

Mergner, Eggeling, Kölbl, Münch, Genter:

Geothermische Stromerzeugung: Bruchsal und Soultz-sous-Forêts



Geothermische Stromerzeugung: Bruchsal und Soultz-sous-Forêts

Dipl.-Ing. Hanna Mergner, Forschung und Innovation, Projektmanager,
B.Sc. Lena Eggeling, Forschung und Innovation, Projektmanager,
Dr. Thomas Kölbl, Forschung und Innovation, Senior Manager,
Professor Dr. Wolfram Münch, Forschung und Innovation, Bereichsleiter,
alle: EnBW, Energie Baden-Württemberg AG, Karlsruhe, Deutschland



Dr. Albert Genter, Scientific Coordinator, G.E.I.E. EMC, Soultz-sous-Forêts, Frankreich



Strom und Wärme aus Geothermie in Regionen mit besonderen geologischen Verhältnissen nehmen seit mehr als hundert Jahren ihren Platz im Versorgungsmix ein. Aber auch unter den für Mitteleuropa typischen Bedingungen gewinnt die Nutzung der Erdwärme zur Energieversorgung zunehmend an Bedeutung. Exemplarisch seien hier die beiden Geothermiekraftwerke im elsässischen Soultz-sous-Forêts und im badischen Bruchsal genannt, die im Jahr 2008 respektive 2009 in Betrieb genommen wurden. Im Hinblick auf die jeweils eingesetzten Technologien sind die beiden Standorte komplementär: Während auf der deutschen Seite ein natürliches Heißwasservorkommen in vergleichsweise geringer Tiefe von 2.000 bis 2.500 m genutzt wird, dient bei dem französischen Schwesterprojekt ein in 5.000 m Tiefe mittels hydraulischer und chemischer Stimulation künstlich entwickeltes Reservoir als Energiequelle. Die Anlage in Soultz bedient sich vier Bohrungen, wobei das geförderte Thermalwasser Temperaturen um 165 °C aufweist. In Bruchsal handelt es sich dagegen um eine klassische Doublette mit einer Fördertemperatur am Bohrlochkopf um circa 124 °C. Auch die Stromerzeugungsanlagen weisen signifikante Unterschiede auf. Zwar kommen an beiden Standorten Systeme nach dem Binary-Cycle-Prinzip zum Einsatz, jedoch wurde in Soultz ein Organic-Rankine-Cycle- (ORC-) Prozess installiert, in Bruchsal dagegen einer Anlage nach dem Kalina-Verfahren der Vorzug gegeben. Gemeinsam ist den beiden Projekten der Forschungscharakter. Korrosion, die Vermeidung von Ausfällungen und die Optimierung aller Anlagenteile stehen dabei im Mittelpunkt. Auch wenn beide Anlagen im Hinblick auf die Stromgestehungskosten bereits heute durchaus im Bereich anderer Stromerzeugungsanlagen mit erneuerbarer Energie als Quelle liegen, bleibt es das vorrangige Ziel aller Forschungsarbeiten, die Stromgestehungskosten innerhalb einer Dekade auf etwa 10 ct/kWh abzusenken und die hohe Verfügbarkeit von Geothermiekraftwerken sicherzustellen.



Geothermal power generation: Bruchsal and Soultz-sous-Forêts: For more than 100 years geothermal heat and power production has been an important part of the share of energy in areas with outstanding geological conditions. Also under the typical conditions in Middle Europe the geothermal energy gains in importance. In the following, we focus on two geothermal power plants located in the Upper Rhine Valley: Soultz-sous-Forêts and Bruchsal, commissioning in 2008 and 2009. By comparing both sites the big difference lies in the technology used for extracting hot thermal water: while the German plant in Bruchsal has access to a natural hot water source in a relatively low depth of 2,000 to 2,500 m, the French sister project performs by chemical and hydraulic stimulation a man-developed reservoir as energy source in a depth of 5,000 m. The plant in Soultz consists of four wells with a wellhead temperature of 165 °C. In Bruchsal a typical geothermal doublet is used where the thermal brine has a wellhead temperature of about 124 °C. Also the power plants show significant differences. On both locations binary-cycles are responsible for power generation, but in Soultz a regular Organic-Rankine-Cycle (ORC) is installed, in Bruchsal a Kalina-Cycle is in operation. What both projects have in common is their research character. Corrosion, the prevention of scalings and the optimization of all plant's components are in the focus of many research projects. Even so the electricity generation costs can already compete with other renewable energies by today, the reliable availability of geothermal power plants and the reduction of the power generation costs to 10 ct/kWh in the next decade is the current goal of the entire research effort.



Regionen mit vulkanischen Aktivitäten, also bevorzugt die Ränder tektonischer Platten, sind für die Nutzung der Geothermie zur Strom-/Wärmeversorgung besonders attraktiv. Aber auch im vergleichsweise wenig bevorzugten Mitteleuropa stellt die Geothermie eine wichtige Option zur Energieversorgung aus erneuerbarer Quelle dar. Mit dem Norddeutschen Becken, dem Molassebecken und dem Oberrheingraben stehen innerhalb Deutschlands drei Regionen zur Verfügung, die sich aufgrund ihrer überdurchschnittlich hohen Temperaturzunahme mit der

Tiefe respektive entsprechender Thermalwasservorkommen besonders gut für Geothermiekraftwerke eignen. Exemplarisch sollen im Folgenden zwei Geothermieanlagen, die im Oberrheingraben angesiedelt sind, vorgestellt werden:

- ➔ Soultz-sous-Forêts und
- ➔ Bruchsal.

