

Innovationsfonds Klimaund Wasserschutz

der

badenova AG & Co. KG

HeißDampfProjekt (HDP)

Machbarkeitsstudien Geothermie Oberrheingraben

Zusammenfassung und Bewertung

der Teilprojekte

Kurzfassung vom 09.06.2006



DIN EN ISO 9001:2000
Zertifikat: 01 100 019941

Fritz Planung GmbH

Zusammenfassung und Bewertung der Teilprojekte

-Kurzfassung-

In sechs bergrechtlich zugelassenen Konzessionsfeldern der badenova für Erdwärme untersuchte die Fritz Planung GmbH aus Freiburg die Machbarkeit von Projekten der Tiefengeothermie (Hydrogeothermie, HDR/HDP) zur Umsetzung für die Stromerzeugung und Wärmeversorgung. Die Geothermiestudien wurden durch den Innovationsfonds für Klima und Wasserschutz der badenova gefördert und mit zusätzlichen Mitteln der Stadt Freiburg und der Fritz Planung GmbH finanziert.

Grundlage der wirtschaftlichen Umsetzung eines geothermischen Projektes zur Stromerzeugung ist bei gegebenen geologischen Rahmenbedingungen das „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (EEG) der Bundesregierung vom 1. August 2004. Der Zweck des Gesetzes ist es, „im Interesse des Klima-, Natur- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen“ und „dazu beizutragen, den Anteil Erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2010 auf mindestens 12,5 Prozent und bis zum Jahr 2020 auf mindestens 20 Prozent zu erhöhen“.

Während oberflächennahe Nutzungen über Erdwärmekollektoren oder Erdwärmesonden und Wärmepumpe bei einem Temperaturniveau von 10 bis 20 °C die Beheizung mit Niedertemperatursystemen ermöglichen, sind Nutzungen aus hydrothermalen Erdwärmevorkommen in Teufenbereichen bis zu 3.000 m unter Gelände zur direkten Wärmenutzung über Wärmetauscher, zu balneologischen Zwecken oder, bei Temperaturen ab ca. 100 °C, auch zur Stromerzeugung geeignet. In jedem Fall ist ein leistungsfähiger Aquifer Voraussetzung, der sich über eine Dublette nutzen lässt. Günstige Aquifere liegen in einigen Bereichen des Oberschwäbischen Molassebeckens und vor allem im Oberrheingraben. Wegen der hohen Kosten der Erschließung in den tieferen Sedimenten und den mit 8 bis 12 % relativ niedrigen Wirkungsgraden der Umformungsmaschinen zur Stromerzeugung sind diese Systeme bisher unter betriebswirtschaftlicher Betrachtung nicht sehr lohnend. In allen Fällen hydrogeothermaler Aufschlüsse bleibt das Risiko der ausreichenden Fündigkeit und Zirkulation im untertägigen System.

Ein wertvoller Ansatz zur Nutzung ist der Aufschluss mittels so genannter Hot-Dry-Rock-Verfahren (HDR-Verfahren). Das Verfahren wurde 1970 vom Los Alamos National Laboratory entwickelt. Mit diesem Verfahren werden Gesteinsschichten im tieferen Kristallin zwischen 3.000

und 7.000 m unter Gelände durchteuft und natürlich vorkommende Risse und Mikrostörungen mittels hydraulischer Druckstimulation geöffnet und erweitert. In diesem künstlich aufgeschlossenen Wärmetauscher wird mit einem zirkulierenden Medium über eine Dublette Erdwärme entzogen. Der terrestrische Wärmestrom, der Wärmehalt des erschlossenen Gebirgskörpers und die Zerfallswärme genügen langfristig für die Aufrechterhaltung der Wärmelieferung bei genügend großer erzeugter Tauscherfläche. Die oberirdischen Umformungsmaschinen zur Stromerzeugung arbeiten mit Wirkungsgraden um 15 bis 20 %. Die Restwärme kann in Fernwärmesysteme eingespeist werden.

Trotz der hohen Investitionskosten der unter- und oberirdischen Anlagen lassen sich in funktionierenden Systemen betriebswirtschaftliche Überschüsse unter Einrechnung der Vergütung nach dem EEG erwarten. Aufgrund der Erfahrungen des Projektes Soultz-sous-Forêts und außereuropäischen Projekten in Denver, Colorado, Australien und Neuseeland und den Erfahrungen und Kenntnissen der Bohrindustrie kann die Realisierung eines Projektes der Tiefengeothermie bis ca. 7000 m positiv angegangen werden.

