

Mehr Strom aus Erdwärme

Im Süden Deutschlands treiben Investoren einige Geothermie-Projekte voran



Beitrag als PDF auf
www.energy20.net

Quelle: Rod&Partner



Wenn die Bohrung in der Tiefe auf genügend heißes Wasser stößt, ist Erdwärme auch für private Investoren attraktiv.

Geothermische Stromerzeugung hat mehrere Vorzüge: Sie ist grundlastfähig, klimafreundlich, kostengünstig im Betrieb und lukrativ, wenn Strom ins Netz eingespeist wird. Hürden sind allerdings die hohen Investitionen bei teils großem Fündigkeitsrisiko. Kommunen und private Investoren engagieren sich dennoch vor allem in Bayern und Baden-Württemberg.

■ Irene Gronegger



Dipl.-Geogr. Irene Gronegger
freie Journalistin in München
im Auftrag von Energy 2.0
energy2.0@publish-industry.net

Recht gut sind die Aussichten, im bayerischen Molassebecken bei Bohrungen auf nutzbares Thermalwasser im Malmkarst zu stoßen. Dort engagieren sich derzeit mehrere Unternehmen. In Unterhaching bei München betreibt eine Tochtergesellschaft der Kommune ein geothermisches Heizkraftwerk, das seit Oktober 2007 Wärme gewinnt. Bis Ende März will Siemens die Turbine einbauen, sodass anschließend auch Strom produziert werden kann. Die Finanzierung setzt sich aus Eigen-, Fremd- und Fördermitteln zusammen. Die Gemeinde Unterhaching trug im Wesentlichen durch kommunale Bürgschaften zur Finanzierung bei. Eine weitere tragende Säule waren Mittel der Kreditanstalt für Wiederauf-

bau (KfW). Zuschüsse und Zinsvergünstigungen addierten sich auf 4,8 Millionen Euro.

In Anspruch genommen wurden die KfW-Förderprogramme „Erneuerbare Energien“ sowie „BMU-Programm zur Förderung von Demonstrationsvorhaben“, das dem Einsatz der Kalina-Technologie galt, die bisher nur in Island in einem geothermischen Kraftwerk eingesetzt wurde. Die Wahl fiel auf Kalina, weil damit ein höherer Wirkungsgrad erreichbar ist als mit ORC-Anlagen. Ein Novum in Unterhaching ist außerdem die Fündigkeitsversicherung, die das Risiko einer Fehlbohrung deckt.

Auch die Stadtwerke München engagieren sich südlich der Stadt in der geothermischen Stromerzeugung. Hier wird noch gebohrt, denn



Quelle: Herrenknecht Vertical

Die 18 Millionen teure Tiefbohranlage Innovarig wurde von Herrenknecht Vertical und dem Geoforschungszentrum Potsdam entwickelt und kommt in Dürrnhaar (Bayern) zum Einsatz.



Quelle: BMU / Rupert Oberhäuser

Einbau der Pumpe im Heizkraftwerk in Landau in der Pfalz im Jahr 2007. Hier wird mittlerweile 150 °C heißes Wasser zur Energieerzeugung genutzt

die Thermalwasser führende Schicht liegt tiefer als erwartet: Statt bei 3.700 Metern verläuft sie anscheinend unterhalb von 4.000 Metern – das lässt auch auf heißeres Wasser hoffen.

Private Betreiber sehr aktiv

In Aying im südöstlichen Landkreis München hat die private Süddeutsche Geothermie-Projekte GmbH (SGG) im November 2007 am Standort Dürrnhaar mit den Bohrungen für ihr erstes geothermisches Kraftwerk begonnen. Die SGG ist eine gemeinsame Gründung der Renewable Energy Concepts (Renereco), des Baukonzerns Hochtief und der Sachsenfonds-Gruppe. Die SGG plant, gegen Ende 2009 ein Kraftwerk in Betrieb zu nehmen, das fünf Megawatt Strom erzeugt. Ob die Wahl auf Kalina- oder ORC-Technik fällt, steht noch nicht fest. Die Anlage wird komplett privatwirtschaftlich finanziert, die SGG schätzt das Investitionsvolumen auf 30 bis 35 Millionen Euro.

Der aktuelle Stand der Bauarbeiten Anfang März: Die Bohrungen haben eine Tiefe von über 3.700 Meter erreicht und stehen kurz vor der Wasser führenden Schicht, die genaue Temperatur ist also noch nicht bekannt. Die SGG hofft, in Dürrnhaar bald 150 Liter Thermalwasser pro Sekunde fördern zu können, wie es auch in Unterhaching möglich ist.