Geologie im Oberrheingraben

Der Oberrheingraben ist eine circa 300 km lange, 35 bis 40 km breite NNO-SSW-streichende, intra-

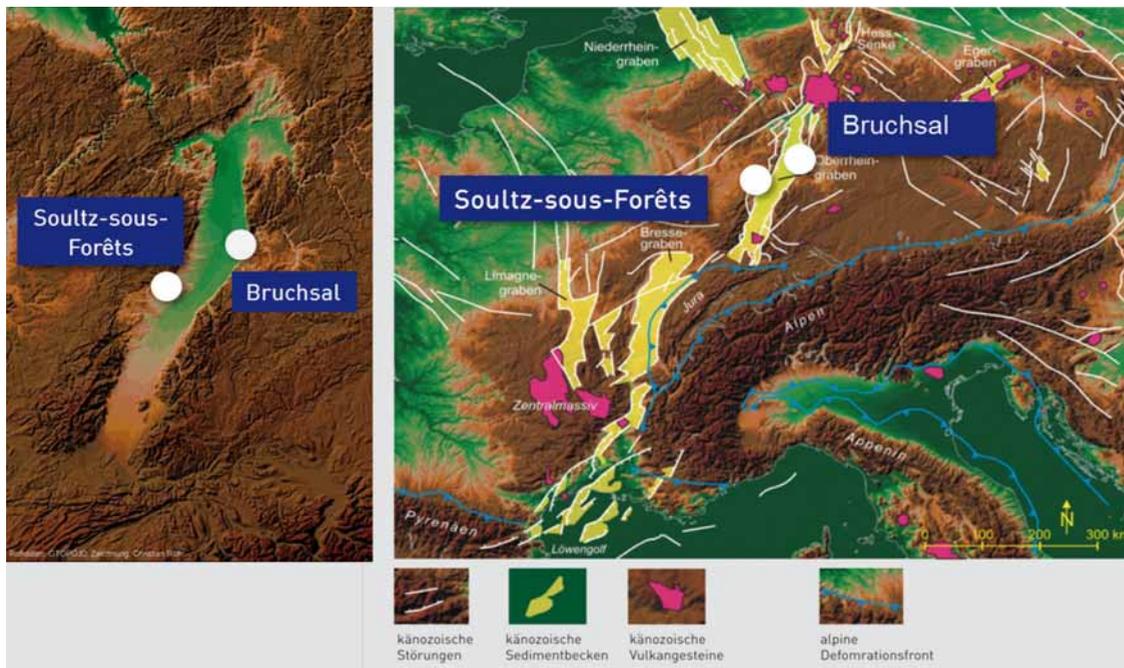


Bild 1. Geologische Lage der Geothermiekraftwerke Soutz-sous-Forêts und Bruchsal im Oberrheingraben.

(Quelle: Röhr, 2007).

kontinentale Extensionsstruktur. Als potenzielle Thermalwasserhorizonte werden innerhalb der Sedimentlagen der Obere Muschelkalk und der Buntsandstein angesehen. Im südlichen Teil des Oberrheingrabens kann zudem auch der Hauptrogenstein einen vielversprechenden Horizont für Wärmeversorgungsanlagen darstellen. Besonders im Bereich der Grabenrandverwerfungen ist der Untergrund von einem komplexen geologisch-tektonischen Strukturinventar durchzogen [1]. Parallel zu den Haupttrandverwerfungen finden sich eng gestaffelte NNO-SSW-verlaufende Störungen. Entlang dieser Verwerfungen bildeten sich Staffelbrüche mit einem vertikalen Gesamtversatz von mehreren tausend Metern.

Soutz-sous-Forêts liegt am westlichen Rand des Oberrheingrabens zwischen Strasbourg und Karlsruhe (Bild 1). Aufgrund natürlicher Erdölquellen und der damit verbundenen umfangreichen Bohrarbeiten sind der Aufbau des Deckgebirges und die Temperaturverteilung in diesem Gebiet sehr gut bekannt. Sowohl die Datenauswertung als auch die Darstellung in Isothermenplänen machen ausgeprägte geothermische Anomalien für den Oberrheingraben deutlich. Mit 100 bis 120 mW/m² ist die geothermische Wärmestromdichte in Soutz-sous-Forêts etwa doppelt so hoch wie im europäischen Mittel [2].

Die Region um Bruchsal – circa 20 km nördlich von Karlsruhe – nahe der östlichen Grabenrandverwerfung spiegelt den vielschichtigen Evolutionsprozess des Oberrheingrabens mit einem komplexen geologisch-tektonischen Strukturinventar wieder (Bild 1). Das lokale Störungssystem setzt sich aus zwei unterschiedlich orientierten

Komponenten zusammen: Zum einen treten eng gestaffelte NNO-WSW streichende Störungen auf, zum anderen wurden mit reflexionseismischen Untersuchungen senkrecht dazu streichende Verwerfungen nachgewiesen, welche als spät-eozäne Transferstörungen gedeutet werden können. Eine dieser Transferstörungen ist für den vertikalen Versatz der Landpunkte der Injektions- und Produktionsbohrung um mehrere hundert Meter verantwortlich.

Der Buntsandstein stellt in Bruchsal das hydrothermale Reservoir dar. Die Gebirgsdurchlässigkeit dieser Einheiten ist ganz wesentlich von einem ausgeprägten Kluft- und Störungssystem geprägt und wird zusätzlich von einer durchflusswirksamen Matrixporosität (5 bis 7 %) beeinflusst [3].

Geothermische Nutzungssysteme

Alle deutschen Geothermiekraftwerke werden von natürlichen Heißwasservorkommen gespeist. Dabei wird das heiße Tiefenwasser über eine Produktionsbohrung zu Tage gefördert und nach dessen thermischer Nutzung im Kraftwerk über eine zweite Bohrung wieder dem Reservoir zugeführt (Doublettenbetrieb). Auf diese Technologie greift man auch in Bruchsal zurück (Bild 2). Am geothermischen Energiepotenzial in Deutschland weisen natürliche Reservoirs jedoch lediglich einen Anteil von etwa 5 % auf. Die verbleibenden 95 % sind an heiße, aber weitgehend trockene Tiefengesteine gebunden [4]. Dieses Potenzial lässt sich mit den so genannten Enhanced Geothermal Systems (EGS) erschließen (Bild 2). Hierunter ist das Erweitern von präexistierenden Kluft- und Störungsflächen durch das Einpressen großer

Mergner, Eggeling, Kölbl, Münch, Genter:
Geothermische Stromerzeugung: Bruchsal und Soultz-sous-Forêts