Heißdampf-Projekte (HDP) gehören wie Hot-Dry-Rock (HDR), Hot-Wet-Rock (HWP), Hot-Fractured-Rock-(HFR) und Deep-Heat-Mining (DHM) zu den so genannten Enhanced-Geothermal-System-Projekten (EGS). Gemeinsam ist das Bestreben, den tieferen Untergrund als Wärmequelle zu nutzen, wobei das natürlich vorhandene Kluftsystem zuvor durch Stimulationsmaßnahmen geweitet bzw. vergrößert wurde.

Bei EGS-Projekten wird durch die Injektionsbohrung erwärmtes Wasser in das kristalline Grundgebirge gepresst und aus der oder den Extraktionsbohrungen heißes Wasser wieder zutage gefördert. Die Injektions- und Extraktionsbohrungen sind, zur Vermeidung thermischer Kurzschlüsse, mehrere 100 m voneinander entfernt. Die unterirdische Verbindung zwischen den Bohrungen erfolgt hauptsächlich über das innerhalb des kristallinen Grundgebirges natürlich vorhandene Kluftsystem, das zuvor stimuliert, d.h. geweitet, wurde. Bei Temperaturen über ca. 240 °C ist der direkte Einsatz von Dampfturbinen zur Erhöhung des Wirkungsgrades sinnvoll (HDP). Bei Temperaturen unter ca. 240 °C können Niedrigenthalpieprozesse mit akzeptablen Wirkungsgraden zur Stromerzeugung eingesetzt werden.

Für die endgültige Projektplanung müssen vorab die geologisch-tektonischen Strukturen sowie das Spannungsfeld, die geothermischen Verhältnisse und die seismologischen Gegebenheiten

intensiv erkundet werden, wie dies in den einzelnen Machbarkeitsstudien dargelegt wurde. Die geologischen Grundlagen der Einzelfelder wurden durch vorausgehende Gutachten des Landesamtes für Geologie, Rohstoffe und Bergbau (LGRB im RP Freiburg) erfasst, die in die Studien einfließen.

Im Einzelnen wurden folgende Kriterien untersucht:

- . •Topographische Verhältnisse und Besiedlungsstrukturen,
- . •Geologisch und hydrogeologische Verhältnisse,
- . •Platzangebot für Bohrungen und Kraftwerk,
- . •Angaben zur Hauptwindrichtung,
- . •Stressfeld mit Hauptspannungsrichtungen,
- . •Infrastruktur und Flächennutzung,
- . •Lage von Trinkwasser- und Heilquellenschutzgebieten,
- . •Naturschutz, Landschaftsschutz, und Flora-Fauna-Habitat-Gebiete,
- . •Wärmeverteilung und Wärmesenken,
- . •Andere Umweltbelange, u. a. Kühlwasserbedarf, Lärmschutz,
- . •Rechtliche Voraussetzungen,
- . •Finanzierung,
- . •Wirtschaftlichkeit,
- . ▪ Risikoanalysen.

Nach Auswertung vorhandener Tiefbohrungen durch das LGRB liegt der mittlere Temperaturgradient in den Sedimenten des südlichen Oberrheingrabens bei 3,4 bis 6,0 °C/100 m. Im kristallinen Grundgebirge werden dagegen nur Werte zwischen 2,7 und 2,9 °C/100 m erreicht. Die Ergebnisse sind abgeleitet aus Bohrungen in Soultz-sous-Forêts und Kirchzarten. In den Untersuchungsgebieten können für eine Bohrtiefe von 7.000 m bei konservativen Annahmen in der Inneren Grabenzone 240 bis 255 °C erreicht werden. Potenziell aufsteigende Thermalwässer innerhalb des Kristallinen Grundgebirges können evtl. zu deutlich höheren Temperaturen führen.

Für die Sensitivitätsbetrachtungen wurden von der Fritz Planung GmbH auf der Grundlage der genannten geothermischen Gradienten Berechnungen durchgeführt, bei denen die theoretisch erreichbare Temperatur in 7.000 m Tiefe im günstigsten Fall bei ca. 300 °C, im ungünstigsten Fall nur bei ca. 210 °C liegt. Für 5.000 m Bohrtiefe können bei den genannten geothermischen Gradienten eine Minimaltemperatur von 150 °C und eine Maximaltemperatur von ca. 245 °C erreicht werden. Diese Werte sind Grundlage für die ausgewählten Berechnungen zur Wirtschaftlichkeit.

Bohransatzpunkte von Tiefbohrungen bis 7.000 m müssen in Richtung der Hauptspannungsrichtung angeordnet werden. Eine Dublette kann dann zur Triplette erweitert

werden oder es werden mehrere Bohrungen in zeitlicher Staffelung in der selben Richtung angelegt.

