

Wie steht es um die Erdwärmenutzung in Deutschland?

Inhalt:

Potential

Tiefe Geothermie in Südwestdeutschland

Tiefe Geothermie in Nord- und Westdeutschland

Tiefe Geothermie - Hoffnungsträger Bayern?

„Geothermische Objekte“ - die wundersame Brotvermehrung?

Alter Wein in neuen Schläuchen

Publicity

Zusammenschau

Im Spektrum der erneuerbaren Energien werden der Erdwärmenutzung (Geothermie) zahlreiche Vorzüge bescheinigt. Grundlastfähig sei sie, ganzjährig verfügbar, unabhängig von Wind und Sonnenscheindauer, in menschlichen Zeiten quasi unerschöpflich, tief in der Erde eingebaute Infrastruktur erfordere nur wenig Platzbedarf für Anlagenteile an der Erdoberfläche, sie störe keine Nachbarn durch Aufbauten, Emissionen und weiteres mehr.

Das Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag hat im Jahr 2003 die „Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland Sachstandsbericht“ bewertet und veröffentlicht (sog. TAB-Studie). Die Studie kommt unter Ziffer 1.9 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen - technisches Potenzial, Seite 55 zu dem Ergebnis:

*„Das **technische Gesamtpotenzial** zur geothermischen Stromerzeugung liegt bei ca. 1.200 EJ (etwa 300.000 TWh), was etwa dem 600fachen des deutschen Jahresstrombedarfes von ca. 2 EJ entspricht. **95 % des Potenzials entfallen auf kristalline Gesteine, 4 % auf Störzonen und etwa 1 % auf Heißwasser-Aquifere**“*

95% des Energiepotenzials entfallen demnach auf die Gesteine des kristallinen Grundgebirges. Diese Gesteine kommen in Deutschland bis in große Tiefen von einigen Kilometern vor. Nur dort weisen sie Temperaturen auf, die für Erdwärmenutzungen insbesondere zur Stromerzeugung geeignet sind. Allerdings ist aufgrund dieser Tiefenlage wenig über ihre Eigenschaften bekannt. Die Wasserdurchlässigkeit ist dort als gering anzunehmen, weil die Gesteine kaum verwittert sind und daher keine oder nur sehr geringe Hohlräume aufweisen, in denen Wasser als Wärmetransportmedium zirkulieren kann. Man muss diese Gesteine mit Druck künstlich aufbrechen und einen synthetischen, unterirdischen Wärmetauscher in ehemals wasserfreien, also trockenem Gestein erzeugen (Hot Dry Rock-Technik). Die TAB-Studie konkretisiert räumlich weiter:

„Die hohen Temperaturen, die große Anzahl tektonischer Störungen, die in ein HotDry-Rock-System mit einbezogen werden kann, sowie die bekanntermaßen geringen Flüssigkeitsdrucke, die dort zur Spalterzeugung aufgewendet werden müssen, machen den Oberrheingraben zum aussichtsreichsten Gebiet für die Stromproduktion nach dem HDR-Konzept. Die Ergebnisse des europäischen HDR-Projekts Soultz, die auf den deutschen Teil des Oberrheingrabens übertragbar sind, bestätigen dies.“



Tatsache ist, dass am Oberrhein die größten geothermischen Gradienten (Temperaturzunahme mit der Tiefe) vorhanden sind, die Fläche bezogen auf die gesamte Bundesrepublik jedoch verschwindend gering ist. Hohe geothermische Gradienten werden auch nicht überall im Rheingraben beobachtet, sondern vor allem im Raum Karlsruhe-Landau. Die Tiefenlage und insbesondere die physikalisch-chemischen Eigenschaften des kristallinen Grundgebirges nur punktuell bekannt. Im Jahr sieben nach Erscheinen der TAB-Studie und zahlreichen Schlagzeilen zum Thema Geothermie ist zu fragen, wie die bisherige Entwicklung bei der Erschließung und Nutzung von sogenannter „tiefer Erdwärme“ in Deutschland tatsächlich aussieht?