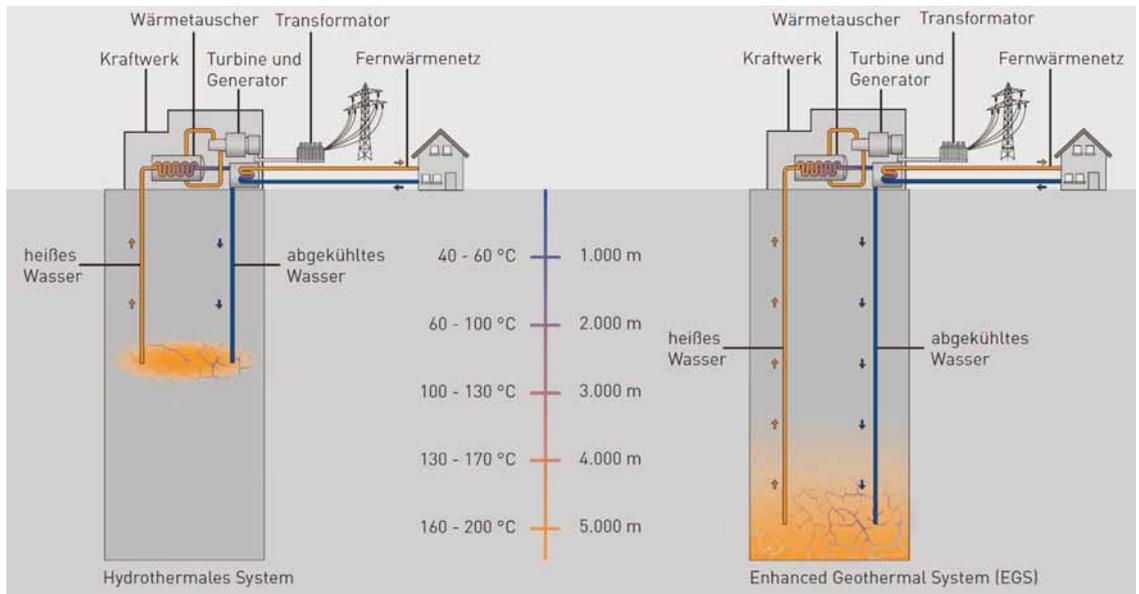


Bild 2. Verfahren zur Energiegewinnung aus Erdwärme: hydrothermale Systeme (links) und Enhanced Geothermal Systems (EGS) (rechts).

(Quelle: EnBW)

Wassermengen unter hohem Druck zu verstehen. Ziel dieser auch als Stimulation bezeichneten Technik ist die Entwicklung eines hinreichend großen künstlichen Wärmetauschers im Untergrund. Unterstützend wirken dabei Scherbewegungen entlang von Kluftoberflächen, sodass auch nach der Stimulation die künstlich hergestellten Wasserwegsamkeiten aufgrund der Unebenheiten der Kluftoberflächen selbstabstützend geöffnet bleiben (Bild 3).

Der Prozess der hydraulischen Stimulation ist von einer großen Zahl mikroseismischer Ereignisse begleitet, die mit geeigneten Monitoringsystemen messbar sind und mit Computerverfahren in Echtzeit verortet werden können. Jeder farbige Punkt in Bild 4 markiert ein mikroseismisches Ereignis, das während der verschiedenen Stimula-

tionsphasen zwischen den Jahren 2000 und 2004 im elsässischen Soultz-sous-Forêts gemessen wurde. Insgesamt wurden mehrere zehntausend Einzelevents gemessen [5].

Ergänzend zu hydraulischen Maßnahmen kann eine chemische Stimulation zur gesteuerten Entwicklung eines künstlichen Reservoirs eingesetzt werden. Bekannt ist vor allem der Einsatz von Salz- und Flusssäure, um karbonatische oder silikatische Ausfällungen in den Klüften aufzulösen. Auch in Soultz-sous-Forêts wurde verschiedentlich und mit unterschiedlichem Erfolg mit chemischen Stimulationen experimentiert [6]. Beide Stimulationsverfahren zusammen haben die Permeabilität des ursprünglich nur sehr gering durchlässigen kristallinen Grundgebirges um etwa den Faktor 20 verbessert, der weit überwiegende Anteil daran ist auf die hydraulischen Maßnahmen zurückzuführen.

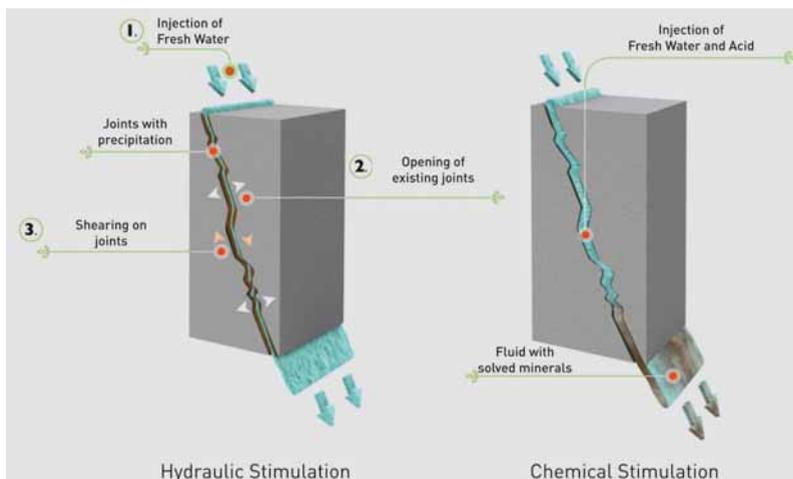
Das im Jahr 2008 in Betrieb genommene Geothermiekraftwerk in Soultz-sous-Forêts ist der erste Prototyp seiner Art und wird heute gemeinsam von den Energieversorgern EdF, EnBW, ES, STEAG und Pfalzwerke betrieben. Das Projekt wird zudem von der französischen Agentur für Umwelt- und Energiewirtschaft (ADEME) und dem deutschen Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) gefördert. Gegenstand der aktuellen Projektphase ist die Erprobung des Kraftwerkbetriebs. Einen besonderen Schwerpunkt bilden dabei Korrosions- und Ausfällungserscheinungen.

Hydrochemische Eigenschaften der Thermalwässer

Nicht grundlos wird bei den Geothermieprojekten in Soultz-sous-Forêts und Bruchsal ein Untersuchungsschwerpunkt auf die hydrochemische

Bild 3. Schematische Darstellung der hydraulischen und chemischen Stimulation.

(Quelle: G.E.I.E., 2011)



Zusammensetzung der Wässer gelegt: Korrosion im Bereich der oberirdischen Anlagenteile und im Besonderen auch Ausfällungen als Folge geänderter thermodynamischer Zustandsgrößen im Thermalwassersystem können Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Kraftwerks haben.

