; Moeck, I.; Blöcher, G.: Cyclic waterfrac stimulation to develop an enhanced geothermal system (EGS): Conceptual design and experimental results. In: *Geothermics*. Vol. 39 (2010), no. 1, p. 59–69
- Zitzmann, A.: *Tektonische Karte der Bundesrepublik Deutschland*. 1:1.000.000. Bundesanstalt für Geowissenschaft und Rohstoffe (BGR), Hannover (Hrsg.). 1981

10.3 Abbildungsverzeichnis

Alle hier nicht aufgeführten Abbildungen stammen von den Autoren. Die Zahlen verweisen auf die in Kap. 10.1 verwendeten Literaturangaben.

- | | |
|------------------------|--|
| Abb. 1 | Geothermal Education Office, Tiburon (USA) |
| Abb. 2 | Tom Hettkamp |
| Abb. 3 | STEAG New Energies GmbH, Saarbrücken |
| Abb. 4, 11, 12, 46, 47 | MEDIAfrac, Oliver Joswig |
| Abb. 5 | Terrasond GmbH, Bad Bibra |
| Abb. 6, 7, 8 | Geothermischer Weltverband |
| Abb. 9 | Enel Green Power |
| Abb. 10 | SIEMENS, München |

- Abb. 13 H. Anger's Söhne Bohr- und Brunnenbaugesellschaft mbH, Hessisch Lichtenau
- Abb. 14, 40, 50, 99 Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ, Potsdam
- Abb. 15, 16 Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (LIAG), Hannover
- Abb. 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 41, 43 siehe [3] & [12]
- Abb. 27 juwi R & D Research & Development GmbH & Co. KG, Wörstadt
- Abb. 30, 33 Geotec Consult, Markt Schwaben
- Abb. 34, 44 GTN – Geothermie Neubrandenburg GmbH
- Abb. 35 Socomine, Soultz-sous-Forêts
- Abb. 38 Office de Tourisme Chaudes Aigues [Public domain], via Wikimedia Commons
- Abb. 39 Therme Erding
- Abb. 42 Bayerisches Landesamt für Umwelt, Augsburg
- Abb. 45 Agentur für Erneuerbare Energien, Berlin
- Abb. 48 Ormat Industries Ltd., Yavne (Israel)
- Abb. 49, 51 Geothermie Unterhaching
- Abb. 68, 70 (linke Karte) Dr. Simone Röhling, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover
- Abb. 70 (rechte Karte), 82 Dr. Christian Röhr, Friedberg
- Abb. 71 Rüdiger Schellschmidt, LIAG-Hannover
- Abb. 77, 78, 79, 81, 84 HDR-Projekt Soultz
- Abb. 80 Pfalzwerke AG, Ludwigshafen
- Abb. 83 BESTEC, Landau
- Abb. 86–96 s. [14]
- Abb. 97, 101 Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover
- Abb. 100 s. [29]
- Abb. 108, 116, 121 Bundesverband Wärmepumpe e.V., Berlin
- Abb. 114, 118, 120 VDI-Richtlinie 4640
- Abb. 117 HakaGerodur AG, CH-Gossau

11 Laufende und abgeschlossene Forschungsvorhaben aus der Energieforschung der Bundesregierung

Im Folgenden wird eine Auswahl von Forschungsvorhaben zum Thema **Geothermie** vorgestellt, die vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) gefördert werden.

Einen umfassenden Überblick über die Projekte der Energieforschung bieten die Datenbanken »Forschungsjahrbuch Erneuerbare Energien« www.forschungsjahrbuch.de und »Förderkatalog« www.foerderkatalog.de.

Die Sortierung der Projekte erfolgt nach dem Förderkennzeichen (FKZ).

11.1 Laufende und kürzlich abgeschlossene Forschungsvorhaben

Verbundprojekt: Geothermische Charakterisierung von karstig-klüftigen Aquiferen im Großraum München.

Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (LIAG) (Koordinator); Bayerisches Landesamt für Umwelt, Augsburg

FKZ **0325013A**, Laufzeit 01.05.2008 – 31.12.2011

Verbundprojekt: Langzeitkorrosionsuntersuchungen und -monitoring in salinarem Thermalwasser. Teilprojekt: R4-Fluidchemie und Fluid-Gesteins-Wechselwirkungen.

Helmholtz-Zentrum Potsdam. Deutsches GeoForschungsZentrum (GFZ)

FKZ **0325069A**, Laufzeit 01.08.2008 – 29.02.2012

Konzept, Entwicklung, Fertigung und Test eines innovativen und kostengünstigen Geothermie-Verrohrungssystems.

Baker Hughes INTEQ GmbH, Celle

FKZ **0325073**, Laufzeit 01.01.2009 – 31.03.2013

Nachhaltige Produktion und Injektion von Thermalwasser der tiefen sedimentären geothermischen Lagerstätten in Groß Schönebeck.

Helmholtz-Zentrum Potsdam. Deutsches GeoForschungsZentrum (GFZ). Internationales Geothermie-Zentrum (IGCR)

FKZ **0325088**, Laufzeit 01.10.2008 – 31.12.2012

Geothermische Horizonte – Untersuchung von weiteren Zielhorizonten für die geothermische Nutzung an der Bohrung GeneSys GT1, Hannover, und Methodenentwicklung für die Charakterisierung geothermischer Reservoirs.

Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (LIAG), Hannover

FKZ **0325097**, Laufzeit 01.12.2008 – 30.09.2012

Konzept, Entwicklung, Fertigung und Test optimierter Förderpumpen für die Geothermie in Deutschland.

Baker Hughes INTEQ GmbH, Celle

FKZ **0325105**, Laufzeit 01.01.2009 – 31.12.2012

Verbundprojekt LOGRO: Langzeitbetrieb und Optimierung eines Geothermie-Kraftwerks in einem geklüftet-porösen Reservoir im Oberrheingraben.

Karlsruher Institut für Technologie (KIT). Fakultät für Bauingenieur-, Geo- und Umweltwissenschaften. Institut für Angewandte Geowissenschaften. Abt. Hydrogeologie

FKZ **0325111A**, Laufzeit 01.01.2009 – 31.12.2012

Tracerbasiertes Monitoring.