Tiefe Geothermie in Südwestdeutschland

Im schweizerischen **Basel** wurde Ende 2009 das Vorzeigeprojekt „Deep Heat Mining“ endgültig eingestellt. Die Bohrstelle lag geologisch gesehen im Oberrheingraben nur wenige hundert Meter von der deutschen Grenze entfernt. Nachdem Erdbeben, die durch die Stimulation des unterirdischen Reservoirs (Aufbrechen von Rissen und Klüften im kristallinen Grundgebirge) ausgelöst wurden, zur Jahreswende 2006/07 die Region Basel erschütterten, hatten die Baseler Behörden eine Risikoanalyse in Auftrag gegeben. Diese Studie wurde am 10. Dezember 2009 öffentlich vorgestellt. Sie kommt zu dem Ergebnis, dass sowohl bei weiteren Stimulationen als auch im Dauerbetrieb eine Vielzahl von spürbaren Erdbeben auftreten, die zu erheblichen Gebäudeschäden führen. Aufgrund dieser Bewertung hat die Baseler Regierung entschieden, das Vorhaben aufzugeben. Bis zu diesem Schlusspunkt waren mindestens 60 Mio. Franken, zumeist öffentliche Mittel, in das Vorhaben geflossen.

Unmittelbar mit dem Ende in Basel scheint auch der Stopp des amerikanischen Vorzeigeprojekt „The Geysers“ in Kalifornien verbunden, an dem seit den 1960er Jahren gearbeitet wurde. Auch dort gab es Probleme mit Erdbeben, die von den Verantwortlichen immer heruntergespielt wurden. Schließlich fragte das amerikanische Energieministerium, wie das seismische Risiko genau aussehe. Daraufhin wurde das Projekt - einen Tag nach dem Aus in Basel - abgesagt. Angeblich war das Gestein zu hart, das Erdbebenrisiko hat sicherlich auch eine entscheidende Rolle gespielt. Die Amerikaner hatten zunächst den Ausgang der Basel-Studie abgewartet, nachdem die New York Times im Sommer 2009 die Ähnlichkeit der beiden Problemfälle festgestellt hatte. Eine Betrachtung der Wasserinjektionen und der Dampfproduktion zeigt, dass mit deren Zunahme die Erdbebenaktivität über Jahrzehnte hinweg kontinuierlich angestiegen war.

Kurz nach dem definitiven Aus für Basel musste die Schweiz in **Zürich** erneut einen Misserfolg verbuchen. Ende Januar 2010 war eine Geothermiebohrung im Züricher Triemli-Quartier bis auf etwa 2500 Meter Tiefe vorgestoßen. Dann war klar, dass dort keine Erdwärmenutzung in größerem Umfang möglich ist. Die erwarteten Zutritte von heißem Wasser in den Schichten des Jura und des Muschelkalks blieben aus. Dann blieb theoretisch noch die Hot Dry Rock-Methode im kristallinen Grundgebirge. Nach den negativen Erdbeben-Erfahrungen in Basel, hatte man dazu im dicht besiedelten Großraum Zürich nicht den Mut oder fürchtete den Widerstand der Bevölkerung. Die Projektträger erklärten den Verzicht auf eine zweite Bohrung. Nun soll geprüft werden, ob man das tiefe Bohrloch noch vernünftig energetisch nutzen kann, weit unter dem ursprünglich projektierten Niveau. In das Projekt wurden bisher rd. 40 Mio. Franken investiert.



Damit ist das zweite geothermische Großprojekt in der Schweiz erfolglos zu Ende gegangen. Der nächste Versuch wird aller Voraussicht nach in **St. Gallen** stattfinden. Die geologischen Prognosen sind nicht besser als für Zürich, was von Projektentwicklerseite natürlich vehement bestritten wird. