

Möglichkeiten der geothermischen Stromerzeugung im Oberrheingraben

Eine Analyse der geologischen Bedingungen, der Bohr- und Fördertechnik sowie der Kraftwerkstechnik und Wirtschaftlichkeit

Abstract

Feasibility of Geothermal Power Generation in the German Upper Rhine Graben An Analysis of the Geological Conditions, the Drilling and Production Engineering as Well as the Power Plant Technology and its Economics

A consortium of EnBW, RWE Power and RWE Dea has carried out a feasibility study to evaluate the utilisation of geothermal heat for power production in the Upper Rhine Graben in Southern Germany. Geothermal power production is supported through the German Renewable Electricity Act (EEG). The study includes the aspects drilling and production engineering, power plant technology as well as the economics of low temperature geothermal power plant. As one result the study indicates clear preferential areas for possible geothermal projects in this region. However, the so far determined geological conditions are by far not sufficient to make a systematic development of a geothermal power plant economic, not even under the favourable conditions of the EEG support. With an optimistic view regarding the geological conditions the production cost turn out to be about 30 Eurocents per kWh, which is twice as much as the tariff granted through the EEG.

The temperatures in the geological horizons of interest Buntsandstein and Muschelkalk are with partly above 130 up to 160 °C outstanding. However, a hot water production rate of 360 m³/h as would be desired for profitable projects cannot be expected based on the determined underground reservoir characteristics. Realistically only production rates of 22 m³/h can be expected, optimistically 72 m³/h. The drilling and production technology is not

really a limiting factor for the feasibility of geothermal projects in the region. However, this aspect determines the project economics through high investment cost. Furthermore, attention needs to be paid towards the production equipment (electrical submersible pumps) because of their operating cost caused by maintenance needs and electricity consumption, which has a significant effect on project economics.

Two low-temperature power cycles are available today, which are the worldwide established and reliable Organic Rankine Cycle (ORC) and the ammonia-based Kalina cycle, currently at demonstration stage. Calculations have shown that optimisation of efficiency for the conversion of heat from hot water to electricity is one key for making geothermal power generation economically attractive. From a thermodynamic perspective the Kalina Cycle offers further potential for the future. Also the thermal efficiency of ORC technology has not reached its physical limit yet. Increased investment cost for such improvements are to some degree acceptable since in the projects considered more than 70% of the overall cost of the geothermal power plant is spent for underground activities and installations. Therefore a reduction of generating cost is achievable through an increased thermal efficiency.

Einleitung

Im Jahre 2003 wurde in der so genannten TAB-Studie „Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland“ [1] das technische Gesamtpotential zur geothermischen Stromerzeugung auf 1200 EJ, entsprechend 300 000 TWh, abgeschätzt. Das entspricht in etwa dem 500-fachen des deutschen Strombedarfes. Unter Nachhaltigkeitsaspekten sollte dieses Potential nur innerhalb sehr langer Zeiträume sukzessiv erschlossen werden, weil aufgrund des geringen natürlichen Wärmestroms aus dem Erdinneren genutzte Areale auf Jahrtausende „ausgekühlt“ werden. Gemäß der TAB-Studie beträgt das jährliche technische Angebotspotential etwa 300 TWh. Damit könnte die Geothermie eine ernstzunehmende Option bei einer zukünftigen Energieversorgung sein. 95% des Potentials entfallen auf kristalline Gesteine, die durch das Hot-Dry-Rock-Konzept (HDR) erschlossen werden können, 4 % auf Störungszonen und 1% auf Heißwasser-Aquifere.

Das erste und bisher einzige deutsche Kraftwerk, das geothermisch erzeugten Strom ins

Netz der öffentlichen Versorgung einspeist, befindet sich in Neustadt-Glewe (Bild 1). Im November 2003 wurde die bestehende Heizzentrale (bis zu 20 GWh/a) um eine ORC-Anlage erweitert, die bis zu 210 kW elektrische Leistung bereitstellen kann. Die Anlage läuft im Dauerbetrieb mit einer elektrischen Leistung von rund 150 kW. Bei einer Thermalwassertemperatur von 98 °C ist es das „kälteste“ Kraftwerk weltweit. Die Förderrate beträgt bei dieser Leistung rund 100 m³/h. Mit diesem Projekt wird erstmals die Machbarkeit einer Stromerzeugung unter Nutzung von Thermalwässern im Norddeutschen Becken demonstriert. Bei der erzielten Leistung handelt es sich um die Brutto-Leistung, die um den Eigenbedarf der Anlage (Pumpen, Prozesse usw.) zu korrigieren ist.

Ausgelöst durch die Novellierung des Erneuerbare-Energie-Gesetzes (EEG), das Einspeisevergütungen von bis zu 15 ct/kWh Strom aus geothermischen Kraftwerken fest schreibt, ist eine Euphorie – verschiedene Presseartikel schreiben über „Goldgräberstimmung“ – für die Geothermie in Deutschland entfacht worden. In Bild 1 ist eine geographische Übersicht der geothermisch häufigen Gebiete in Deutschland zusammen mit den angelaufenen bzw. in Planung befindlichen Geothermieprojekten zur Stromerzeugung gezeigt [2]. Neben dem geothermischen Kraftwerk in Neustadt-Glewe befindet sich in Altheim/Österreich ein weiteres aktives Geothermie-Kraftwerk im deutschsprachigen Raum. Alle anderen dargestellten Projekte sind bisher nicht kommerziell in Betrieb und befinden sich in unterschiedlichen Entwicklungsstadien. Das HDR-Projekt Bad Urach ruht derzeit. In Soultz-sous-Forêts/Frankreich wird geothermische Grundlagenforschung nach dem HDR-Verfahren betrieben. Bei Reservoirtemperaturen von über 200 °C konnten Fließraten von bis zu 180 m³/h erzielt werden.

Um die Möglichkeiten der geothermischen Stromerzeugung vor dem Hintergrund des novellierten EEG eigenständig und fundiert zu bewerten, kooperierten EnBW, RWE Power und RWE Dea bei der Erstellung einer Machbarkeitsstudie „Geothermie“ für den Oberrheingraben. Die Studie konzentrierte sich in dieser Region auf die Nutzung von Heißwasser-Aquiferen, weil bei der hydrothermalen Geothermie ein wirtschaftlicher Erfolg als sehr wahrscheinlich angesehen

Autoren

Dr. Wolfram Münch

Leiter Forschung, Entwicklung und Demonstration, EnBW AG, Karlsruhe/Deutschland.

Dipl.-Ing. Hans Peter Sistenich

Leiter Regenerative Erzeugung, RWE Power AG, Essen/Deutschland.

Dr. Christian Bucker

Senior Referent Petrophysik, RWE Dea AG, Hamburg/Deutschland.

Dr. Thorsten Blanke

Referent Regenerative Erzeugung, Entwicklung, RWE Power AG, Essen/Deutschland.