Georg-August-Universität Göttingen. Fakultät für Geowissenschaften und Geographie. Geowissenschaftliches Zentrum. Abt. Angewandte Geologie

FKZ **0325111B**, Laufzeit 01.01.2009 – 31.12.2012

Entwicklung eines Prognosetools zur Unterstützung standartbezogener Aussagen zur Fündigkeits hydrogeothermischer Projekte in Baden-Württemberg.

Regierungspräsidium Freiburg. Abteilung 5. Referat 54.2

FKZ **0325136**, Laufzeit 01.06.2009 – 31.03.2013

Gewinnung geothermischer Energie durch Entwicklung und Zirkulation eines Störungssystems im Kristallin und deren mikroseismische Überwachung am Beispiel des Geothermieprojektes Inshiem.

BESTEC GmbH, Landau

FKZ **0325158**, Laufzeit 01.09.2009 – 31.10.2011

Entwicklung eines Werkzeuges zur Auslegung von HDR-Rissystemen.

Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen. E.ON Energy Research Center. Institute for Applied Geophysics and Geothermal Energy

FKZ **0325167**, Laufzeit 01.09.2010 – 31.08.2013

EGS Pilotkraftwerk Soultz-sous-Forêts: Untersuchung der Auswirkung von EGS-Systemen, Weiterentwicklung von faseroptischen T/P-Messsystemen, Optimierung von EGS-Anlagen.

GTC Kappelmeyer GmbH, Karlsruhe

FKZ **0325174**, Laufzeit 01.02.2010 – 31.12.2012

Verbundprojekt MAGS: Konzepte zur Begrenzung der mikroseismischen Aktivität bei der energetischen Nutzung geothermischer Systeme im tiefen Untergrund.

EP 1: Quantifizierung und Charakterisierung des induzierten seismischen Volumens im Bereich Landau/Südpfalz.

Karlsruher Institut für Technologie (KIT). Fakultät für Physik. Geophysikalisches Institut

FKZ **0325191B**, Laufzeit 01.05.2010 – 30.04.2013

EP 2: Untersuchung von Mikro-Beben in der bayerischen Molasse im Umfeld von geothermalen Reservoiren.

Ludwig-Maximilians-Universität München. Fakultät für Geowissenschaften. Department für Geo- und Umweltwissenschaften. Sektion Geophysik

FKZ **0325191C**, Laufzeit 01.05.2010 – 30.04.2013

EP 3: Echtzeitauswertung induzierter Erdbeben.

EP 4: Seismische Gefährdung.

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover

FKZ **0325191A**, Laufzeit: 01.05.2010 – 30.04.2013

EP5: Modellierung der Auftrittswahrscheinlichkeiten fluidinduzierter Erdbeben mit einer gegebenen Magnit.

Freie Universität Berlin. Fachbereich Geowissenschaften. Institut für Geologische Wissenschaften

FKZ **0325191D**, Laufzeit 01.05.2010 – 30.04.2013

EP6: THMC gekoppelte Untersuchungen zu Mechanismen u. freigesetzten Deformationsenergien der seismischen Ereignisse in der Reservoirstimulations- und Betriebsphase.

Technische Universität Clausthal. Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, Goslar

FKZ **0325191E**, Laufzeit 01.05.2010 – 30.04.2013

EP7: Prognose der möglichen induzierten/getriggerten Seismizität im Kristallin in Auswertung der flutungsbedingten seismischen Ereignisse im Bergbaurevier Aue/Schlema.

Technische Universität Bergakademie Freiberg. Fakultät für Geowissenschaften, Geotechnik und Bergbau. Institut für Geotechnik

FKZ **0325191F**, Laufzeit 01.01.2011 – 30.04.2013

Quantifizierung mikrobiologischer Stoffwechselprozesse zur Verbesserung des Prozessverständnisses in Bezug auf Scaling und Korrosion in geothermischen Anlagen.

Helmholtz-Zentrum Potsdam. Deutsches GeoForschungsZentrum (GFZ). Zentrum für CO₂-Speicherung

FKZ **0325201**, Laufzeit 01.09.2012 – 31.08.2013

Qualifizierung geothermischer Technologie – Integration von Untertage- und Übertagesystemen.

Helmholtz-Zentrum Potsdam. Deutsches GeoForschungsZentrum (GFZ)

FKZ **0325217**, Laufzeit 01.09.2010 – 31.08.2013

Geo-Sys: Systemanalyse der geothermalen Energieerzeugung.

Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH, Köln. Fachbereich Endlagersicherheitsforschung

FKZ **0325235**, Laufzeit 01.11.2011 – 31.12.2013

Verbundprojekt SPWD – BUSData: Seismic Prediction While Drilling – Bring Up Seismic Data, Teilprojekt 1: Konzept Erreger- und Erfassungssystem, Auswertetechnik, Koordination des Verbunds.

Helmholtz-Zentrum Potsdam. Deutsches GeoForschungsZentrum (GFZ). Gruppe Wissenschaftliches Bohren

FKZ **0325246A**, Laufzeit 01.01.2011 – 31.12.2012

Teilprojekt 2: Grundlagen der Bohrtechnik, Anpassung des Systems an die Bohrerdordnisse.

Technische Universität Bergakademie Freiberg. Fakultät für Geowissenschaften, Geotechnik und Bergbau. Institut für Bohrtechnik und Fluidbergbau

FKZ **0325246B**, Laufzeit 01.01.2011 – 31.12.2012

Teilprojekt 3: Entwicklung, Bau und Test des Kommunikationssystems, Kanalmessungen.

Fraunhofer-Institut für Nachrichtentechnik, Berlin. Heinrich-Hertz-Institut (HHI)

FKZ **0325246C**, Laufzeit 01.10.2010 – 30.09.2012

Untersuchung der Machbarkeit des Zweischichtverfahrens zum Aufbau einer netzgebundenen Wärmeversorgung in bestehenden dezentralen Infrastrukturen im Norddeutschen Becken.

DISA energy GmbH, Rangsdorf

FKZ **0325247**, Laufzeit 01.09.2011 – 30.06.2013

Geothermie-Atlas zur Darstellung möglicher Nutzungskonkurrenzen zwischen CCS und Tiefer Geothermie.

Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (LIAG), Hannover

FKZ **0325257A**, Laufzeit 01.10.2010 – 31.12.2012

Verbundprojekt OSGa: Forschungsvorhaben zur optimierten Stromerzeugung aus hoch salinaren Thermalwässern mit hohen Gasgehalten.