Unabhängig vom geothermischen Nutzhorizont für die Stromerzeugung sind die Tiefenwässer des Oberrheingrabens mit etlichen 10 g/l TDS stark mineralisiert. Ein eindeutiger Tiefentrend der Salinität kann im Oberrheingraben nicht beobachtet werden [7]. Grundsätzlich zeigen die Thermalwässer in Soultz-sous-Forêts und Bruchsal – obwohl jeweils aus unterschiedlichen Nutzhorizonten gewonnen – jedoch auf den ersten Blick eine große Ähnlichkeit hinsichtlich ihrer Zusammensetzung. PRIBNOW et al. führen dies auf die intensive tektonische Zergliederung des Oberrheingrabens zurück, die es den Wässern gestattet, auf Störungsflächen zwischen den einzelnen Nutzhorizonten zu vagabundieren [8].

Die tiefen Thermalwässer im Oberrheingraben sind dem Na-Cl-Typ zuzuordnen. Sie sind reich an verschiedenen Schwermetallen wie etwa Arsen und Blei. Der pH-Wert liegt bei etwa 5. Das Bild 5 zeigt einen Vergleich der chemischen Hauptkomponenten der geothermischen Fluide an den Standorten Bruchsal und Soultz-sous-Forêts. Auffällig ist die ähnliche Konzentrationsverteilung bei unterschiedlichen Nutzhorizonten und vergleichsweise großer Distanz zwischen den Standorten.

Die chemische Zusammensetzung des Thermalwassers in Soultz-sous-Forêts stellt ohnehin eine Besonderheit dar. Im Zuge der hydraulischen Stimulation wurden große Mengen gering mineralisierten Oberflächenwassers in das künstliche Reservoir in 5.000 m Tiefe verpresst. Dadurch kam es zu einer Verdünnung von ursprünglicher Sole und Frischwasser. Durch Vermischungs- und Lösungsprozesse hat das Wasser im Bereich des künstlichen Wärmetauschers zwischenzeitlich beim Salzgehalt wieder erheblich zugelegt. Diese Entwicklung hält auch heute noch an und wird intensiv untersucht.

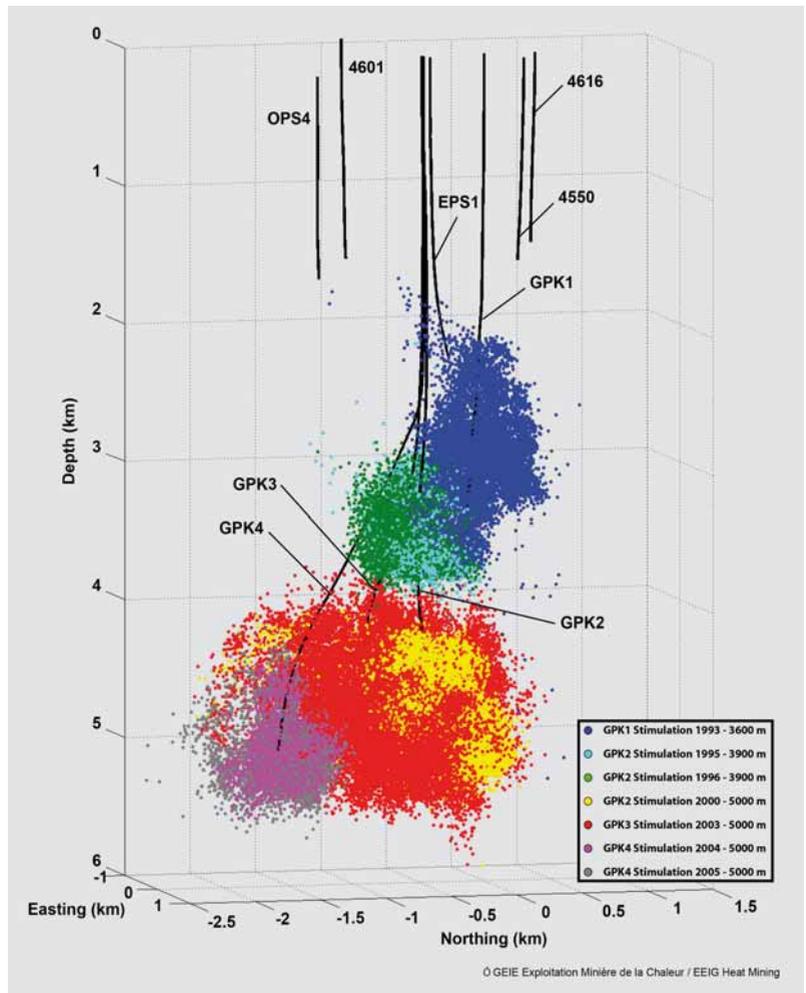


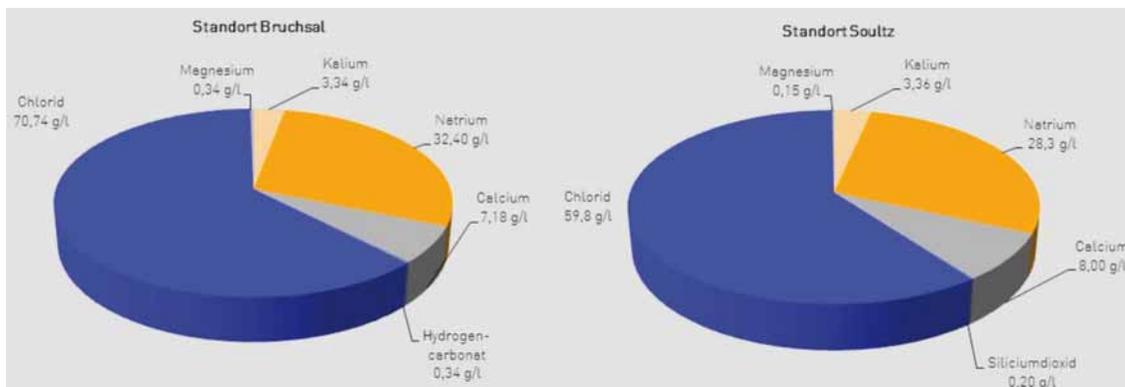
Bild 4. Seismische Ereignisse während der einzelnen hydraulischen Stimulationsphasen am EGS-Standort in Soultz-sous-Forêts.

(Quelle: GEIE)

Neben der Mineralisierung ist der Gasgehalt der Thermalwässereine weitere Herausforderung für den Betrieb geothermischer Anlagen. Am Standort in Bruchsal beträgt das Verhältnis von wässriger Phase zur Gasphase in etwa 1:1,6. Mit über 90 Vol.-% stellt Kohlendioxid die Hauptkomponente [9]. Der hohe Kohlendioxidgehalt

Bild 5. Chemische Zusammensetzung der Tiefenwässer des Oberrheingrabens: Bruchsal (links), Soultz-sous-Forêts (rechts).

(Quelle der Daten: KIT, 2010 & G.E.I.E, 2010)



Mergner, Eggeling, Kölbl, Münch, Genter:

Geothermische Stromerzeugung: Bruchsal und Soultz-sous-Forêts



Bild 6. Aktivitätskonzentrationen der untersuchten Radionuklide der ^{238}U , ^{235}U und ^{232}Th -Zerfallsreihe der Tiefenwässer aus Bruchsal und Soultz-sous-Forêts.

(Quelle: Eggeling, 2010)

führt in den übertägigen Anlagenteilen, auch wenn dort ein Mindestdruck von 20 bar gehalten wird, zu verschiedenen betrieblichen Herausforderungen. Als Beispiel sei die Verschlechterung des Wärmeübergangs im Wärmetauscher durch Gasansammlungen genannt. Zudem wird lokal in den übertägigen Verbindungsleitungen die Entmischung von wässriger und gasförmiger Phase beobachtet. Verluste an Kohlendioxid oder lokale Druckabsenkungen führen zu Ausfällungen in relevantem Umfang. Es wird daher am Standort großer Wert darauf gelegt, das mit dem Thermalwasser geförderte Kohlendioxid vollständig in das Reservoir in 2.000 m Tiefe zurückzuspeisen.

Seismisches Monitoring

Während der Errichtung und des Betriebs eines Geothermiekraftwerks kann es zu mikroseismischen Ereignissen, das heißt Erschütterungen der Erde kommen. Anthropogen induzierte seismische Ereignisse sind keine neue Erscheinung und beispielsweise aus dem Bergbau sowie bei der Förderung von Kohlenwasserstoffvorkommen beziehungsweise bei der Injektion von Abwässern in große Tiefen bekannt.

Ein wesentlicher Mechanismus bei der Entstehung von Mikrobeben bei geothermischen Projekten liegt wie bei anderen Fluidinjektionen im Versagen des Gesteins aufgrund des erhöhten Porenwasserdrucks und der damit verbundenen Reduktion der Normalspannung. Als Folge können Scherbewegungen entlang bereits vorhandener Schwächezonen auftreten oder gar neue Bruchflächen gebildet werden. Mithilfe seismischer Monitoringsysteme kann die Entwicklung mikroseismischer Ereignisse kontinuierlich überwacht werden. Die Installation eines Echtzeit-Monitorings bietet dabei die Option, ein genaues Bild des räumlichen und zeitlichen Verhaltens der Bruchentwicklung im Reservoir während der hydraulischen Stimulation zu erhalten.

Monitoring der natürlichen Radioaktivität

In Abhängigkeit von den geologischen Gegebenheiten werden in den hochmineralisierten Tiefenwässern natürliche Radionuklide mit Aktivitäten von einigen 10 Bq/l beobachtet. Damit liegt die Aktivität um mehrere Größenordnungen über denen deutscher Trinkwässer, welche Aktivitäten in einem Bereich von 0,001 bis 0,1 Bq/l aufweisen [10].

Bei der geothermischen Nutzung der Tiefenwässer kommt es durch Interaktionsprozesse an Fest-Flüssig-Grenzen in Abhängigkeit der jeweiligen physikalischen Eigenschaften zur Fraktionierung der Radionuklide einer Zerfallsreihe. Infolgedessen weisen die geförderten Tiefenwässer ein starkes radioaktives Ungleichgewicht auf, das von den Radiumisotopen ^{226}Ra , ^{228}Ra und ^{224}Ra dominiert wird. Das Bruchsaler Thermalwasser weist zudem eine relativ hohe Aktivitätskonzentration an ^{222}Rn auf (Bild 6). Die erhöhten Radiumkonzentrationen im Thermalwasser können auf den hohen Chloridgehalt der Tiefenwässer und damit auf die Bildung von Radium-Chlorid-Komplexen zurückgeführt werden. Unter reduzierenden Bedingungen werden zudem Eisen- und Manganoxide beziehungsweise -hydroxide gelöst, an welchen Radium adsorptiv gebunden ist [11].

Beim Durchgang durch die Anlage ändern sich die thermodynamischen Parameter des Fluids. Als Folge können Ablagerungen in den übertägigen Anlagenkomponenten beobachtet werden, in denen sich je nach mineralogischer Zusammensetzung Radionuklide anreichern. Während Karbonate nur in einem geringen Maß zum Einbau von Radionukliden neigen, werden besonders in Baryt-Coelestin-Mischkristallen ($(\text{Ba},\text{Sr})\text{SO}_4$) erhöhte spezifische Aktivitäten gemessen. Dieses Phänomen ist auf das chemisch analoge Verhalten von Radium (^{226}Ra , ^{228}Ra , ^{224}Ra) zu Barium und Strontium zurückzuführen. Daneben können bleihaltige Ablagerungen wie

beispielsweise Galenit (PbS), neben den stabilen Isotopen des natürlich vorkommenden Bleis, auch das radioaktive ^{210}Pb enthalten [12]. Der Anreicherung natürlich vorkommender Radionuklide kann durch regelmäßige Reinigungen betroffener Anlagenkomponenten (Filter, Wärmetauscher) beziehungsweise durch den Einsatz geeigneter Inhibitoren entgegengewirkt werden.