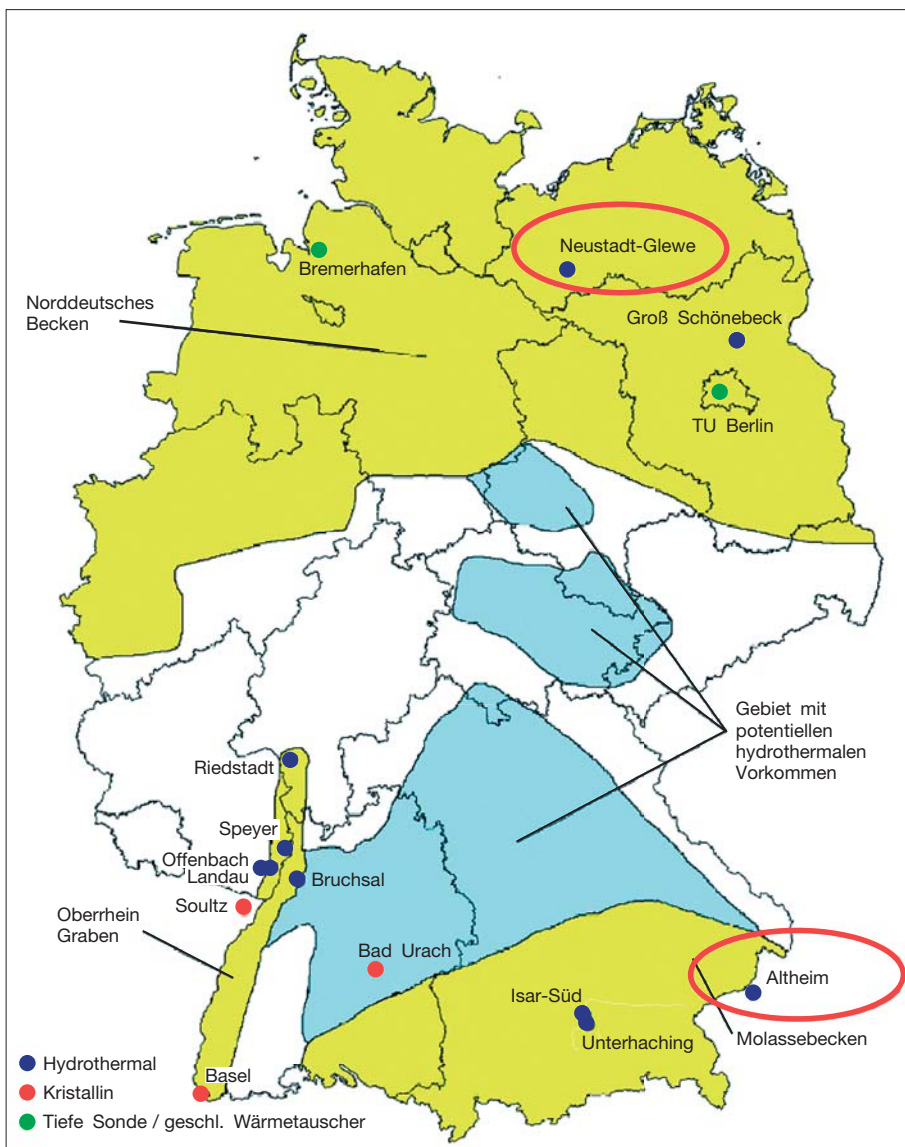


Bild 1. Übersicht über die geothermisch interessanten Gebiete in Deutschland und die regionale Verteilung der angelaufenen und in Planung befindlichen Geothermieprojekte zur Stromerzeugung, Stand November 2004 (verändert nach Kaltschmitt und Müller, 2004). Der Oberrheingraben ist in Deutschland geothermisch besonders ausgewiesen, hier finden sich die meisten Projekte. Eingekreist sind die derzeit in Betrieb befindlichen Kraftwerke in Neustadt-Glewe und in Altheim/Österreich.

wurde. Das Ziel war die Bereitstellung einer Entscheidungsgrundlage für die grundsätzliche wirtschaftliche Machbarkeit geothermischer Stromerzeugung und Empfehlung potentieller Standorte für geothermische Kraftwerke im Oberrheingraben. Die kritischen Erfolgsfaktoren für wirtschaftliche Projekte sind dabei die „3 T“: Temperatur, Transportmedium (Wasser) und Transportwege (Durchlässigkeit des Gesteins), die letztlich auch das Fündigkeitsrisiko einer Geothermiebohrung beschreiben. Aufgabe der Studie war es somit, Regionen im Oberrheingraben zu lokalisieren, an denen ausreichende Volumenströme heißen Thermalwassers zur Verfügung stehen würden. Richtwerte waren Schüttungen von mindestens $360 \text{ m}^3/\text{h}$ bei Temperaturen von über $130 \text{ }^\circ\text{C}$.

Das geowissenschaftliche Know-how und die Erfahrungen im Bereich der Bohr- und För-

dertechnik sowie die zur Verfügung stehenden Daten von Bohrungen der Kohlenwasserstoffexploration von RWE Dea führten zu einer fundierten Analyse der Geologie im Oberrheingraben und Kosten für den untertägigen Bereich eines geothermischen Kraftwerkes. EnBW und RWE Power haben ihre Erfahrungen beim Bau und Betrieb von Kraftwerken in die Bewertung der Niedertemperatur-Kraftwerkstechnologie einfließen lassen.

Geologischer Rahmen und Zielformationen

Im Oberrheingraben kommen die höchsten geothermischen Temperaturgradienten in Deutschland vor. Diese Region ist damit prädestiniert für eine mögliche Nutzung geother-

mischer Energie. Der Oberrheingraben ist die NNO-SSW streichende Bruchstruktur zwischen Basel und Frankfurt. Der Graben hat eine durchschnittliche Breite von 35 bis 40 km bei einer Länge von etwa 300 km. Die Grabenfüllung besteht aus bis zu 4000 m mächtigen tertiären Sedimenten (Ablagerungsgesteinen) [3]. Als mögliche geologische Zielformationen für eine geothermische Stromerzeugung im Oberrheingraben kommen im Wesentlichen die Sedimentschichten des Buntsandsteins und des Muschelkalks, die unterhalb einer tertiären Bedeckung liegen, in Betracht. Diese Schichten werden als wasserführend angesehen und weisen zum Teil hohe Porositäten und örtlich stark variierende hydraulische Fließfähigkeiten auf. Zur geothermischen Stromerzeugung muss dem Untergrund Energie in Form heißen Wassers in ausreichender Menge entnommen und abgekühlt in einer zweiten Bohrung wieder verpresst werden. Hohe Porositäten und Wegsamkeiten im Untergrund sind damit Grundvoraussetzungen für die Machbarkeit eines Geothermieprojektes.

Zur räumlichen Erfassung und Kartierung dieser Gesteinsschichten wurden viele hundert Kilometer seismische Interpretationen sowie Gesteins- und Formationsdaten von 131 Bohrungen, die über $100 \text{ }^\circ\text{C}$ oder 1000 m Tiefe erreichen, genutzt.

Die Sedimente des Buntsandsteins sind im gesamten Gebiet des Oberrheingrabens verbreitet. Die Tiefenlage dieses Aquifers reicht von etwa 1000 m an den Grabenrändern bis über 4000 m nördlich von Rastatt. Die Gesamtmächtigkeit des Buntsandsteins kann bis über 600 m betragen, im Norden wird sie mit 100 m angegeben, und im Süden sinkt sie auf bis unter 50 m ab. [4 und 5] geben (basierend unter anderem auf Angaben zu Mächtigkeit, Porosität und hydraulischer Leitfähigkeit im Geothermie-Atlas von 1988 [6]) das technische Potential zur Bereitstellung elektrischer Energie im Buntsandstein im Oberrheingraben mit 1,8 EJ (entsprechend 58 GWh) an.

Die hauptsächlich aus Kalk und Dolomit bestehenden Gesteinsablagerungen des Muschelkalks sind im Oberrheingraben relativ gleichförmig ausgebildet und erreichen Gesamtmächtigkeiten von 150 bis 200 m. Die Oberfläche des Muschelkalks erreicht an den Grabenrändern Tiefen um 1000 m, sie taucht zum Zentrum hin jedoch stark ab. Von [5] wird das technische Potential zur Bereitstellung elektrischer Energie im Muschelkalk im Oberrheingraben mit 0,24 EJ (entsprechend 7,6 GWh) angegeben (basierend auf Angaben in [6] zu Porosität und hydraulischer Leitfähigkeit).

Muschelkalk und Buntsandstein erreichen an vielen Stellen im Oberrheingraben Tiefenlagen, die ausreichend hohe Aquifertemperaturen für eine geothermische Stromerzeugung

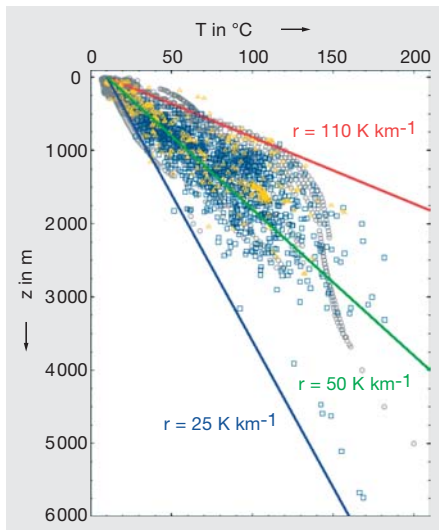


Bild 2. Temperaturverteilung mit der Tiefe, ermittelt aus insgesamt über 1000 Bohrungen. In dieser Darstellung wurden alle vorhandenen Temperaturinformationen verarbeitet. Eingezeichnet sind ebenfalls die Temperaturgradienten, die die extreme Temperaturvariation in einer Tiefe verdeutlichen (Temperaturgradienten von 25, 50 und 110 K/km). Die Temperaturwerte sind mit grauen Kreisen für Temperaturlogs, mit gelben Dreiecken für Messungen aus Fördertests und mit blauen Quadraten für BHT-(Bottom-Hole-Temperature-)Messungen gekennzeichnet.

erwarten lassen. Der Muschelkalk zeigt sich in der Gesteinsmatrix als hydraulisch undurchlässig, in dieser Gesteinsformation kann eine hydraulische Leitfähigkeit nur durch offene Klüfte oder Risse im Gestein zustande kommen. Der Buntsandstein zeigt sich hauptsächlich als Poren Speicher, dessen hydraulische Leitfähigkeit über eine Verbindung offener Porenräume zustande kommt.