Technische Universität Hamburg-Harburg. Dekanat Maschinenbau. Institut für Energietechnik

FKZ **0325258A**, Laufzeit 01.10.2010 – 30.09.2013

EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Karlsruhe. Bereich Forschung und Innovation

FKZ **0325258B**, Laufzeit 01.11.2010 – 31.10.2013

Verbundprojekt: Ökonomische und ökologische Effizienz tiefengeothermischer Anlagen in Süddeutschland – Untersuchungen zu Betriebserfahrung und Optimierungsansätze.

Teilvorhaben Untertägiger Anlagenbereich.

Erdwerk GmbH hydrogeologie geothermie, München

FKZ **0325262A**, Laufzeit 01.03.2011 – 28.02.2014

Teilvorhaben Oberwässiger Bereich.

Fachhochschule München. Fakultät 05 Versorgungstechnik, Verfahrenstechnik, Druck- und Medientechnik

FKZ **0325262B**, Laufzeit 01.03.2011 – 28.02.2014

Entwicklung einer modular aufgebauten Kalina oder ORC-Anlage zur geothermischen Stromerzeugung.

Exorka GmbH, Grünwald

FKZ **0325263**, Laufzeit 01.01.2011 – 31.12.2013

Minimierung von Risiken bei Planung und langfristigem Betrieb tiefengeothermischer Anlagen im bayrischen Molassebecken.

SWM Services GmbH, München

FKZ **0325280A**, Laufzeit 01.02.2011 – 31.01.2014

Verbundprojekt: Wissenschaftliche und technische Grundlagen für ein strukturgeologisches und hydrogeologisches Modell zur Nutzung des geothermischen Potenzials im Großraum München

Erdwerk GmbH hydrogeologie geothermie, München

FKZ **0327671B**, Laufzeit 01.01.2008 – 29.02.2012

Verbundprojekt: (Seismic) Prediction While Drilling (S) PWD-Entwicklung einer Messeinrichtung zur vorausschauenden Erkundung beim Bohren

Helmholtz-Zentrum Potsdam. Deutsches GeoForschungsZentrum (GFZ). Gruppe Wissenschaftliches Bohren

FKZ **0327683A**, Laufzeit 01.06.2007 – 31.03.2012

11.2 Forschungsberichte

Bei den nachfolgend aufgeführten Forschungsberichten handelt es sich um eine Auswahl zum Thema **Geothermie**.

Forschungsberichte aus dem naturwissenschaftlich-technischen Bereich werden zentral von der Technischen Informationsbibliothek (TIB) in Hannover gesammelt und können dort ausgeliehen werden.

In der Regel stehen die Forschungsberichte als Pdf-Dokumente zum Download zur Verfügung. Sie können im OPAC der UB/TIB Hannover recherchiert werden: www.tib.uni-hannover.de

Monitoring und Kapazitätserweiterung einer geothermischen Kraft-Wärme-Kopplungsanlage im Malmkarst des bayerischen Molassebeckens am Beispiel Unterhaching. Schlussbericht.

Geothermie Neubrandenburg, Neubrandenburg

2010. 180 S., FKZ **0325041**

Erschließung klüftig-poröser Speicher im Norddeutschen Becken – Experimente zur Stimulation von Sandsteinen in der Geothermiebohrung Groß Schönebeck. Abschlussbericht.

Helmholtz-Zentrum Potsdam. GeoForschungsZentrum (GFZ)

2003. 37 S., FKZ **0327063C**

Gesteinsphysik im Europäischen Hot-Dry-Rock-Projekt Soultz-Sous-Forêts : Schlussbericht.

Ruhr-Universität Bochum. Fakultät für Geowissenschaften. Institut für Geologie, Mineralogie u. Geophysik 2005. 50 S., FKZ **0327109A**

Hot-Dry-Rock-Projekt Soultz. Hydrogeothermische Modellierung des HDR-Wärmetauschers. Abschlussbericht.

Institut für Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben (GGA), Hannover

2006. 32 S., FKZ **0327109B**

HOT-DRY-ROCK SOULTZ. Verbundprojekt: ZIP – Hot-Dry-Rock-Projekt Soultz, Teilvorhaben: Begleitforschung Soultz Phase I. Untersuchung der Auswirkung von HDR-Systemen. Weiterentwicklung von T/P-Messsystemen. Übertrag der Ergebnisse des HDR-Standortes SOULTZ auf weitere Standorte. Schlussbericht.

GTC Kappelmeyer GmbH, Karlsruhe

2004. 134 S., FKZ **0327110C**

Verbundprojekt: GeneSys. Vorstudie – Erprobung der Wasserfrac-Technik und des Einsonden-Zweischichtverfahrens für die Direktwärmennutzung aus gering permeablen Sedimentgesteinen. Abschlussbericht.

Institut für Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben (GGA), Hannover 2006. 21 S., FKZ **0327112, 0327116**

Geowissenschaftliche Begleitung der Errichtung des Geothermischen Kraftwerkes Unterhaching. Abschlussbericht.

Institut für Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben (GGA), Hannover 2004. 17 S., FKZ **0327503**

Wissenschaftliche Begleitung der Aktivitäten im Bereich »Geothermische Stromerzeugung«: Endbericht.

Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, Leipzig

2008. 48 S., FKZ **0327504A**

Multihorizontansatz zur Erschließung ökonomisch relevanter Fließraten am Beispiel des Geothermieprojektes Landau. Schlussbericht.

Geo x GmbH, Landau

2008. 52 S., FKZ **0327522**

Technologieentwicklung für die Kondensatorrückkühlung binärer Kreisprozesse bei der geothermischen Stromerzeugung am Beispiel des Geothermieprojektes Landau/Pfalz. Schlussbericht.

Geo x GmbH, Landau

2007. Getr. Zählung, [158] S., FKZ **0327523**

Aufbau eines geothermischen Informationssystems für Deutschland. Endbericht.

Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (IAG), Hannover

2009. 114 S., FKZ **0327542**

Massive Förder- und Injektionstests zur Parameterbestimmung geothermischer Bohrungen im Molassebecken. Begleitforschung Unterhaching. GTN-Dokumentation. Abschlussbericht.

Geothermie Unterhaching GmbH & Co. KG, Unterhaching

2008. 86 S., FKZ **0327573**

Traversversuche zur Charakterisierung von sedimentären Geothermalreservoirs (Smart Tracers).