Kraftwerkstechnik zur Stromerzeugung

Für die Stromerzeugung aus Wärme auf niedrigem Temperaturniveau bedient man sich an beiden Standorten des Binary-Cycle-Prinzips. Die Energie des Thermalwassers wird nicht direkt über eine Turbine genutzt, sondern über einen Wärmetauscher auf einen Sekundärkreislauf übertragen, der vom Prozess her vergleichbar mit dem eines konventionellen Kohle- oder Biomassekraftwerks ist. Die Besonderheit der Prozesse liegt in der Wahl des Arbeitsmediums. Eingesetzt werden meist Fluide mit im Vergleich zu Wasser bei gleichem Druck niedrigen Siedepunkten. Der CARNOT-Faktor, das theoretische Effizienzmaximum eines Kreisprozesses, ist ausschlaggebend für die geringen Wirkungsgrade binärer Kreisprozesse auf niedrigem Temperaturniveau. Bei Thermalwassertemperaturen kleiner $200\text{ }^\circ\text{C}$ und einer Umgebungstemperatur von $20\text{ }^\circ\text{C}$ kann ein maximaler Wirkungsgrad von knapp 40% erreicht werden (Bild 7).

Derzeit werden zwei unterschiedliche Prozesse genutzt: der ORC-Prozess, wie er in Soultz installiert wurde, und der Prozess nach dem KALINA-Verfahren, der in Bruchsal für die Stromerzeugung verantwortlich ist. Das Prinzip beider Verfahren ist das gleiche: Das Arbeitsfluid wird auf hohem Druckniveau durch Wärmezufuhr verdampft und in einer Turbine entspannt, die den Generator zur Stromerzeugung antreibt. Der entspannte Dampf wird in einem Kondensator verflüssigt und, um den Kreislauf zu schließen, mit einer Pumpe auf das ursprüngliche Druckniveau gebracht und erneut dem Verdampfer zugeführt. Zusätzlich kommt meist noch ein Rekuperator zum Einsatz, der die Wärme aus dem heißen Abdampf der Turbine zurückgewinnt und damit das kalte Kondensat vorwärmt.

Der entscheidende Unterschied beider Systeme liegt in der Wahl des Arbeitsmediums: Während bei einem ORC-Prozess ein organisches Fluid, meist reine Kohlenwasserstoffe oder Kältemittel, zum Einsatz kommt, arbeitet eine KALINA-Anlage mit einem Zwei-Stoff-Gemisch aus Ammoniak und Wasser. Durch den Einsatz eines Gemischs, bei dem die einzelnen Komponenten unterschiedliche Siedepunkte aufweisen, verläuft der Prozess bei der Kondensation und Verdampfung nicht-isotherm. Somit kann sich das Wärme aufnehmende Arbeitsmedium besser an die Wärmequelle anpassen und die abgegebene Wärme besser auf den Prozess übertragen werden (Bild 8). Die Fläche zwischen dem Thermalwasser und Arbeitsmedium in einem

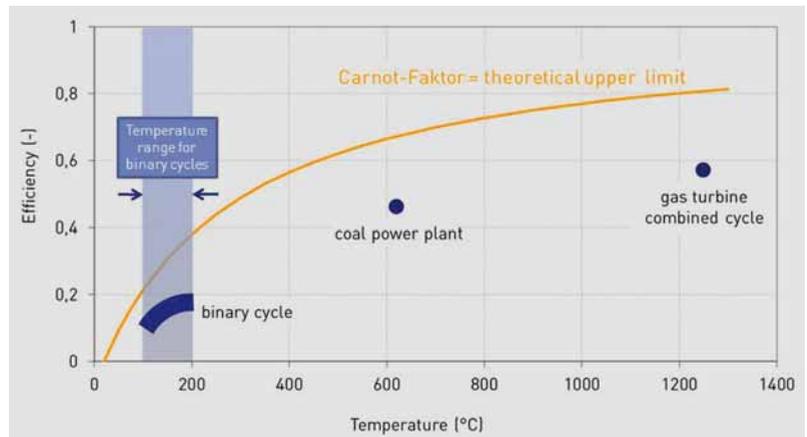


Bild 7. Typische Wirkungsgrade verschiedener Kraftwerke.

(Quelle: EnBW)

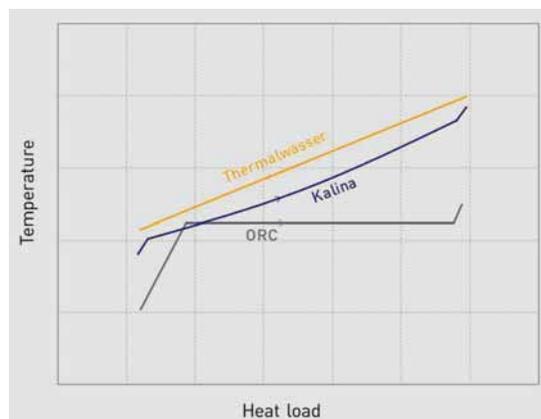


Bild 8. Schematische Darstellung des abkühlenden Thermalwassers und der wärmeaufnehmenden Arbeitsmittel während der Wärmeübertragung in einem Gegenstromwärmetauscher.

(Quelle: ORC und Kalina sowie EnBW)

T-h-Diagramm stellt die Verluste dar und lässt somit auch auf den Wirkungsgrad schließen. Wegen der niedrigen Verdampfungstemperaturen wird das Ammoniak-Wasser-Gemisch im KALINA-Prozess nicht vollständig verdampft. Aufgrund der unterschiedlichen Siedetemperaturen von Wasser und Ammoniak reichert sich die leichter siedende Komponente (Ammoniak) im Dampfanteil an, die schwerer siedende Komponente (Wasser) in der flüssigen Phase. Die ammoniakarme Flüssigkeit wird über einen Separator abgetrennt und an der Turbinen vorbeigeleitet, während der ammoniakreiche Dampf die Turbine antreibt (Bild 9). Trotz seiner thermodynamischen Vorteile konnte sich das komplexere KALINA-Verfahren in den letzten Jahren gegenüber dem einfachen ORC-Verfahren nicht durchsetzen. Die Tabelle 1 gibt eine Übersicht wichtiger Eckdaten der beiden Binär-Kraftwerke Soultz und Bruchsal.