Temperaturen

Temperaturanomalien mit hohen Temperaturen in geringer Tiefe machen die Nutzung geothermischer Energie aufgrund geringerer Bohrkosten wirtschaftlich attraktiver. Der mittlere Temperaturgradient beträgt 30 K/km, in geothermisch anormalen Gebieten kann er bis zu 100 K/km betragen. Die Erfassung der Temperaturverteilung im Untergrund ist damit wichtige Grundlage für die Einschätzung geeigneter Areale zur geothermischen Nutzung. Temperaturdaten wurden allen RWE Dea zur Verfügung stehenden Bohrungen entnommen. Dieses sind in den meisten Fällen so genannte BHT-(Bottom-Hole-Temperature-)Daten, die im Bohrloch tiefsten unmittelbar nach Einstellen der Bohrarbeiten erfasst werden. Weil das Gebirge durch den Bohrvorgang lokal gestört wird, müssen die Temperaturmessungen korrigiert

werden. Die zuverlässigsten Daten sind kontinuierliche Temperaturlogs, die lange nach Beendigung der Bohrung durchgeführt werden. Temperaturkarten für den Untergrund sind vom Institut für Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben (GGA, Hannover) mittels der dort vorhandenen Temperaturdatenbank Deutschland und von RWE Dea zur Verfügung gestellter Temperaturinformationen erstellt worden.

In Bild 2 sind alle Temperaturdaten gegen die Tiefe aufgetragen. Deutlich erkennbar ist hier die extreme Variation des Temperaturanstieges mit der Tiefe. So können z. B. je nach Bohrlokation in 2500 m Tiefe 80, aber auch 180 °C erreicht werden. Insgesamt bewegen sich die Temperaturgradienten in einem Fenster zwischen dem mittleren normalen Gradienten von 30 K/km und einem oberen Maximum von etwa 110 K/km. Unterhalb von 2000 bis 3000 m knicken alle Temperaturgradienten mehr oder weniger auf den normalen Gradienten von 30 K/km ab. Das bedeutet, dass die Temperaturanomalien mit zunehmender Tiefe abnehmen. Das Abknicken der kontinuierlich gemessenen Temperaturkurven ist ein Hinweis auf konvektiven Wärmetransport durch Tiefenwässer in die oberen Sedimentschichten. Temperaturkarten für den Oberrheingraben wurden in verschiedenen Stufen bis in eine Tiefe von 2500 m erstellt (Bild 3), für größere Tiefen liegen nur unzureichende Informationen vor. Diese Temperaturkarten wurden mit den Strukturkarten verschnitten, sodass im Ergebnis Temperaturinformationen für die jeweilige Oberkante der Gesteinsformationen Buntsandstein und Muschelkalk vorliegen. Diese Karten weisen korrigierte Temperaturen für die Zielformationen von lokal bis zu 160 °C aus, die damit höher als ursprünglich erwartet liegen.

Zur exakteren Erfassung und Verarbeitung aller Temperaturinformationen in der Tiefe wurde eine statistische Analyse der Temperaturdaten sowie ein dreidimensionales Multigaussisches Kriging¹ [7] aller Daten vorgenommen. Diese statistische Vorgehensweise hat den ganz wesentlichen Vorteil, dass neben der Prognose über zu erwartende Temperaturen in bestimmten Tiefen und Regionen auch die Bandbreite der zu erwartenden Ergebnisse angegeben werden kann. In Bild 3 wird eine gewisse Vorzugsorientierung der Anomalien in SSW-NNO Richtung ersichtlich, welche nur aus der statistischen Analyse deutlich wird. Diese Vorzugsrichtung der Temperaturanomalien legt einen Zusammenhang mit dem generellen Störungsmuster im Oberrheingraben und damit den bevorzugten Bahnen für konvektiven Wärmetransport in höhere Lagen nahe [siehe 8].

Hydraulische Eigenschaften

Die Reservoirqualität eines hydrogeothermalen Speichersystems wird bestimmt durch die petrophysikalischen Größen Porosität und Permeabilität (Wegsamkeit). Diese Größen wiederum bestimmen bei gegebener Viskosität des Wassers die hydraulische Leitfähigkeit oder Transmissibilität. Die Transmissibilität beschreibt das Produkt aus Permeabilität und Mächtigkeit einer Gesteinsschicht: Je mächtiger eine Gesteinsschicht mit gegebener Permeabilität ist, umso größer ist ihre Transmissibilität. Die petrophysikalischen Eigenschaften Porosität und Permeabilität können jedoch nur unzureichend aus Oberflächenmessungen abgeschätzt werden. Diese müssen in Bohrungen und an Bohrkernen gemessen werden. Permeabilitäten, also Gesteinswegsamkeiten, können im Bohrloch nicht direkt gemessen werden. Daher spielen Bohrkern aus Tiefbohrungen eine wichtige Rolle, weil sie zur Kalibrierung der Abschätzung von Permeabilitäten aus Bohrlochmessungen herangezogen werden können.

Die hydraulische Leitfähigkeit im Gestein ist die entscheidende Größe für den konvektiven Wärmetransport und damit für die Menge entnehmbarer Energie aus einer Wärmelagerstätte. Für die Wärmegewinnung spielt konduktiver Wärmetransport nur eine untergeordnete Rolle und kann hier vernachlässigt werden [9]. Auch für die Nachhaltigkeit der Nutzung einer Wärmelagerstätte spielen die hydraulischen Eigenschaften eine entscheidende Rolle. Der Ermittlung der hydraulischen Leitfähigkeit kommt daher für die Bewertung der Nutzbarkeit einer geothermischen Lagerstätte eine entscheidende Bedeutung zu. Wenn keine ausreichenden Fließraten realisiert werden können, kann auch keine entsprechende Kraftwerksleistung realisiert werden.

Für die hydraulische Leitfähigkeit von Heißwasser-Aquiferen spielt das Vorhandensein von offenen Klüften und Störungen eine ganz entscheidende Rolle, sie können quasi als Autobahnen für einen Heißwassertransport angesehen werden. Eine bisher vermutete Erhöhung der hydraulischen Leitfähigkeiten im Muschelkalk oder Buntsandstein aufgrund einer intensiven Zerklüftung des Gesteins konnte anhand der Bohrlochmessungen und Bohrkern nicht belegt werden. Klüfte mö-

¹ Kriging (von D. G. Krige entwickelt) ist eine Regressionstechnik zur Interpolation von Daten in Raum (und gegebenenfalls Zeit). Reale Daten (z. B. Bohrungsinformationen) werden reproduziert, und sekundäre Informationen können trendhaft implementiert werden. Multigaussisches Kriging erlaubt neben der Angabe des Regressionsschätzwertes an einer bestimmten Lokation auch eine Angabe über die entsprechende Wahrscheinlichkeitsverteilung.