Gebohrt wird mit einer Innovarig-Anlage, die Herrenknecht Vertical und das Geoforschungszentrum Potsdam gemeinsam entwickelt haben. Das Investitionsvolumen für die erstmals in Dürrnhaar eingesetzte Bohranlage liegt bei 18 Millionen Euro. Sie soll sowohl für wissenschaftliche als auch für industrielle Bohrungen optimiert sein. Für die zweite Bohrung im Frühjahr wird lediglich der Turm um sechs Meter hydraulisch verschoben, der Rest der An-

lage bleibt an Ort und Stelle. Die beiden Bohrungen werden im Untergrund in entgegengesetzte Richtungen abgelenkt und enden schließlich in einer Distanz von rund zwei Kilometern im Malmkarst.

Nach den Erfahrungen von Tilo Wachter, Prokurist der Renereco, haben sich Bohrkosten für Geothermie in den vergangenen Jahren nahezu verdoppelt. Er führt zwei Ursachen an: Bohranlagen und zugehörige Teams seien aufgrund des derzeit hohen Ölpreises durch die Erdölindustrie ausgelastet. Außerdem seien die Rohstoffkosten und die Preise für Stahlerzeugnisse stark gestiegen. Aber die Einspeisevergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sei nicht entsprechend mitgewachsen, klagt Wachter. Daher sucht die SGG bereits Abnehmer für die Restwärme. Immerhin wird das Wasser nach der Stromerzeugung noch eine Temperatur von rund 65 °C haben, könnte also für Fernwärme dienen, bevor es in die zweite Bohrung injiziert wird. Höhere Temperaturen gingen auf Kosten der Stromerzeugung. Tilo Wachter hofft auf industrielle und gewerbliche Abnehmer, zum Beispiel einen Trocknungsbetrieb oder ein Kühlhaus mit Absorptionskältemaschine.

Und Dürrnhaar soll nur der Anfang sein: Die SGG hat sich Bergrechte für über zehn Geothermie-Standorte im südbayerischen Molassebecken gesichert. In Kirchstockach (Gemeinde Brunenthal) südlich von München ist bereits ein Bohrplatz im Bau. Dort soll eine Bohranlage eingesetzt werden, die der Baukonzern Hochtief in die SGG einbringt.

150 °C im Oberrheingraben

In Landau in der Pfalz ging Ende November 2007 das erste Geothermie-Kraftwerk im Oberrheingraben in Betrieb, das mit Geox ebenfalls

einen privaten Betreiber hat. Hier liegt die Fördertemperatur bei über 150 Grad, die Schüttung bei 50 bis 70 Litern pro Sekunde. Das Kraftwerk erzeugt damit eine elektrische Leistung von drei Megawatt und eine Wärmeleistung von fünf Megawatt. 20 Millionen Euro wurden in die Anlage investiert, darunter auch ein 2,6 Millionen Euro hoher Forschungszuschuss des Bundesumweltministeriums: Gefördert wurden Untersuchungen zur Rückkühlung im Kraftwerksprozess und zum Multihorizontansatz. Denn im Oberrheingraben ist die geologische Ausgangssituation komplexer als im Alpenvorland – hier kommen mehrere Schichten im Buntsandstein und im Muschelkalk vor, die Thermalwasser führen könnten.

Das Kraftwerk läuft mit einer ORC-Turbine von Ormat: „Zum Einsatz von Kalina gibt es noch wenig Erfahrungen, und wir wollten auf gestandene Technik zurückgreifen, zumal die Geothermie im Oberrheingraben noch am Anfang steht“, meint der Geschäftsführer Heiner Menzel. Dann fiel die Entscheidung für Ormat, weil das Unternehmen das günstigste Preis-Leistungs-Verhältnis bei ORC-Turbinen geboten habe. Im Winter war das Kraftwerk allerdings zwei Monate außer Betrieb, weil einige Nachrüstungen im Thermalwassersystem nötig geworden waren und Ersatzteile nicht sofort geliefert und eingebaut werden konnten.

In Bruchsal wird mittlerweile ein kleineres Geothermie-Kraftwerk errichtet: Die Energie- und Wasserversorgung Bruchsal will Ende des Jahres 0,55 kW Strom produzieren. Hier wird eine Doubletten-Bohrung aus den achtziger Jahren genutzt, die 128 Grad heißes Wasser in einer Tiefe von 2.000 Metern erschließt. Damals war das Projekt aus wirtschaftlichen Gründen eingestellt worden. ■

Weiterführende Infos auf www.energy20.net

more @ click E2048550