Wirtschaftlichkeit geothermischer Anlagen

Die Stromgestehungskosten der Geothermieanlagen im Oberrheingraben liegen derzeit

Mergner, Eggeling, Kölbel, Münch, Genter:
Geothermische Stromerzeugung: Bruchsal und Soultz-sous-Forêts

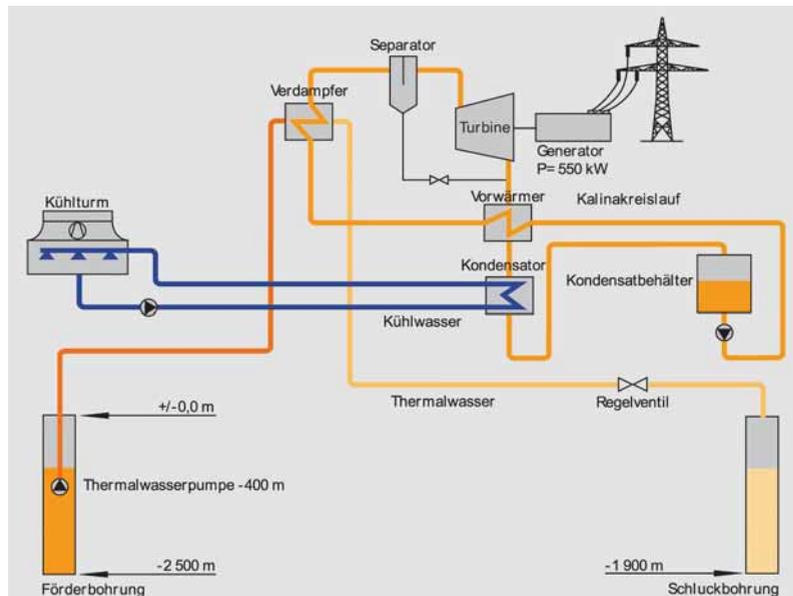


Bild 9. Schematische Darstellung der Geothermieanlage in Bruchsal.

(Quelle: EnBW)

zwischen 19 und 36 ct/kWh [13]. Damit sich die Geothermie unter den erneuerbaren Energien durchsetzen kann, gilt es, die Kostensituation zu verbessern. Aufgrund des hohen Optimierungspotenzials hinsichtlich der eingesetzten Technologien sollten, sowohl auf Investitions- als auch auf Betriebsseite, die Kosten in den kommenden Jahren erheblich reduziert werden können. Durch die Weiterentwicklung der Technologie, konzeptionelle Verbesserungen und die Nutzung von Synergieeffekten konnten in den letzten 10 Jahren bereits wesentliche Kostenreduktionen erzielt werden.

Die Bohrkosten, welche mehr als 50 % der Investition ausmachen, waren in der Vergangenheit für relativ hohe Stromgestehungskosten verantwortlich. Erfahrungen aus dem Bereich der Erschließung unkonventioneller Gasvorkommen (Shale Gas) zeigen jedoch, dass dort die Bohrkosten innerhalb von zehn Jahren um

mehr als 40 % reduziert werden konnten. Von zentraler Bedeutung sind dabei nicht zuletzt die stete Optimierung des Bohrmanagements, das Ausnutzen von Synergien und mit zunehmender Bohrungsdichte das immer besser werdende Verständnis der lokalen Geologie. Besonders deutlich wird dieser Lerneffekt beim Abteufen mehrerer Bohrungen im selben Untersuchungsfeld. Hierbei konnte in der Praxis eine deutliche Senkung der Bohrkosten zwischen der ersten und der vierten Bohrung um etwa 25 % beobachtet werden (Bild 10) [14]. Die Bohrtiefen des Shale Gas-Sektors sind mit Geothermiebohrungen vergleichbar. Um das Synergiepotenzial bei den Bohrungen auszuschöpfen, wird künftig daher ein Trend bei der geothermischen Stromerzeugung weg vom bislang praktizierten Doublettenkonzept und hin zu „Multiple Well Systems“ erwartet. Dieses Konzept wird bereits heute in Soultz-sous-Forêts angewandt, wo aktuell vier Bohrungen in Betrieb sind [16].

Einen weiteren Ansatzpunkt zur Kostensenkung stellt der Kraftwerksbau dar. Die in Deutschland betriebenen beziehungsweise im Bau befindlichen Kraftwerke wurden und werden fast alle von verschiedenen Herstellern errichtet. Ein weltweiter Vergleich mit anderen Stromerzeugungsanlagen aus dem Niedertemperaturbereich zeigt, dass die Investitionen für die deutschen Geothermiekraftwerke keinesfalls dem Weltmarktpreisniveau entsprechen, sondern als Einzellösungen anzusehen sind.

Die laufenden Kosten eines Geothermiekraftwerks sind stark von einem störungsfreien Betrieb der Produktionspumpen abhängig. Eine Systemanalyse des EGS-Standorts in Soultz zeigt, dass sich der Kapitalwert um knapp 20 Mio. € verbessert, wenn die störungsfreie Laufzeit beider Produktionspumpen von sechs auf zwölf Monate erhöht würde [15]. Um in Zukunft längere Zeitintervalle reibungslosen Pumpenbetriebs realisieren zu können, bedarf es jedoch einiger F&E-Bemühungen, die für sich genommen jedoch keine unüberwindbare Hürde sind.

Tabelle 1. Vergleich der Eckdaten der ORC-Anlage in Soultz mit der KALINA-Anlage in Bruchsal.

	ORC in Soultz	Kalina in Bruchsal
Thermalwasser		
Vorlauftemperatur [°C]	ca. 175	ca. 123
Rücklauftemperatur [°C]	ca. 70	ca. 60
Förderrate [l/s]	ca. 25-35	ca. 24
Thermische Leistung [MW]	ca. 21	ca. 5,5
Stromerzeugungsanlage		
Arbeitsmedium	Butan	Ammoniak-Wasser-Gemisch
Kühlturm	Luftkühlung	Nasskühlturm
Wärmetauscher	Rohrbündelwärmetauscher	Plattenwärmetauscher
Turbine	Einstufige Radialturbine	Einstufige Radialturbine
Druck am Turbineneinlass [bar]	ca. 19	ca. 20
Elektrische Leistung [MW]	ca. 2,1	ca. 0,55