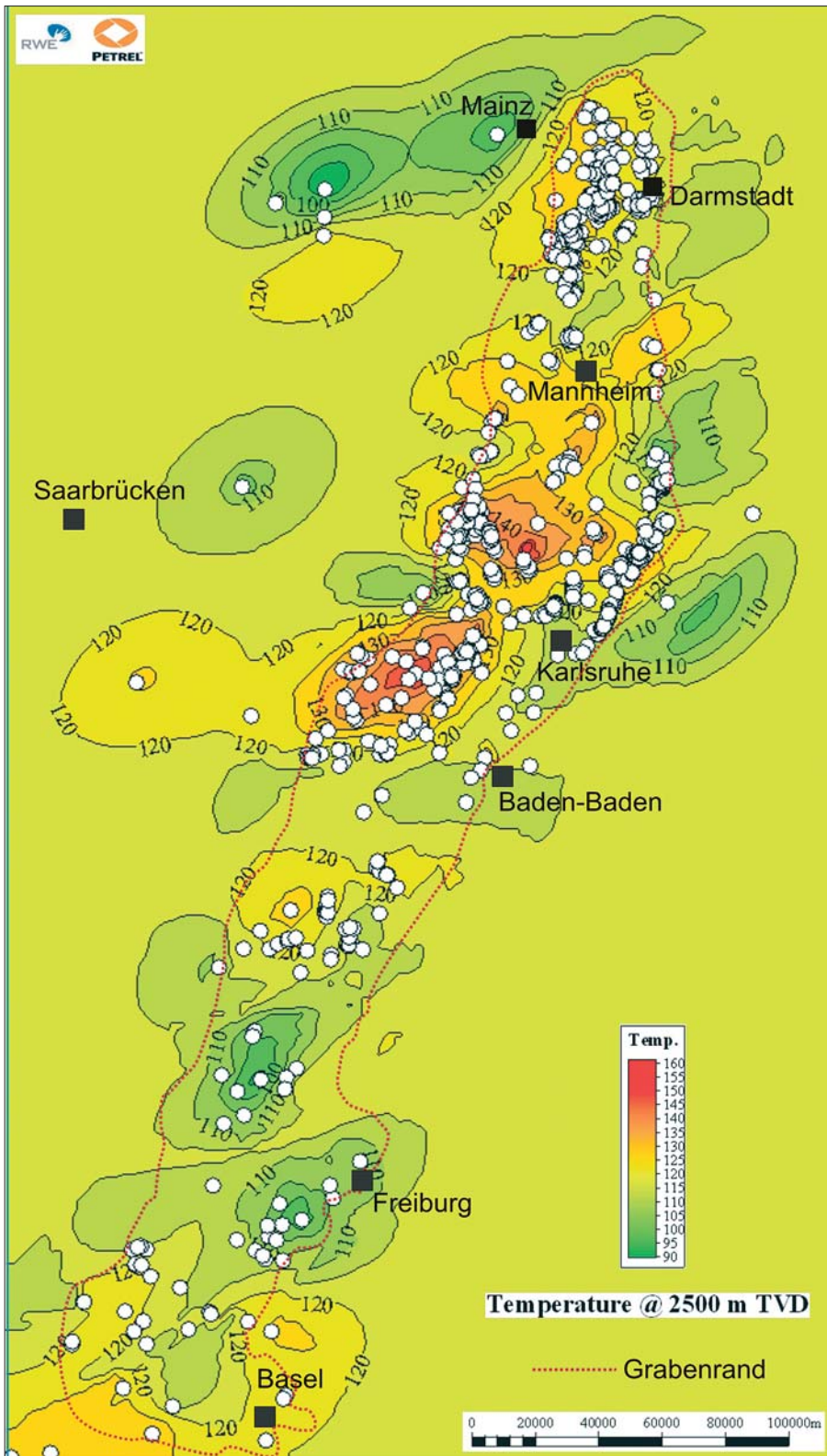


Bild 3. Temperaturisolinien für den Oberrheingraben in der Tiefe 2500 m nach statistischer Auswertung der vorhandenen Temperaturinformationen. Weiße Punkte kennzeichnen die Lage von Bohrungen mit Temperaturinformationen. Im Ergebnis des Multigaussian-Krigings wird eine Vorzugsrichtung der Temperaturanomalien SSW-NNE deutlich. Diese steht wahrscheinlich in Zusammenhang mit dem tief reichenden Störungsmuster im Oberrheingraben und damit den bevorzugten Bahnen für konvektiven Wärmetransport.

gen lokal vorkommen und örtlich zu sehr hohen hydraulischen Wegsamkeiten führen, können aber sicherlich nicht allgemein für den gesamten Oberrheingraben angenommen werden.

Porositäten und Permeabilitäten einer Gesteinsformation, wie z. B. der Buntsandstein, können lokal starken Variationen unterworfen sein. Die primären Porositäten und damit verbunden auch die Permeabilitäten einer

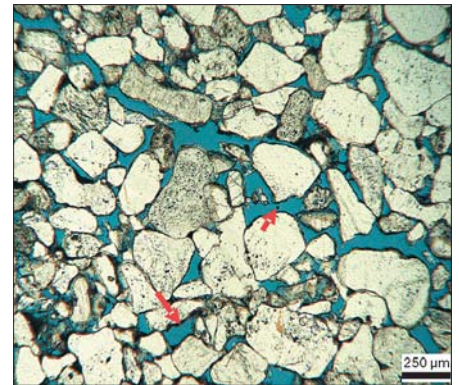


Bild 4. Primäre Intergranular-Porosität im Gesteinsdünnschliff. Dieser Porentyp ist in den Buntsandstein-Kernen am häufigsten. In grobkörnigen, gut sortierten Abschnitten ist die Intergranular-Porosität am höchsten. Große Poren (Pfeile) und oftmals gut durchgängige Porenhäuse sorgen für hohe Porositäten und gute Permeabilitätswerte.

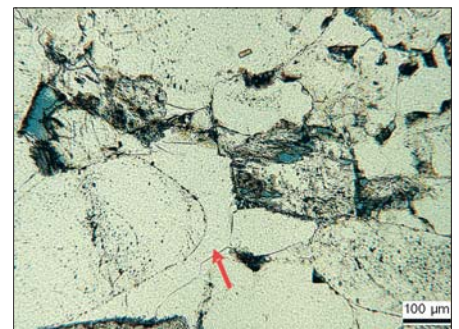


Bild 5. Quarzzementation im Gesteinsdünnschliff. Die durch die Drucklösungsvorgänge frei werdende Kieselsäure wird in den angrenzenden Porenräumen (Pfeil) wieder als Quarzzement ausgefällt und führt zu entsprechendem Porositätsverlust der quarzzementierten Abschnitte. Die Lösung von Feldspäten (Bildmitte) bildet hier die einzigen verbliebenen Porenräume. Die Permeabilität ist deutlich reduziert.

Gesteinsformation können durch sekundäre Prozesse, wie z. B. eine Quarz-Zementation durch zirkulierende, hoch mineralisierte Tiefenwässer, stark verändert werden. Das hat im Allgemeinen ein Zusetzen der Porenräume und damit eine Verschlechterung der hydraulischen Eigenschaften zur Folge. In Bild 4 ist eine primäre intergranulare Porosität in einem Gesteinsdünnschliff gezeigt. Die Porosität liegt hier bei rund 15% (Anteil Porenraum am Gesamt-Gesteinsvolumen). Durch eine Quarz-Zementation kann diese Porosität und damit auch die Permeabilität deutlich reduziert werden (Bild 5). Ursprünglich gute hydraulische Eigenschaften einer Formation können lokal durch solche sekundären Zementationsvorgänge wesentlich reduziert werden. Die Quarz-Zementation wurde auch an Bohrkernen aus dem Oberrheingraben nachgewiesen.

Um die Porositäten und hydraulischen Leitfähigkeiten der Gesteinsschichten Muschelkalk und Buntsandstein möglichst umfassend abschätzen zu können, wurden alle zur Verfügung stehenden Bohrlochmessungen für diese Formationen neu interpretiert. Über die aus den Bohrlochmessungen abgeleiteten Wegsamkeiten im Untergrund und die Mächtigkeiten der Gesteinsschichten werden die Transmissibilitäten (hydraulisches Leitvermögen einer durchströmten Gesteinsschicht) errechnet. Aufgrund der zum Teil hohen Mächtigkeiten des Buntsandsteins werden in dieser Formation die höchsten Transmissibilitäten erreicht. Der Muschelkalk bleibt dagegen weit zurück. Hierbei wurden allerdings nur die reinen Poreneigenschaften berücksichtigt, Kluffleitfähigkeiten konnten aufgrund fehlender Datengrundlage hier nicht einfließen.

Abschätzungen zeigen, dass eine Mindest-Transmissibilität zur Erzielung einer Förderrate von 180 m³/h auch bei hohen Schichtmächtigkeiten von mehreren 100 m nicht systematisch und flächendeckend erzielbar ist. Durchhaltend gute Wegsamkeiten treten nur lokal auf und können nicht über das gesamte Gesteinspaket verfolgt werden.

Die ermittelten petrophysikalischen Größen wurden in Simulationsrechnungen verwendet, um statistisch abgesicherte Fließraten zu ermitteln und Aussagen über die Nachhaltigkeit eines geothermischen Systems zu erhalten.