Abschlussbericht.

Geowissenschaftliches Zentrum, Göttingen

2011. 40 S., FKZ **0327579**

Bohrlochstabilität als Schlüsselfaktor bei der Nutzung von tiefen geothermischen Ressourcen. Untersuchung des geomechanischen Verhaltens pelitischer Gesteine im Bezug auf stabilitätskritische Spannungs- und Porendruckzustände in der bohrlochnahen Formation. Abschlussbericht.

Universität Halle-Wittenberg. Institut für Geowissenschaften

2010. 47 S., FKZ **0327594**

Reduzierung der geologisch bedingten bohrtechnischen Risiken. Bohrlochstabilität in tertiären Tonsteinfolgen im Oberrheingraben als Hindernis für die Erschließung geothermischer Reservoirs. Abschlussbericht.

Karlsruher Institut für Technologie (KIT). Institut für Bodenmechanik und Felsmechanik

2010. 124 S., FKZ **0327599**

Entwicklung einer Förderpumpe für den Einsatz im Bereich der geothermischen Energiegewinnung. Abschlussbericht.

Flowserve Hamburg GmbH, Hamburg

2011. 11 S., FKZ **0327600**

Anpassung der Bohrtechnologie an die Erfordernisse der Geothermie. Schlussbericht.

Herrenknecht Vertical GmbH, Schwanau

2011. 63 S., FKZ **0327602**

Machbarkeitsstudie für ein HOT-DRY-ROCK-Wärme- und Stromnutzungskonzept Bad Urach. Schlussbericht.

Stadtwerke Bad Urach

2009. 134 S., FKZ **0327615A**

Thermische Untersuchungen – Machbarkeitsstudie HDR Wärme- und Stromnutzungskonzept Bad Urach. Endbericht.

Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (IAG), Hannover

2009. 47 S., FKZ **0327615A**

Evaluierung von Methoden und Instrumenten geothermischer Technologie zur Bereitstellung von Strom, Wärme und/oder Kälte. Abschlussbericht.

Helmholtz-Zentrum Potsdam. Deutsches GeoForschungsZentrum (GFZ). Internationales Geothermiezentrum (IGCR)

2010. 42 S., FKZ **0327682**

Langfristige Betriebssicherheit geothermischer Anlagen – Aspekte der langfristigen Betriebssicherheit und der zukünftigen Technologie geothermischer Anlagen in Deutschland. Abschlussbericht.

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover

2009. 133 S., FKZ **0329937A**

Hot-Dry-Rock-Projekt Soultz. Zweite Phase der Erstellung einer wissenschaftlichen Pilotanlage. Endbericht.

Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (LIAG), Hannover
2009. 35 S., FKZ **0329950B**

Entwicklung einer europäischen wissenschaftlichen HDR/EGS Pilotanlage am Standort Soultz. Beitrag MeSy. Schlussbericht.

MeSy GmbH, Bochum
2009. 45 S., FKZ **0329950C**

Erhöhung der Erfolgswahrscheinlichkeit von geothermischen Bohrungen in den Malmkarst (Süddeutsches Molassebecken) durch Anwendung neuer seismischer Interpretationsstrategien. Abschlussbericht.

Institut für Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben, Hannover
2007. 39 S., FKZ **0329959**

GeneSys Horstberg II – Methoden und Konzepte zur Erderwärmung aus gering permeablen Sedimentgesteinen. Verbundprojekt GeneSys . Abschlussbericht.

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover
2010. 137 S. + Anhang, FKZ **0329996**

12 Weiterführende Literatur

Dieses Literaturverzeichnis weist auf Publikationen hin, die im Buchhandel oder bei den angegebenen Bezugsadressen erhältlich sind. Das Verzeichnis ist alphabetisch nach Autoren oder Herausgebern sortiert.

12.1 Literatur

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie, München (Hrsg.)

Bayerischer Geothermieatlas.

Jan. 2010. 96 S., kostenlos als Broschüre oder Download

Vertrieb: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie, München, info@stmwivt.bayern.de, www.stmwivt.bayern.de/

Der Textteil des Bayerischen Geothermieatlas informiert über die Verfahren zur hydrothermalen Energiegewinnung, er beleuchtet wirtschaftliche Aspekte und Risiken bei der Nutzung der Tiefengeothermie und gibt nicht zuletzt auch nützliche Hinweise zu den Genehmigungsverfahren. Die Druckversion enthält eine CD-ROM mit geologischen Daten und Temperaturkarten.

Benz, S.:

Rechtliche Rahmenbedingungen für die Nutzung der oberflächennahen Geothermie.

Berlin: Berliner Wissenschaftsverl., 2010. 63 S., 2., unveränd. Aufl., ISBN 978-3-8305-1689-7 (Print); ISBN 978-3-8305-2527-1 (E-Book), 25,00 Euro (Print), 22,50 Euro (E-Book)

Vertrieb: <http://www.bww-verlag.de/>

Ziel dieser Arbeit ist es, die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Nutzung oberflächennaher Geothermie zu analysieren und Reformansätze aufzuzeigen. Im ersten Teil der Arbeit werden Grundlagen und Technik der Nutzung von Erdwärme dargestellt. Dabei werden Begrifflichkeiten, Einsatzbereiche sowie die Frage der Einordnung der Geothermie als erneuerbare Energiequelle erläutert. Daran schließt sich die Analyse der rechtlichen Vorgaben für die Errichtung und den Betrieb von oberflächennahen Geothermieanlagen an. Schwerpunktmaßig werden dabei die Vorschriften des Wasser- und Bergrechts betrachtet. Anknüpfend an die, bei der Analyse festgestellten Schwierigkeiten beim verwaltungsrechtlichen Umgang mit oberflächennaher Geothermie werden Lösungsmöglichkeiten für einen einfacheren und sachgerechteren berg- und wasserrechtlichen Umgang mit unterirdischen Geothermieanlagen aufgezeigt und diskutiert. Die Arbeit wendet sich in erster Linie an Juristen in Wissenschaft und Praxis sowie an Planer von Geothermieanlagen.

Bockelmann, F.; Fisch, M.N.; Kipry, H.:

Erdwärme für Bürogebäude nutzen.