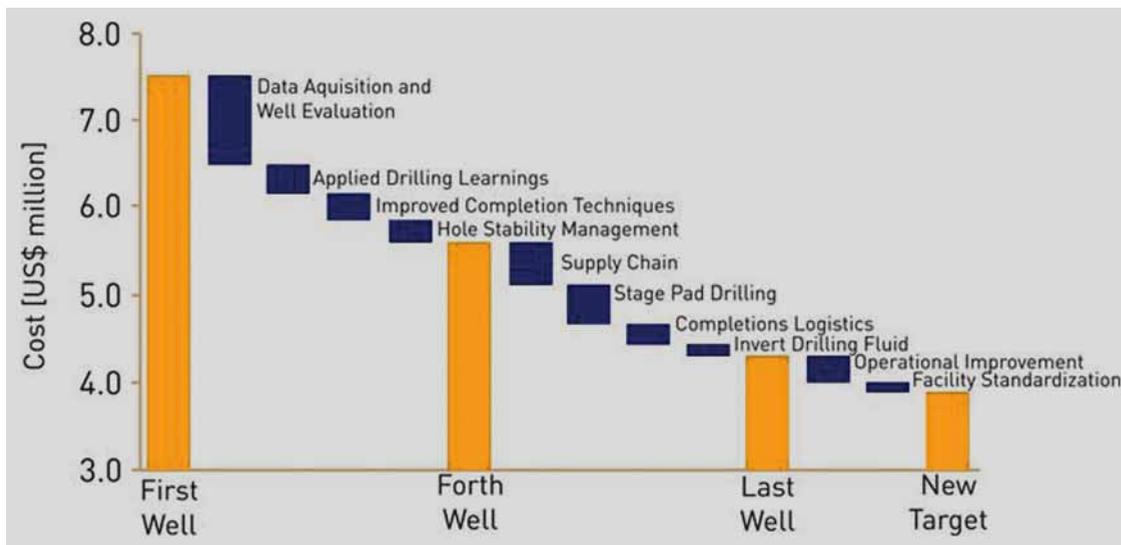


Bild 10. Entwicklung der Bohrkosten am Shale-Gas-Standort „Marcellus Field“.

(Quelle der Daten: EXCO Resources Inc., 2009)

Quellenverzeichnis

[1] Pflug, R.: Bau und Entwicklung des Oberrheingrabens. Erträge der Forschung 184 (145 S.), Darmstadt: Wissenschaftliche Buchgesellschaft, (1982).

[2] Orywall, P.; Kölbl, T.; Münch, W.; Genter, A.; Graff, J.-J.; Cuenot, N. et al.: Das EGS-Projekt Soultz-sous-Forêts: Von der Reservoirentwicklung zur Stromproduktion. Bbr Fachmagazin für Brunnen- und Leitungsbau, S. 52-59, (2009).

[3] Fischer, T.: Hydraulische Versuche unter geothermalen Bedingungen am Beispiel der Geothermieanlage Bruchsal im Rahmen des LOGRO-Projektes. Unveröff. Diplomarbeit (97 S), Karlsruher Institut für Technologie KIT, Institut für Angewandte Geowissenschaften AGW, Karlsruhe, (2010).

[4] Paschen, H.; Oertel, D.; Grünwald, R.: Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland. Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB), Arbeitsbericht Nr. 84, (128 S.), (2003).

[5] Cuenot, N.; Fauchner, J.-P.; Fritsch, D.; Genter, A.; Szablinski, D.: The European EGS project at Soultz-sous-Forêts: from extensive exploration to power production. IEEE Power Engineering Society General Meeting, S. 1-8, (2008).

[6] Nami, P.; Schellschmidt, R.; Schindler M.; Tischner T.: Chemical Stimulation operations for reservoir development of the deep crystalline HDR/EGS system at Soultz-sous-Forêts (France). Proceedings, 32nd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, January 28-30, 2008, Stanford, California, USA, (2008).

[7] Wolfgramm, M.; Seibt, A.: Zusammensetzung von Tiefenwässern in Deutschland und ihre Relevanz für geothermische Anlagen. Geothermiekongress 2008 Bochum, (14 S), (2008).

[8] Pribnow, D.; Clauser, C.; Elsass, P.; Genter, A.; Aquilina, L.; Griesshaber, E.: Heat- and fluid-flow in the Upper Rhine Graben. Geological Society of America. 29, 6, S. 133-134, (1997).

[9] Kölbl, T.; Schlagermann, P.; Münch, W.; Rettenmaier D.; Zorn, R.: Geothermiekraftwerk Bruchsal: Erste

Messergebnisse. bbr Fachmagazin für Brunnen- und Leitungsbau, Sonderheft, S. 2-7, (2010).

[10] Beyermann, M.; Bünger, T.; Gehrcke, K.; Obrikat, D.: Strahlenexposition durch natürliche Radionuklide im Trinkwasser in der Bundesrepublik Deutschland. Bundesamt für Strahlenschutz, URN 0221-20100319945, (2009).

[11] Sun, H.; Semkow, T.: Mobilization of thorium, radium and radon radionuclides in ground water by successive alpha-recoils. Journal of Hydrology, vol. 205, S. 126-136, (1998).

[12] Degering, D.; Köhler, M.; Friedrich, H.-J.: Verbundvorhaben: Langfristige Betriebssicherheit geothermischer Anlagen – Teilprojekt: Mobilisierung und Ablagerungsprozesse natürlicher Radionuklide“, (111 S.), Verein für Kernkraftverfahrenstechnik und Analytik Rossendorf e.V., (2009).

[13] Guth, A.: Monte-Carlo-Simulation der Stromgestehungskosten für Geothermie im Oberrheingraben. Unveröff. Diplomarbeit, Karlsruher Institut für Technologie KIT, Institut für Industriebetriebslehre und industrielle Produktion/Lehrstuhl für Energiewirtschaft in Studiengang Wirtschaftsingenieurwesen, Karlsruhe, (2011).

[14] Gény, F.: Can unconventional gas be a game changer in European gas markets? The Oxford Institute for Energy Studies, Oxford, (2010).

[15] Kellersmann, K.: Economic improvement of Geothermal Systems. EnBW Energie Baden-Württemberg AG Internship Report, Karlsruhe (unveröffentlicht), (2010).

[16] Genter, A.; Evans, K.; Cuenot, N.; Fritsch, D.; Sanjuan, B.: Contribution of the exploration of deep crystalline fractured reservoir of Soultz to the knowledge of enhanced geothermal systems (EGS). Comptes Rendus Geoscience, vol. 342, S. 502-516, (2010).