Langzeitberechnungen für eine Geothermie-Dublette zeigen, dass die im Anfangsstadium eines Betriebs aus Produktions- und Förderbohrung erzielbaren Fließraten und Produktivitätsindizes (Fließrate/Druckabfall) mit der Zeit abnehmen. Erst langfristig stellt sich ein stabiler Zustand ein. Anfängliche Fließraten von über 36 m³/h reduzieren sich bereits nach einem Jahr auf etwa 22 m³/h. Kurz nach Bohrungsende ermittelte Fließraten sind damit nicht repräsentativ für das Langzeitverhalten einer Bohrung. Eine Monte-Carlo-Simulation aller hydraulisch wirksamen Daten aus dem Buntsandstein macht deutlich, dass eine Fließrate von im Mittel 22 m³/h realistisch erzielt werden kann. Mit einer deutlich geringeren Wahrscheinlichkeit von etwa 5% sind aber auch Werte bis zu 70 m³/h erreichbar (Bild 6).

Hingegen konnte die theoretische Nachhaltigkeit eines geothermischen Kraftwerks über eine Laufzeit von bis zu 30 Jahren – bei entsprechenden geologischen Verhältnissen und optimiertem Bohrungsabstand – durch Simulationsrechnungen belegt werden. Für diese Simulationsrechnungen wurde eine Bohrungs-Dublette mit einer Produktionsbohrung und einer Injektionsbohrung in einem horizontalen Mindestabstand von 1200 m ange-

nommen. Der Durchbruch der Kaltfront – durch das in die Injektionsbohrung verpresste kalte Wasser – mit einer Temperaturdifferenz von 1 K an der Produktionsbohrung ist hier erst nach 30 Jahren zu beobachten.

Bohr- und Fördertechnik

Die für ein geothermisches Kraftwerk notwendigen hohen Fließraten heißen Wassern stellen extreme Anforderungen an die Fördertechnologie. Insbesondere die in die Produktionsbohrung einzubauende Förderpumpe muss bei hohen Umgebungstemperaturen hohe Leistungen erbringen. Bereits bei der Planung der ersten Bohrung sind die zu erwartenden Pumpendimensionen in den Bohrdurchmessern zu berücksichtigen. Hochkapazitive Pumpen erfordern entsprechend große Bohrlochdurchmesser, die deutlich über den in der Kohlenwasserstoffindustrie üblichen Durchmessern liegen (Bild 7). Der hohe Eigenbedarf an Energie und der wartungsintensive Betrieb der Pumpen spielen eine relevante Rolle für die Projektrenditen. Aufgrund der zu erwartenden Druckabsenkung im Zielhorizont ist mit einer Spiegelabsenkung in der Bohrung zu rechnen, die Pumpe muss entsprechend tief eingebaut werden. Der Produktivitätsindex PI (Maß für eine erzielbare Förderrate bei gegebener Druckabsenkung) der Wärmelagerstätte spielt für die Abschätzungen zum Pumpeneinbau die entscheidende Rolle (Tabelle 1). Eine für eine ausreichende Förderrate notwendige Druckabsenkung von 80 bar bedeutet hierbei, dass die Förderpumpe mindestens in eine Tiefe von 1000 m in der Bohrung einzubauen ist (800 m zuzüglich Sicherheitszugaben). Derartig anspruchsvolle, so genannte Tauchkreispumpen (ESP = Electrical Submersible Pumps) werden von der Industrie zur Verfügung gestellt und sind kein technischer Hinderungsgrund. Pumpe und Motor müssen aber sehr sensibel aufeinander und auf die Lagerstätteneigenschaften (Produktivitätsindex) abgestimmt werden. Der hohe Eigenbedarf der Pumpen, insbesondere für die Förderpumpe, muss in die Gesamtenergiebilanz eines Kraftwerks einbezogen werden.

Der prinzipielle Aufbau einer Geothermie-Bohrungsdublette mit Übertage- und Untertagebohrung ist in Bild 7 gezeigt. In der Produktionsbohrung ist die Förderpumpe eingebracht, die über einen Frequenzumwandler gesteuert wird und so eine möglichst konstante Fließrate gewährleistet. Übertage sind Dosierstationen zur Zugabe von Inhibitoren angebracht, die Ausfällungen und Bakterienwachstum verhindern. Filter scheiden Schwebstoffe (z. B. aus der Lagerstätte mitgeführter Sand) aus dem Wasser ab. Ausfällungen aus dem geförderten Wasser können dort entstehen, wo es zu Temperatur- oder Druckabsenkungen kommt. Aus diesem Grunde sind auch nach dem Kraftwerk entsprechende Vorsichtsmaßnahmen notwendig. Über die Verpresspumpe wird das abgekühlte Wasser in die Injektionsbohrung wieder verpresst. Hier ist zusätzlicher Eigenbedarf erforderlich.

Das geförderte heiße Wasser ist im Allgemeinen mineralisch stark belastet, wodurch Probleme mit Scale auftreten können. Unter Scale wird die Ablagerung schwer löslicher Salze in Rohren und Anlagenteilen in Abhängigkeit von Druck und Temperatur des geförderten heißen Wassers verstanden. Der Beurteilung des Scale-Potentials, das sowohl in der Tauchpumpe als auch in den Steigrohren auftreten kann, kommt damit eine hohe kostenmäßige Bedeutung zu. Neben Sulfatausfällungen ist auch mit Carbonat- und Kochsalzausfällungen zu rechnen. Das dadurch bedingte Korrosionspotential in den Steigrohren sowie die hohen Fließraten (durchweg turbulente Strömung) machen die Verwendung hochlegierter Stähle gegenüber Normalstahl notwendig. Die entsprechenden Kosten müssen in die Gesamtbilanz einbezogen werden.

Die Bohr- und Verrohrungstechnik muss auf die speziellen Bedürfnisse der Geothermie angepasst werden. Als Planungsgrundlage wurden die typischen Verhältnisse von bereits im Oberrheingraben abgeteufte Bohrungen verwendet, wobei verschiedene Szenarien Berücksichtigung fanden. Für eine Bohrungs-Dublette können beide Bohrungen von einem Platz aus gebohrt werden, was logistische Vorteile hat. Um einen Abstand

Tabelle 1. Zusammenhang zwischen Produktivitätsindex PI, Förderrate in m³/h und Druckabsenkung Δp in einer Produktionsbohrung. Eine Förderrate von z. B. 2000 m³/d resultiert bei einer Druckabsenkung von 80 bar in einen PI von 25 m³/d bar.

| Förderrate | 8640 m ³ /d | 6000 m ³ /d | 4000 m ³ /d | 2000 m ³ /d | 500 m ³ /d |
|-------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|-----------------------|
| PI in m ³ /(d bar) | ΔP in bar | ΔP in bar | ΔP in bar | ΔP in bar | ΔP in bar |
| 5 | 1728 | 1200 | 800 | 400 | 100 |
| 15 | 576 | 400 | 267 | 133 | 33 |
| 25 | 346 | 240 | 160 | 80 | 20 |
| 50 | 173 | 120 | 80 | 40 | 10 |
| 100 | 86 | 60 | 40 | 20 | 5 |
| 200 | 43 | 30 | 20 | 10 | 2,5 |

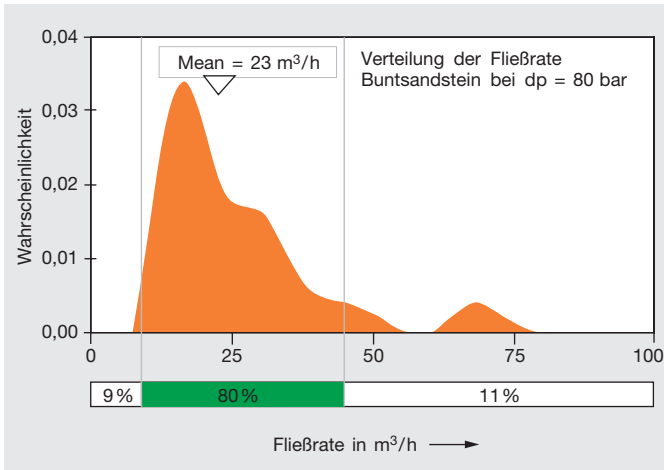


Bild 6. Monte-Carlo-Simulation der hydraulisch wirksamen Daten aus dem Oberrheingraben. Der Mittelwert von rund 6 l/s (23 m³/h) spiegelt den realistisch erzielbaren Wert der Fließrate aus dem Buntsandstein wieder. Hohe Fließraten von bis zu 20 l/s (70 m³/h) sind dagegen eher unwahrscheinlich.