Stuttgart: Fraunhofer IRB Verl., 2011. 160 S., ISBN 978-3-8167-8325-1 (Print), ISBN 978-3-8167-8364-0 (E-Book), 29,80 Euro (Print); 23,80 Euro (E-Book)

BINE-Fachbuch

Das Kühlen gewinnt besonders in Büro- und Verwaltungsgebäuden immer größere Bedeutung. Oberflächennahe Geothermie für Kühlen und auch Beheizen derartiger Gebäude zu nutzen, bietet sich wegen der konstanten Temperaturverhältnisse im Boden an. Das BINE-Fachbuch stellt Gebäude mit Erdwärmesonden, Energiepflählen bzw. Bodenabsorbern zur saisonalen Speicherung von Wärme und Kälte in den Mittelpunkt. Thema sind Konzeptlösungen und Planungsgrundlagen bis hin zum Energie- und Betriebsmonitoring. Schwerpunkte: Technologieüberblick; Planung, Normen und Genehmigung; Realisierte Projekte.

Buja, H.-O.:

Handbuch der Tief-, Flach-, Geothermie- und Horizontalbohrtechnik. Bohrtechnik in Grundlagen und Anwendung.

Wiesbaden: Vieweg + Teubner, 2011, XXVIII, 1190 S., ISBN 978-3-8348-1278-0, 99,95 Euro (E-Book)
Der Titel ist vergriffen und nur noch als E-Book erhältlich.

Das Buch gibt einen fundierten Überblick der wichtigsten Bohrungsverfahren, die branchen- und einsatzbezogen geordnet sind. Es ist als Unterstützung in der täglichen Praxis ausführender Unternehmen, Ingenieurbüros und Auftraggeber sowie im Studium der Fachrichtungen Geo-, Energie- und Fördertechnik gedacht. Inhalt: Grundlagen – Bohrtechnik im Wandel der Zeiten – Grundzüge der Geologie – Mechanische Gesteinszerstörung beim Bohren – Aufgaben der Bohrtechnik – Tiefbohrtechnik – Bohrplatzeinrichtung und Gerätetechnik – Drehbohrverfahren – Gestänge und Bohrfahrzeuge – Spülung und Zementation – Bohrlochkontrolle – Bohrungen auf Erdöl und Erdgas in Deutschland – Besonderheiten der Offshore-Bohrtechnik – Flachbohrtechnik – Bohrungen in der Bautechnik – Bohrungen im Bergbau – Baugrunderkundungsbohren – Geothermiebohrungen – Horizontalbohrungen (HDD-Verfahren) – Anhang.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin (Hrsg.):

Geothermische Stromerzeugung. Kraftwerkstechnologien und Technologien zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme.

2011, 52 S., kostenlos

Vertrieb: BMU, Referat Öffentlichkeitsarbeit, Berlin, service@bmu.bund.de; www.bmu.de

Die Broschüre gibt einen Überblick über die verschiedenen, möglichen Kraftwerksvarianten. Sie erläutert sowohl die theoretischen Grundlagen als auch die Besonderheiten der Anlagentechnik für die kombinierten Erzeugung von Strom und Wärme bei der Nutzung tiefer geothermischer Wärme. Dabei werden verschiedene Kraftwerkskomponenten wie z.B. das Kühlsystem beschrieben, und es wird auch auf die Einflüsse geänderter Randbedingungen eingegangen. Auf wichtige Schnittstellen und Wechselwirkungen wird hingewiesen, um das Funktionsprinzip der Technologien zu erläutern. Die Handreichung wurde im Institut für Energietechnik der TU Hamburg-Harburg erstellt und durch das Bundesumweltministerium gefördert.

Enerchange Agentur für erneuerbare Energien, Freiburg (Hrsg.):

Entwicklung von Geothermieprojekten.

2010. 115 S., 69,00 Euro zzgl. MwSt. und Versandkosten

Leitfaden. Nr. 1

Vertrieb: ENERCHANGE GbR, agentur@enerchange.de, www.enerchange.de/

Die Publikation umfasst 21 Expertenbeiträge, die einen fundierten Überblick über wesentliche Aspekte der Entwicklung von Geothermieprojekten geben. Sie gliedert sich in folgende Abschnitte:

Grundlagen: PR und Dialoge mit Stakeholdern als Erfolgsfaktor für Geothermieprojekte; Methodik von Geothermieprojekten, Aspekte zur Risikoabsicherung und Finanzierungsmöglichkeiten.

Phase I: Planung & Vorerkundung; Projektmanagement, Businessplan, rechtliche Rahmenbedingungen und Möglichkeiten der Vorerkundung

Phase II: Untertägige Erschließung; Bohrplanung, Bohrausführung und Reservoircharakterisierung.

Phase III: Obertägige Installation, Anlagenauslegung, Tauchkreiselpumpen, Stromerzeugung aus Niederenthalpie-Geothermie, Aufbau des Wärmenetzes.

Enerchange Agentur für erneuerbare Energien, Freiburg (Hrsg.):

Reservoirerschließung bei tiefengeothermischen Projekten.

2011. 115 S., 69,00 Euro zzgl. MwSt. und Versandkosten

Leitfaden. Nr. 2

Vertrieb: ENERCHANGE GbR, Freiburg, agentur@enerchange.de, www.enerchange.de/

Die Publikation umfasst 16 Expertenbeiträge, die einen fundierten Einblick in die Reservoirerschließung bei tiefengeothermischen Projekten geben.

Inhalt: Bohrvorbereitung: Kostenoptimiertes Bohren, Technisch-wirtschaftliche Betrachtungen, Bohrvertrag; Anforderungen an Bohrplatz und Bohrgerät, Bohrungsgeomechanik, Bohrplanung- vertikal oder abgelenkt; Verrohrung, Materialauswahl und Schädigungsmechanismen.

Bohrausführung: Werkzeuge, Messtechnik, Bohrmeißel; Spülungssysteme und Feststoffkontrolle, Mudlogging; Bohrlochmessungen und Zementationslösungen.

Rahmenbedingungen: Sicherheit und Umweltschutz unter Bergrecht, Tiefbohrungen und Lärmschutz.

Fraunhofer-Informationszentrum Raum und Bau (IRB), Stuttgart (Hrsg.):

Erdwärmennutzung.