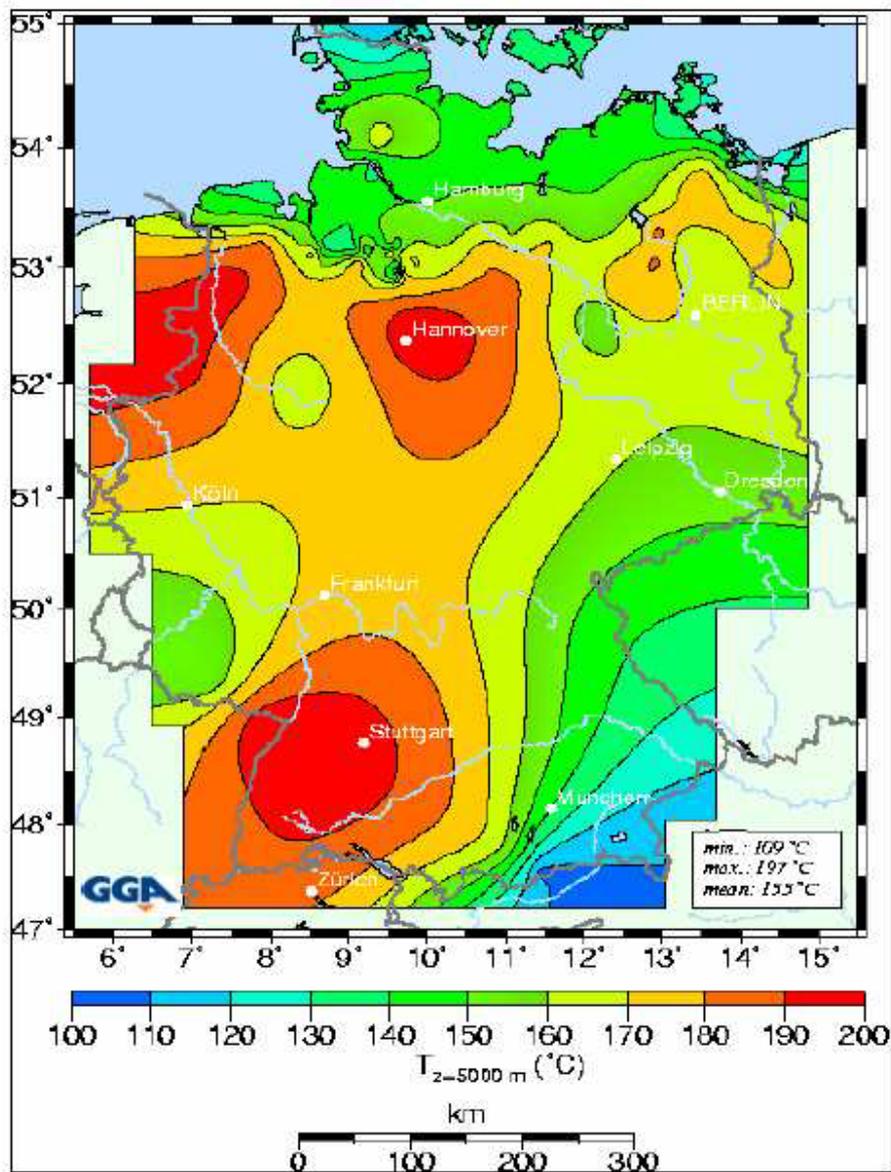


Abbildung 1: Temperaturverteilung in 5.000 m Tiefe in Deutschland (aus: PASCHEN et al. 2003)

Prinzipiell ist im Randbereich von Grabenstrukturen mit absteigenden Wässern und damit niedrigeren Temperaturgradienten zu rechnen als in deren Zentralbereich, wo eher ein aufwärts gerichteter Fluidstrom mit erhöhten Temperaturgradienten zu erwarten ist (LÓPEZ & SMITH

1995, PERSON & GARVEN 1994). Demzufolge sind HD-Projekte in Grabenrandbereichen etwas vorsichtiger zu beurteilen. Die höchsten Temperaturen liegen prinzipiell dort vor, wo die Mächtigkeit der sedimentären Überdeckung den Temperaturgradienten erhöht.

Primäres Ziel bei der Nutzung der tiefen Erdwärme ist die Gewinnung elektrischer Energie. Wesentlich für die Wirtschaftlichkeit einer Stromgewinnung ist der Wirkungsgrad bei der Umwandlung der vorhandenen thermischen in elektrische Energie. Dieser Wirkungsgrad ist abhängig von der Art der Stromerzeugungsanlage. Bei geothermischen Kraftwerken wird eine Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) angestrebt.