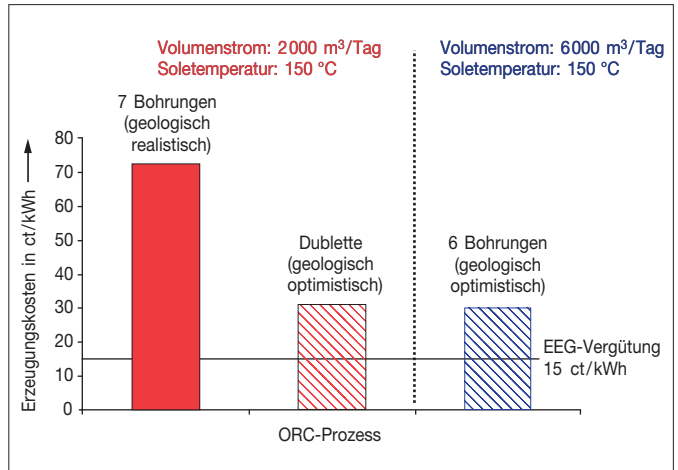


Bild 10. Erzeugungskosten geothermische Kraftwerke auf Basis des ORC-Prozess für die geologischen Bedingungen des Oberrheingrabens.

der Landpunkte der beiden Bohrungen im Zielhorizont von 1500 m zu erreichen, muss aber zumindest eine Bohrung abgelenkt werden. Die so zu bohrende lange Tangente der abgelenkten Bohrung ist technisch aufwändig und durch die Verlaufskontrollen und Steuerung kostenintensiv. Letztlich kostengünstiger ist wahrscheinlich eine Lösung mit zwei Bohrplätzen und mehr oder weniger vertikalen Bohrungen. Hierbei können natürlich auch Faktoren wie Bebauung und Zugänglichkeit eine Rolle spielen. Für Bohrtechnik und Bohrkosten wurden die zu erwartenden großen Bohrdurchmesser sowie die tiefe Absetzteufe der Förderpumpe berücksichtigt. In den Kosten liegt die vertikale Injektionsbohrung am günstigsten, da hier nicht mit großen Durchmessern gebohrt werden muss. Aus Kostengründen sollte die Produktions-

bohrung möglichst vertikal abgeteufelt werden, weil die Kosten sonst aufgrund des großen Bohrdurchmessers und der Ablenkung unverhältnismäßig stark steigen.

Kraftwerkstechnik

Als prinzipielle Kraftwerkstypen stehen der Organic Rankine Cycle (ORC) und der Kalina-Prozess zur Verfügung. In verschiedenen Veröffentlichungen [z. B. in 10, 11] sind die beiden Prozesse dargestellt und bewertet worden. Bei dem ORC-Prozess handelt es sich um einen Claudius-Rankine-Prozess mit einem organischen Arbeitsmittel. Das organische Arbeitsmittel wird bis zum Siedepunkt erhitzt, und der expandierende Dampf treibt eine Turbine an.

Abhängig von der Prozesstemperatur werden heute unterschiedliche, niedrig siedende Silikonöle oder speziell entwickelte synthetische Arbeitsmedien eingesetzt. Hierdurch konnte die Effizienz der Anlagen in der Vergangenheit weiter verbessert werden. Bild 8 zeigt das Verfahrensschema des ORC-Prozesses. Der ORC-Prozess kann als etabliert angesehen werden. Er zeichnet sich durch eine hohe Zuverlässigkeit aus.

Der Kalina-Prozess arbeitet mit einem binären Arbeitsmedium, einer Mischung aus Ammoniak und Wasser, dessen Mischungsverhältnis beliebig in Abhängigkeit der Temperatur des Thermalwassers variiert werden kann. Bild 9 zeigt das Verfahrensschaltbild eines Kalina-Prozesses. Bei der Verdampfung ändert sich das Mischungsverhältnis des binären Arbeitsmediums, weil aufgrund der geringeren Siedetemperatur überwiegend Ammoniak verdampft. Vor der Turbine wird der ammoniakreiche Dampf von der flüssigen wässrigen Phase in einem Separator getrennt. Nach dem Durchströmen der Turbine werden der Dampf und die flüssige Phase wieder vermischt und kondensiert. Durch die Änderung des Mischungsverhältnisses steigt die Verdampfungstemperatur im Nassdampfgebiet kontinuierlich an, während sie bei der Kondensation stetig fällt. Hierdurch bedingt hat der Kalina-Prozess aus thermodynamischer Sicht das Potential, die Effizienz bei der Nutzung von Niedertemperaturquellen im Vergleich zum ORC-Prozess zu verbessern. Weil der apparative Aufwand bei einem Kalina-Kraftwerk größer ist als bei einer ORC-Anlage, sind die Investitionskosten für eine derartige Anlage deutlich höher. Der Kalina-Prozess ist noch keine etablierte Technologie. Die thermodynamischen Vorteile müssen in der Praxis noch nachgewiesen werden.

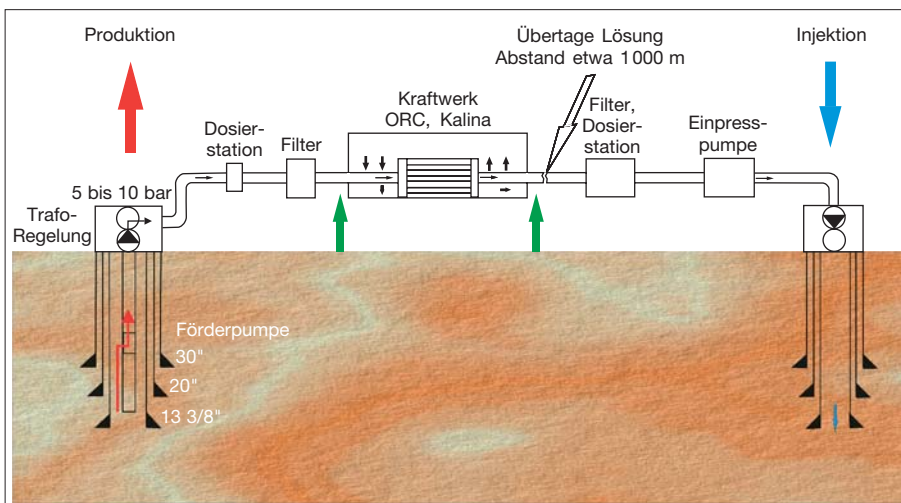


Bild 7. Skizze des Aufbaus einer Geothermie-Bohrungsdublette mit Untertage- und Übertageeteil. In der Produktionsbohrung muss die Förderpumpe eingebaut werden, die über einen Frequenzumwandler gesteuert wird. In den Dosierstationen werden Inhibitoren zugegeben, die mögliche Ausfällungen verhindern sollen. Filter halten Schwebstoffe, wie z. B. mitgeführten Sand, zurück. Über die Einpresspumpe wird das abgekühlte Wasser in der Injektionsbohrung wieder verpresst.

Die Analysen von EnBW und RWE Power haben gezeigt, dass die Verbesserung der

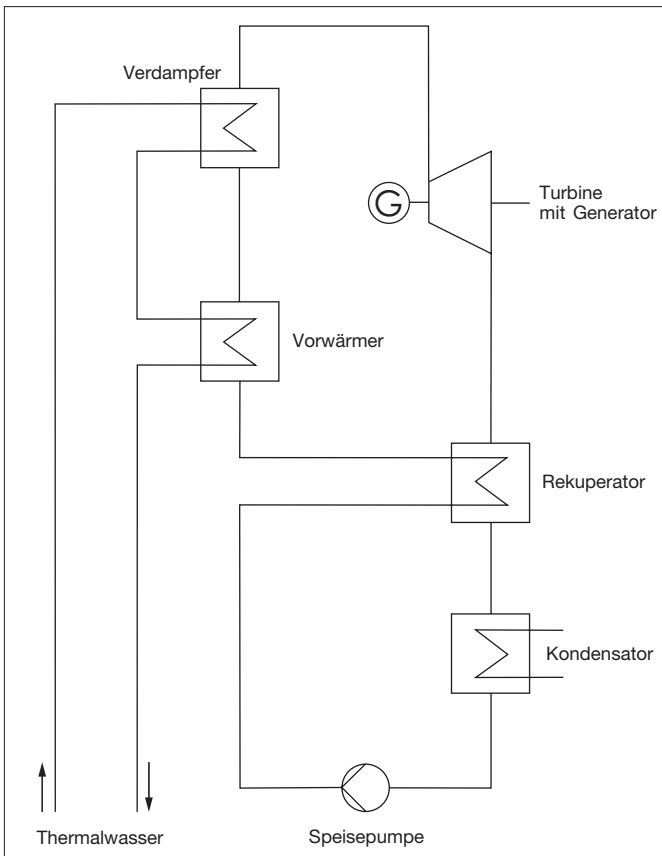


Bild 8. Verfahrensschema des ORC-Prozesses.