Stuttgart : Fraunhofer IRB Verl., o. J., kostenlos

IRB Literaturdokumentationen

Vertrieb: www.irb.fraunhofer.de/produkte/lidos/

Die IRB-Literaturdokumentationen (Fachbibliografien) sind thematisch suchbar und bieten einen schnellen und umfassenden Überblick über die Fachliteratur zu vielen Themen aus allen Bereichen des Planens und Bauens. Sie erhalten Hinweise – meist mit kurzer Inhaltsangabe – auf Literatur aus Zeitschriften, Fachbüchern, Forschungsberichten, etc., immer aktuell. Von den darin enthaltenen einzelnen Veröffentlichungshinweisen gelangen Sie direkt zur Volltextbestellung.

GtV – Bundesverband Geothermie e.V. (Hrsg.), Berlin (Hrsg.):

Der Geothermiekongress DGK 2011.

Bochum, 15.–17. Nov. 2011. CD-ROM. 15,00 Euro. ISBN 978-3-932572-66-7

Vertrieb: Bundesverband Geothermie e.V. (GTV), www.geothermie.de

Huenges, E. (Hrsg.):

Geothermal energy systems. Exploration, development and utilization.

Weinheim: Wiley-VCH, 2010, XXII, 463 S., 1. Aufl., ISBN 978-3-527-40831-3, 99,00 Euro

Mit *Geothermal Energy Systems* hat der Herausgeber Ernst Huenges ein umfassendes Buch über die Nutzung geothermischer Energie veröffentlicht, dessen Themenpektrum von der Geologie bis hin zur Wärme-/Kältenutzung reicht. Das englischsprachige Buch stellt die wesentlichen geothermischen Energiesysteme vor und legt dabei einen Schwerpunkt auf Enhanced Geothermal Systems (EGS). Geschrieben überwiegend von Wissenschaftlern (insbesondere vom Geoforschungszentrum Potsdam), arbeitet das Buch die verschiedenen Aspekte der Geothermie heraus: von der Reservoirdefinition über die Explorationsmethoden und Reservoirerschließung bis hin zu den Enhanced Geothermal Systems.

Internationales Geothermiezentrums (GZB), Bochum (Hrsg.):

Branchenführer Geothermie 2012.

Vertrieb: GZB, Bochum

Geothermie@geothermie-zentrum.de, www.geothermie-zentrum.de/

Der *Branchenführer* erscheint jährlich und verzeichnet bundesweit Unternehmen mit Leistungen rund um die Geothermie. Hier stellen sich Unternehmen mit ihren Serviceangeboten unter anderem in den Bereichen Bohrunternehmen, Exploration, Installationsbetriebe Heizung/Klima, Kraftwerkstechnik, Wärme-pumpenhersteller und Wissenschaft vor. Eine Bestellung der Printversion des *Branchenführers* kann über E-Mail geschehen. Es gibt auf der Homepage auch ein online-Verzeichnis.

Königsdorff, R.:

Oberflächennahe Geothermie für Gebäude: Grundlagen und Anwendungen einer zukunftsähnigen Heizung und Kühlung.

Stuttgart: Fraunhofer IRB Verl., 2011, 332 S., ISBN 978-3-8167-8271-1, 43,00 Euro

Dieses Buch beschreibt, wie die Erdwärme in Wohngebäuden, Nichtwohngebäuden und in der Industrie genutzt werden kann. Grundlegendes zur geothermischen Energienutzung, zu Wärme- und Kältemaschinen, Gebäude- und Systemtechnik sowie das Zusammenspiel der verschiedenen Komponenten, werden ausführlich behandelt und liefern fundierte Einblicke in die Systemzusammenhänge. Projektbeispiele und Betriebserfahrungen verdeutlichen das Erläuterte und dessen Umsetzung in die Praxis. Der Autor befasst sich mit Rechen-, Simulations- und Auslegungsverfahren und dem erforderlichen Schutz des Grundwassers und des Untergrundes. Darüber hinaus kann die Wirtschaftlichkeit von geothermischen Systemen bewertet werden. Des Weiteren werden Informationen zu Genehmigungen und zur praktischen Planung von Geothermieanlagen geliefert. Dieses Buch ist für alle, die sich mit der Planung, Ausführung und dem Betrieb solcher Anlagen befassen.

Loose, P.:

Erdwärmennutzung. Versorgungstechnische Planung und Berechnung.

Heidelberg: Müller, 2009. 115 S., 3., überarb. Aufl., ISBN 978-3-7880-7831-7, 29,90 Euro

Die Planung und Berechnung von Anlagen zur Nutzung oberflächennaher Geothermie erfolgt heute weitgehend intuitiv. In diesem Buch werden die Planungsgrundlagen für derartige Anlagen zusammengestellt, teilweise erstmals erarbeitet und im Zusammenhang des Planungsprozesses dargestellt. Dabei steht sowohl der geologische Aspekt der Erdwärmennutzung als auch der Aspekt der Planung versorgungstechnischer Anlagen bei den hier erforderlichen geringen Temperaturdifferenzen im Vordergrund. Berechnungsbeispiele machen die abstrakten Zusammenhänge für Planungszwecke nachvollziehbar.

Schüle, G. (Red.):

Geothermie am Oberrhein. Leitfaden und Marktführer für eine zukunftsfähige Energieform.

Förderverein Energie- und Solaragentur Regio Freiburg (fesa) e.V., Freiburg (Hrsg.)

Juni 2005. 72 S., 12,50 Euro (Schutzgebühr)

Vertrieb: fesa e.V., Solar Info Center, Freiburg, mail@fesa.de, www.fesa.de

Der fesa e.V. erarbeitete in Kooperation mit der Energieagentur Regio Freiburg GmbH einen Leitfaden zu den Potenzialen und Nutzungsmöglichkeiten der Geothermie in der Oberrheinregion. Eine DVD mit einem ca. 5-minütigen Animationsfilm zur Geothermie im Oberrheingraben ist zum Preis von 9,50 Euro zusätzlich erhältlich.

Stober, I.; Fritzer, T.; Obst, K. (Bearb.) u.a.:

Tiefe Geothermie: Nutzungsmöglichkeiten in Deutschland.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin (Hrsg.)