Im Gegensatz zu herkömmlichen thermischen Kraftwerken, die nur auf Stromproduktion ausgelegt sind, wird bei Kraft-Wärme-Kopplung durch die gleichzeitige Nutzung der Abwärme, die bei konventionellen Kraftwerken über den Kondensator und Kühlturm in die Umwelt abgelassen wird, ein sehr viel höherer Wirkungsgrad erreicht. Diese Steigerung des Gesamtwirkungsgrades geht allerdings mit einer Verringerung der Stromproduktion einher. Bei der Anwendung in der Geothermie wird auch eine Mehrfachausnutzung des heißen Geofluids angestrebt, um damit gemäß dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung einen möglichst hohen Systemwirkungsgrad zu erzielen („Kaskadenprinzip“).

In den einzelnen Machbarkeitsstudien wird auf die verschiedenen Systeme der Stromerzeugung aus Erdwärme detailliert eingegangen (z. B. Dampfturbinen, Single- und Double-Flash-Systeme, Kraftwerke mit eingeschalteter Biomasseverwertung, etc.).

Für die einzelnen Standorte wurde eine Risikoanalyse nach technischen und wirtschaftlichen Kriterien durchgeführt.

Es ist damit zu rechnen, dass in Folge des Betriebs einer projektierten HDR / HDP-Geothermie-Anlage im Untergrund seismische Beben induziert werden. Artifizuell ausgelöste Erschütterungen können in Einzelfällen die Wahrnehmbarkeitsschwelle an der Erdoberfläche überschreiten. Exakte Vorhersagen von Ort, Zeit und Stärke induzierter Erdbeben sind nicht möglich. Das Auftreten von induzierten Beben wird aber bis zu einem gewissen Grade als prognosefähig und zum großen Teil als beeinflussbar angesehen.

Neben diesen seismischen Auswirkungen können auch andere Emissionen wie Lärm- und Geruchsemissionen durch den Betrieb der Anlage, insbesondere durch die Kühlungstechnologie auftreten, die durch geeignete Schutzvorrichtungen beherrscht werden und außerhalb bebauter Gebiete die vorherrschende Grundbelastung nicht übersteigen. Gasförmige Emissionen durch CH₄ oder CO₂ sind wegen der geschlossenen Systeme für den Thermalwasser-Primärkreislauf und den Sekundärkreislauf zirkulierende Arbeitsmittel für die Stromerzeugung nicht zu erwarten. Aus dem gleichen Grund treten auch keine größeren Mengen Abwassers auf, die entsorgt werden müssten. Mögliche Undichtigkeiten der Gesamtanlage werden in technischen Sicherheitssystemen ständig überwacht. Während der Aufschlüsse anfallender Bohrschlamm wird auf zugelassenen Deponien oder wenn möglich in aufgelassenen Bergwerken entsorgt.

Um ein Teilprojekt weiterführen zu können, sind in einem ersten Untersuchungsschritt geophysikalische Voruntersuchungen zur Optimierung des Standortes und der Anordnung der Bohrungen erforderlich. Nach den Ergebnissen dieser Voruntersuchungen wird über das Abteufen einer Probebohrung entschieden.

Lassen positive Resultate der Probebohrung positiv eine Weiterführung des Projektes sinnvoll erscheinen lassen, wird über den gesamten weiteren Ablauf mit Folgekosten entschieden. Hierzu werden alle weiteren Produktionsbohrungen, Horch- und Tiefbohrungen, Stimulationen und Messungen detailliert geplant, ausgeschrieben und vergeben werden.

Wenn die Tiefbohrungen erfolgreich niedergebracht und getestet wurden, kann die Planung und Umsetzung der obertägigen Anlagen abgeschlossen und die Stromerzeugungsmaschinen vergeben und gebaut werden.

Eine wichtige Voraussetzung für die Errichtung eines geothermischen Kraftwerkes ist die Sicherstellung der Finanzierung der Teilschritte. Hierzu existieren unterschiedliche Modelle, die auf genau diesen Anwendungsfall hin überprüft und ausgerichtet werden müssen.

Baden-Württemberg weist in weiten Gebieten günstige geologische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen zur Nutzung der Geothermie zur Stromgewinnung auf. Die Geothermie ist geeignet, zukünftig einen ansehnlichen Beitrag für die Stromversorgung neben anderen erneuerbaren Energien zu gewährleisten. Neben dem Vorteil der Vermeidung der Kohlendioxidemissionen bietet die HDP-Technik den Vorteil stets gleich bleibender Lastdeckung und die Unabhängigkeit vom Öl- und Gasmarkt.

Die technische Durchführung ist möglich. Chancen und Risiken sind evtl. mit entsprechendem Konzept kalkulierbar. Die ökonomischen Erwartungen sind günstig, wenn die Umsetzung im kalkulierten Rahmen abläuft!