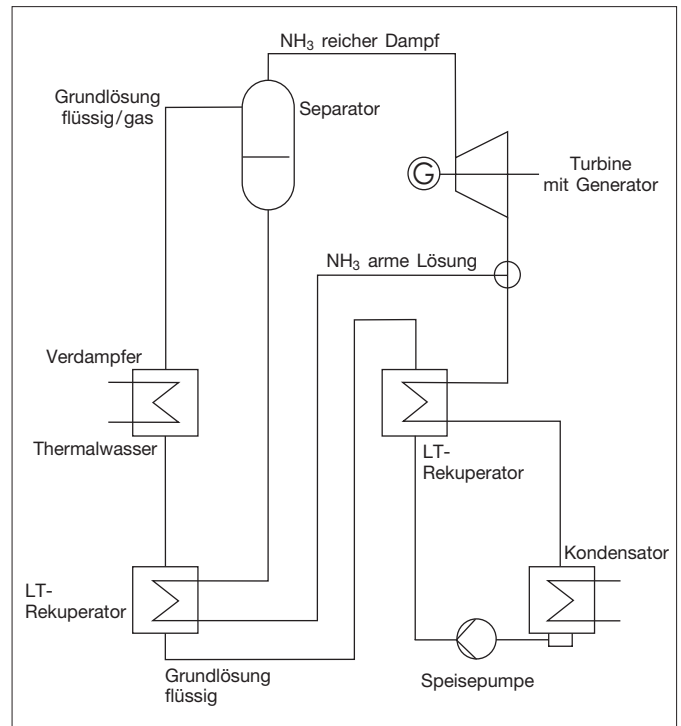


Bild 9. Verfahrensschema des Kalina-Prozesses.

Effizienz des Kraftwerksprozesses ohne Einschränkungen bei der Zuverlässigkeit ein Schlüssel ist, die geothermische Stromerzeugung in Richtung Wirtschaftlichkeit zu entwickeln. Hierfür können die Investitionskosten für die Anlage auch deutlich steigen, weil über 70% der Gesamtinvestitionen eines geothermischen Kraftwerkes für den untertägigen Bereich veranschlagt werden müssen. Somit muss es Ziel sein, die zur Verfügung stehende Energie, die unter den gegebenen geologischen Bedingungen nur mit großem Aufwand gewonnen werden kann, mit maximaler Effizienz zu nutzen. Vor diesem Hintergrund sind zudem KWK-Anwendungen zu bevorzugen, bei denen in z. B. Nahwärmenetzen das Thermalwasser nach vollständiger Abarbeitung im Kraftwerksprozess auf einem Temperaturniveau von 60 bis 80 °C genutzt werden kann. Eine Wärmeauskopplung auf höherem Temperaturniveau reduziert die Effizienz des Kraftwerksprozesses signifikant und ist nicht empfehlenswert. Die Nasskühlung ist der Trockenkühlung vorzuziehen, wenn es der Standort des Kraftwerkes ermöglicht. Hierdurch wird zum einen der Eigenbedarf des Kraftwerkes – ohne die Pumpen des Thermalwasserkreislaufes – deutlich reduziert und die Effizienz des Prozesses erhöht. Der Einfluss eines Scale-up (Leistungsbereich zwischen 500 kW und 5 MW) auf die Effizienz ist vergleichsweise gering, der Einfluss auf die spezifischen Investitionskosten hingegen signifikant.

Risikoabschätzung

An erster Stelle der Risikoabschätzung steht eine möglichst genaue Beschreibung des zu erwartenden Reservoirs, aus dem das heiße Wasser gefördert werden soll. Die Geologie spielt somit die entscheidende Rolle für die Geothermie und ist nach wie vor mit dem größten Unsicherheitsfaktor behaftet. Die Temperaturverteilung im Untergrund kann oft mit hinreichender Genauigkeit ermittelt werden. Risikofaktoren sind aber die petrophysikalischen Eigenschaften der Gesteinsformationen und damit verbunden auch das allgemeine Fündigkeitsrisiko. Insbesondere in dem durch Schollen- und Bruchtektonik stark zerlegten Oberrheingraben wird das lokal von großer Bedeutung sein. Die Gesteins- und Matrixparameter können auch kleinräumig stark variieren und damit die Nutzung einer Wärmelagerstätte wesentlich beeinflussen. Die im Rahmen eines möglichen Geothermieprojektes erste abzuteufende Bohrung sollte im Allgemeinen die Injektionsbohrung sein, weil sie die kostengünstigere Variante ist. Aus dieser Bohrung können dann auch genauere Informationen der lokalen Gegebenheiten zu Temperatur, Porosität und Permeabilität gewonnen werden.

Für die Lagerstättentechnik spielt das areale Zuflussverhalten in einer Förderbohrung die entscheidende Rolle. Hier kann es insbeson-

dere durch geologische Veränderungen (z. B. durch Erdbeben) und damit verbunden durch Porositäts- und Permeabilitätsbarrieren zu entscheidenden Beeinflussungen z. B. auf das Langzeitverhalten kommen. Für die Bohr- und Fördertechnik sind mögliche Ausfällungen („Scale-Bildung“) aus den zum Teil hochsalinaren Thermalwässern zu berücksichtigen. Diese können überall dort zustande kommen, wo es zu Temperatur- und Druckabsenkungen, wie z. B. an den Perforationen und Pumpen, kommt. Anlagentechnik und Betrieb sind vor allem durch mögliche Gasgehalte in den Thermalwässern, durch Korrosion in den Rohren und Anlagenteilen sowie ebenfalls durch Ausfällungen und Ablagerungen gefährdet. Eine genaue Kenntnis der chemischen Zusammensetzung des geförderten Thermalwassers ist für die Risikoabschätzung und Gefährdungsminderung unabdingbar.

Wirtschaftlichkeitsanalyse

Die Wirtschaftlichkeitsanalysen geothermischer Kraftwerke basieren auf den Investitionskosten für die Bohrungen, das Kraftwerk und die Tauchmotorpumpen sowie den variablen Kosten für Personal, Wartung, Eigenbedarf und Sonstiges. Die Bohrkosten sowie die späteren Betriebskosten für die Bohrungen wurden auf Basis einer Vielzahl vorliegender Daten von RWE Dea kalkuliert. Die Investitionskosten für die Tauchmotorpumpen und das Kraftwerk wurden über Richtpreisangebote bei verschiedenen Herstellern ermittelt.

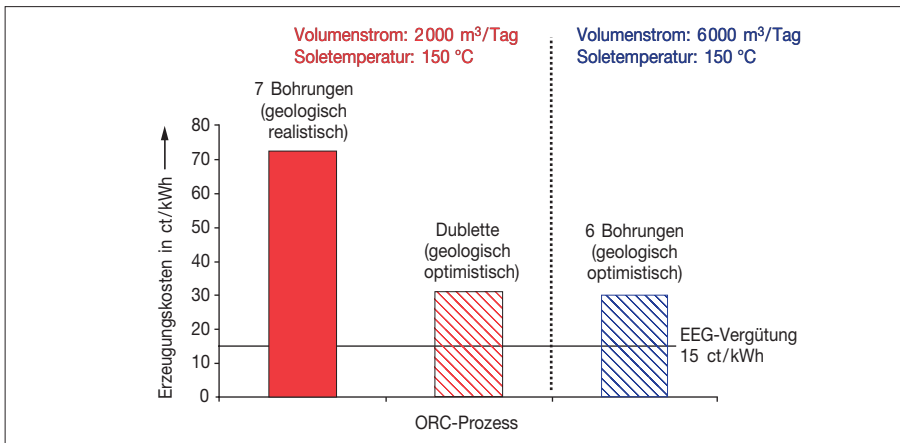


Bild 10. Erzeugungskosten geothermische Kraftwerke auf Basis des ORC-Prozess für die geologischen Bedingungen des Oberrheingrabens.