Sept. 2011. 84 S., kostenlos

Vertrieb: BMU, Referat Öffentlichkeitsarbeit, Berlin, service@bmu.bund.de; www.bmu.de

Neben der Nutzung von Wasserkraft, Biomasse, Solar- und Windenergie kommt auch der Nutzung der Erdwärme eine zunehmende Bedeutung zu. Der Geothermie-Markt wächst schnell, so dass derzeit ein Nebeneinander von professioneller Planung auf der einen und Informationsbedarf auf der anderen Seite besteht. Mit dieser Broschüre werden fachliche Hinweise und Handlungsempfehlungen für Investitionsentscheidungen zugunsten tiefengeothermischer Anwendungen gegeben. Die Broschüre stellt dafür verständlich physikalische und systemtechnische Grundlagen und Zusammenhänge dar. Damit wird ein nachhaltiger Beitrag zum Qualitätsmanagement bei Projekten der Tiefen Geothermie geleistet.

Thoben, M.; Walker-Hertkorn, S.:

Arbeitshilfen Geothermie. Grundlagen für oberflächennahe Erdwärmesondenbohrungen.

Bonn: wvgw Wirtschafts- und Verl. Gas und Wasser mbH, 2007. 1. Aufl., ISBN 978-3-89554-167-4, 65,24 Euro

Das Fachbuch liefert den Praktikern in Planungsbüros, ausführenden Unternehmen und zuständigen Behörden konkrete Handlungsempfehlungen. Es werden alle Fakten vorgestellt, die für eine fachgerechte Ausführung der oberflächennahen Erdwärmesysteme wichtig sind.

Thomsen, C. (Bearb.):

Leitfaden zur geothermischen Nutzung des oberflächennahen Untergrundes.

Erdwärmekollektoren – Erdwärmesonden. Empfehlungen für Planer, Ingenieure und Bauherren.

Landesamt für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein (LLUR), Flintbek (Hrsg.)

Sept. 2011. 56 S., kostenlos

Vertrieb: Landesamt für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein (LLUR), Flintbek

VDI Wissensforum GmbH, Düsseldorf (Hrsg.):

4. VDI-Fachtagung Geothermische Technologien. Joachimsthal, 14.–15. März 2012.

Düsseldorf: VDI-Verl., 2012. VDI-Berichte. 2167. 184 S. 1. Aufl.,

ISBN 978-3-18-092167-9, 61,00 EURO

12.2 Zeitschriften

bbr Fachmagazin für Brunnen- und Leitungsbau.

Erscheinungsweise: elfmal jährlich

ISSN 1611-1478

Vertrieb: wvgw Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH

Josef-Wirmer-Str. 3, 53123 Bonn

Geothermische Energie.

GtV-Bundesverband Geothermie e.V., Berlin (Hrsg.)

Erscheinungsweise: viermal jährlich

ISSN 0948-6615

Vertrieb: GtV-Bundesverband Geothermie e.V., Albrechtstr. 22, 10117 Berlin

info@geothermie.de

12.3 BINE Informationsdienst

BINE Informationsdienst berichtet über Themen der Energieforschung: Dabei geht es um neue Materialien, Systeme und Komponenten, um innovative Konzepte und Methoden. Die drei Broschürenreihen mit Ergebnissen und Erfahrungen aus Forschungsprojekten (Projektinfo, Themeninfo und basisEnergie) richten sich an potenzielle Anwender, also an Entwickler, Planer, Berater, Investoren, Energieversorger und Nutzer. Zum Thema »Geothermie« sind folgende Titel erschienen, die kostenfrei angefordert werden können und auch als download unter www.bine.info zur Verfügung stehen.

- Tiefer Erdwärme auf der Spur (BINE-Projektinfo 09/2011)
- Weichenheizung mit Erdwärme (BINE-Projektinfo 13/2010)
- Erdwärme für Bürogebäude nutzen (BINE-Projektinfo 07/2010)
- Erdgekoppelte Wärmepumpen für Neubauten (BINE-Projektinfo 03/2010)
- Geothermische Energie aus Sedimentgesteinen (BINE-Projektinfo 05/2010)
- Geothermische Stromerzeugung im Verbund mit Wärmenetz (BINE-Projektinfo 10/2009)
- Geothermische Stromerzeugung in Landau (BINE-Projektinfo 14/2007)

Über aktuelle Förderprogramme für die geothermische Nutzung und alle übrigen neuen Energietechniken informiert der »Förderkompass Energie – eine BINE Datenbank«.

Für einzelne Anfragen bietet der BINE Informationsdienst die Informationen zu Förderprogrammen auch auf dem Webportal www.energiefoerderung.info an.

13 Autoren

**Werner Bußmann**

ist Fachjournalist, wohnt in Geeste im Emsland, gehört zu den Mitbegründern der Geothermischen Vereinigung (heute: GtV-Bundesverband Geothermie) und war u. a. von 1991 – 2009 Redakteur der Zeitschrift »Geothermische Energie«.

**Dipl.-Ing. Stephanie Frick**

arbeitet als wissenschaftliche Angestellte am Helmholtz-Zentrum Potsdam Deutsches GeoForschungsZentrum (GFZ). Sie ist Expertin für ganzheitliche Auslegung geothermischer Anlagen.

**Dr. Ralf Fritschen**

ist Geophysiker und befasst sich seit 1995 bei der DMT GmbH & Co. KG in Essen mit induzierten seismischen Ereignissen, derzeit als Leiter der DMT Fachstelle für Erschütterungsmessungen. Er ist öffentlich bestellter und vereidigter Sachverständiger für bergbaubedingte Erderschütterungen.

**Prof. Dr. Ernst Huenges**

ist Leiter des Internationalen Geothermiezentrums im Helmholtz-Zentrum Potsdam Deutsches GeoForschungsZentrum (GFZ). Im GFZ leitet er zudem die Sektion Reservoirtechnologien. Er gehört zu den Mitbegründern der Geothermischen Vereinigung (heute: GtV-Bundesverband Geothermie).

**Dr. Reinhard Jung**

war Mitarbeiter der Bundesanstalt für Geowissenschaften und des GGA-Instituts der LeibnizGesellschaft in Hannover, ist heute als freiberuflicher Consultant, Lehrbeauftragter der Universitäten Clausthal, Göttingen und Bochum und lebt in Isernhagen. Seit fast 35 Jahren ist die Entwicklung petrothermischer Systeme bis zur heutigen Anwendungsreife mit seinem Namen verbunden und gehört zu den Mitbegründern der Geothermischen Vereinigung (heute: GtV-Bundesverband Geothermie). Er ist Mitglied des wissenschaftlichen Beirats des BMU zum Zukunftsinvestitions-Programm (ZIP), Vorsitzender der European Hot-Dry-Rock-Association (EHDRA) des Hot-Dry-Rock-Projektes Soultz, Mitglied der »Experten-Jury Energie.NRW«. Für sein geothermisches Lebenswerk wurde er mit der Patriciusplakette des GtV-Bundesverbandes Geothermie ausgezeichnet.