Es sind die Erzeugungskosten für unterschiedliche geologische Bedingungen und Kraftwerksgrößen bei Verwendung eines ORC-Prozesses bei konstanter Gesamtkapitalrendite errechnet worden (Bild 10). Unter geologisch realistischen Bedingungen liegen die Erzeugungskosten über 70 ct/kWh. Bei optimistischen Bedingungen, deren Eintrittswahrscheinlichkeit bei etwa 5% liegt (Bild 6), sind Erzeugungskosten von 30 ct/kWh erreichbar. Der Einfluss der Anlagengröße auf die Erzeugungskosten wird mit einer Differenz von etwa 1 ct/kWh kaum deutlich, weil die Investitionskosten für das Kraftwerk weniger als 30% der Gesamtinvestition ausmachen. Allerdings sinken die spezifischen Investitionskosten für das Kraftwerk bei einem Scale-up deutlich, sodass ein Leistungsbereich von 3 bis 5 MW angestrebt werden sollte. Aus wirtschaftlicher Sicht ist zudem die Nasskühlung der Trockenkühlung gerade in dem angesprochenen Leistungsbereich vorzuziehen, da zum einen der Eigenbedarf des Kraftwerkes reduziert wird und andererseits die Effizienz steigt. Die Auswirkungen auf die Investitionskosten sind gering. Eine Nutzung des warmen Thermalwassers nach dem Kraftwerksprozess in einem Nahwärmenetz würde die Erlöse etwas erhöhen. Eine nachhaltige Verbesserung der Wirtschaftlichkeit kann über eine Steigerung der Effizienz des Kraftwerkes erreicht werden. So bietet der Kalina-Prozess trotz deutlich höherer spezifischer Investitionskosten das Potential, die Erzeugungskosten signifikant zu reduzieren. Unter den geologischen Bedingungen des Oberrheingrabens, bei denen die geothermische Energie aufwändig gewonnen werden muss, ist die Steigerung der Effizienz bzw. der Generatorklemmenleistung weitaus wichtiger, als die Minimierung der Investitionskosten für das Kraftwerk.

Fazit und Ausblick

Die Studie hat gezeigt, dass eindeutige Vorzugsgebiete für mögliche geothermische Pro-

jekte im Oberrheingraben vorhanden sind. Die Bohr- und Fördertechnik sowie die Kraftwerkstechnik sind kein genereller Hindernisgrund bei der Entwicklung geothermischer Kraftwerke. Allerdings sind der Bau und Betrieb eines geothermischen Kraftwerkes auch in diesen Vorzugsgebieten bei weitem nicht wirtschaftlich. Neben den hohen Investitionskosten für die Erstellung der notwendigen Bohrungen sind insbesondere die Fördertechnik und der Eigenenergiebedarf erhebliche Kostenfaktoren. Es ist trotz dieses Ergebnisses nicht auszuschließen, dass bei einem geothermischen Projekt in der Region des Oberrheingrabens lokal so günstige geologische Bedingungen angetroffen werden, dass das Projekt aufgrund der hohen Einspeisevergütung des novellierten EEG wirtschaftlich sein könnte. Es handelt sich dabei aber um singuläre Effekte. Eine systematische, flächendeckende und wirtschaftliche Entwicklung der Geothermie im Oberrheingraben kann auf Basis der vorliegenden geologischen Daten zurzeit ausgeschlossen werden.

Auch wenn weltweit an hervorragenden Standorten schon Geothermie-Kraftwerke arbeiten, steht die technologische Entwicklung zur geothermischen Stromerzeugung insgesamt erst am Anfang. Schwerpunkte im Bereich der geowissenschaftlichen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten müssen in Zukunft sein:

- Umfassende Voruntersuchungen mittels (3D-)Seismik, möglichst unter Einbeziehung von Potentialmethoden zur Eingrenzung möglicher geothermischer Reservoirs. Neue seismische Processing-Methoden (z. B. das Kohärenzmapping) zur detaillierten Erkundung charakteristischer Strukturen geothermischer Reservoirs, sollten getestet werden. Spezielle Methoden zur Klufferkundung sind zu entwickeln.
- Hydraulic Fracturing von Gesteinen ist ein in der Kohlenwasserstoffindustrie,

aber auch bereits in der Geothermie vielfach angewendetes Verfahren zur Erhöhung von Fließraten aus einem Reservoir. Die Methoden des Hydraulic Fracturing müssen weiter ausgebaut und insbesondere die Nachhaltigkeit dieser Methode besser abgeschätzt werden. Die Ortung des durch Hydraulic Fracturing geschaffenen Kluftsystems erfordert die entsprechende Entwicklung eines seismischen Monitorings, das auch in Gebieten mit mächtiger Sedimentbedeckung erfolgreich zum Einsatz kommen kann.

- Enhanced Geothermal Systems müssen weiter untersucht werden. Hierunter wird die Nutzung vorhandener natürlicher Kluftsysteme in Verbindung mit künstlich geschaffenen Kluftsystemen verstanden.

Um die Wirtschaftlichkeit der Geothermie zukünftig zu verbessern, muss neben den zentralen geowissenschaftlichen Aufgaben die Effizienzverbesserung der Niedertemperaturkraftwerke Forschungsschwerpunkt sein, damit die mit großem Aufwand erschlossene Wärmequelle möglichst effektiv genutzt werden kann.

Die Untersuchungen kommen zu dem Ergebnis, dass die Stromerzeugung aus Erdwärme im Oberrheingraben höchstens eine längerfristige Perspektive hat. Heute schon energiewirtschaftlich interessant ist, Erdwärme kostengünstig oberflächennah zu nutzen und zur Gebäudeheizung einzusetzen. Energiepartrends stärken die Bedeutung der Erdwärmeheizung sowohl im privaten als auch im gewerblichen Bereich, wo sie häufig sogar zu den wirtschaftlichsten Varianten gehört.

Danksagung

Die vorliegende Publikation ist in Kurzfassung das Ergebnis einer umfassenden Machbarkeitsstudie, die ohne die engagierte und motivierte Mitarbeit eines ganzen Teams in diesem Umfang nicht hätte erstellt werden können. Wir danken auch dem Institut für Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben (GGA, Hannover) und dem Ingenieurbüro für Geothermie Neubrandenburg (GTN) für die gute Zusammenarbeit.

Literatur

- [1] Paschen, H., Oertel, D., und Grünwald, R.: Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland. Sachstandsbericht DEUTSCHER BUNDESTAG, Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung. TAB-Arbeitsbericht Nr. 84, A-Drs. 15(17)70, Februar 2003.

- [2] *Kaltschmitt, M., und Müller, M.*: Stand der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland. In: Die neue Rolle der Geothermie, Tagungsband, CD-ROM, 10. bis 12. November 2004, Landau (Pfalz). Hrsg.: Geothermische Vereinigung e. V.
- [3] *Illies, J. H.*: Bauplan und Baugeschichte des Oberrheingrabens. Oberrheinische Geologische Abhandlungen 20 (1965), S. 1–54.
- [4] *Jung, R., Ochmann, N., Thielemann, T., Röhling, S., Schellschmidt, R., Schulz, R., und Rogge, S.*: Geothermische Potentiale zur Stromerzeugung – Ressourcen in Deutschland. In: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.), Fachtagung „Geothermische Stromerzeugung – eine Investition in die Zukunft, 20./21. Juni 2002, Landau (Pfalz). Tagungsband.
- [5] *Jung, R., Röhling, S., Ochmann, N., Rogge, S., Schellschmidt, R., Schulz, R., und Thielemann, T.*: Abschätzung des technischen Potentials der geothermischen Stromerzeugung und der geothermischen Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in Deutschland. Tagungsband, 7. Geothermische Fachtagung, Waren, 6. bis 8. November 2002, S. 29–47.
- [6] *Hänel, R., and Staroste, E.*: Atlas of Geothermal Resources in the European Community, Austria and Switzerland. Publ. No. EUR 17 811 of the European Commission, Office of Official Publications of the European Communities, Luxembourg (1988).
- [7] *Deutsch, C.V., and Journal, A.G.*: GSLIB – Geostatistical Software Library and User's Guide. 2. Edition 1998. Oxford University Press, Oxford.
- [8] *Pribnow, D., und Schellschmidt, R.*: Thermal Tracking of Upper Crustal Fluid Flow in the Rhine Graben. Geophysical Research Letters 27 (2000), Vol. 13, pp. 1957–1960.
- [9] *Cläuser, C., and Villinger, H.*: Analysis of Convective and Conductive Heat Transfer in a Sedimentary Basin, Demonstrated for the Rhinegraben. Geophys. J. Int. 100 (1990), pp. 393–414.
- [10] *Köhler, S., and Saadat, A.*: Thermodynamic Modeling of Binary Cycles, Looking for Best Case Scenarios. International Geothermal Conference. Reykjavik, September 2003. Conference Proceedings.
- [11] *Piacentini, A.*: ORC-Prozess vs. Kalina-Prozess – Wirkungsgrad, Aufwand, Kosten, Nutzen. Geothermische Energie 12 (2005), H. 1/4. □

Raum für Anzeige oder Füller
Space for advert or filler

192 mm