**Dr. Frank Kabus**

ist seit 1987 auf dem Gebiet der geothermischen Energieversorgung tätig, beginnend im VEB Geothermie Neubrandenburg als Projektingenieur. Heute arbeitet er als Bereichsleiter und Geschäftsführer in der Geothermie Neubrandenburg GmbH (GTN). Hier befasst er sich vor allem mit der Entwicklung und Konzeptionierung von Anlagen der Tiefen Geothermie zur Wärme- und Stromversorgung.

**Prof. Dr. Martin Kaltschmitt**

leitet seit 2006 das Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft (IUE) der Technischen Universität Hamburg-Harburg, war von 2008 bis 2010 außerdem Wissenschaftlicher Geschäftsführer des Deutschen BiomasseForschungsZentrums (DBFZ) in Leipzig. Er leitet u. a. den Fachausschuss »Regenerative Energien« des VDI, ist Mitglied des Aufsichtsrats des Instituts Madrileño de Estudios Avanzados Imdea, Madrid und Obmann des DIN-Normenkomitees »NMP 582« sowie des VDI-Richtlinienausschusses »Biogas«, Mitglied im wissenschaftlichen Beirat des Zentrums für Angewandte Energieforschung (ZAE) in Bayern und in der Hamburger Akademie der Wissenschaften.

**Oliver Kohlsch**

lebt im westfälischen Delbrück und ist seit mehr als 15 Jahren als Planer für oberflächennahe geothermische Anlagen zum Heizen, Kühlen und Speichern tätig. Derzeit arbeitet er als Projektmanager der CDM Consult GmbH, Bochum im Bereich Erdwärme.

**Dipl.-Ing. Stefan Kranz**

arbeitet als wissenschaftlicher Angestellter am Helmholtz-Zentrum Potsdam Deutsches GeoForschungsZentrum (GFZ). Er ist Experte für geothermische Prozess- und Anlagentechnologien.

**Dr. Inga Moeck**

arbeitet als wissenschaftliche Angestellte am Helmholtz-Zentrum Potsdam Deutsches GeoForschungsZentrum (GFZ). Sie ist Expertin für geothermische Explorationsgeologie mit Schwerpunkt in Strukturgeologie und Reservoirmechanik.

**Prof. Dr. Horst Rüter**

ist Geophysiker, Seismik-Spezialist, Geschäftsführer der HarbourDom Consulting GmbH, Honorarprofessor an der Ruhr-Universität in Bochum und lebt in Dortmund. Über 34 Jahre leitete er die geowissenschaftlichen Abteilungen der DMT, dem bedeutendsten deutschen Geophysik-Service-Unternehmen. Er ist einer der Mitbegründer der Geothermischen Vereinigung (heute: GtV-Bundesverband Geothermie) und gehört seit vielen Jahren dem Präsidium des Verbandes an. Er ist Mitglied in zahlreichen Beiräten und Gutachterkreisen wie z.B. in der Expertenkommission der Kohleforschung der EU und im Beirat des BMU sowie wissenschaftlicher Koordinator der »Sino-German Initiative forCoalFire Research«. Er erhielt u. a. den »Special Commendation Award« der Amerikanischen Geophysikalischen Gesellschaft (SEG) und den »Schlumberger Award« der EAGE, die höchste Auszeichnung in der angewandten Geophysik in Europa.

**Dr.-Ing. Ali Saadat**

arbeitet als wissenschaftlicher Angestellter am Helmholtz-Zentrum Potsdam Deutsches GeoForschungsZentrum (GFZ) und ist Experte für geothermische Prozess- und Anlagentechnologien.

**Angela Spalek**

arbeitet als wissenschaftliche Angestellte am Helmholtz-Zentrum Potsdam Deutsches GeoForschungsZentrum (GFZ). Sie Expertin für Wissenstransfer und Kommunikation geothermischer Projekte.

**Dr. Helmut Tenzer**

ist Geologe, wohnt in Münsingen auf der Schwäbischen Alb, arbeitet seit mehr als einem Vierteljahrhundert im Bereich Exploration, Reservoirentwicklung und dem Management von petrothermalen Systemen und Forschungsprojekten oder dem geologischen Monitoring von Bohrprojekten. Er ist einer der Mitbegründer der Geothermischen Vereinigung (heute: GtV-Bundesverband Geothermie) und leitete den Verband über mehrere Jahre.

**Priv. Doz. Dr. Günter Zimmermann**

arbeitet als wissenschaftlicher Angestellter am Helmholtz-Zentrum Potsdam Deutsches GeoForschungsZentrum (GFZ). Er ist Experte für Stimulations- und Testarbeiten sowie Reservoir- und Frac-Modellierung.



Werner Bußmann

Geothermie – Energie aus dem Innern der Erde

In vielen Regionen Deutschlands lassen sich geologische Wärmeverkommen zur Wärme- und Stromversorgung nutzen. Tiefe, natürliche Warmwasservorkommen und im Gestein gespeicherte Wärme werden durch Bohrungen erschlossen. Geothermie steht unabhängig von Tages- und Jahreszeiten zur Verfügung und ist damit grundlastfähig.

Das BINE-Fachbuch richtet sich an Planer und Studierende und widmet sich ausführlich den geologischen Grundlagen und den verschiedenen Verfahren. Weitere Themen sind Bohr- und Erschließungstechnologien, das Fündigkeitsrisiko, die Umweltbilanz sowie mögliche seismische Ereignisse im Zusammenhang mit geothermischen Anlagen.

Das Buch enthält Beiträge von Werner Bußmann, Stephanie Frick, Ralf Fritschen, Ernst Huenges, Reinhard Jung, Frank Kabus, Martin Kaltschmitt, Oliver Kohlsch, Stefan Kranz, Inga Moeck, Horst Rüter, Ali Saadat, Angela Spalek, Helmut Tenzer und Günter Zimmermann.

ISBN 978-3-8167-8321-3



9 783816 783213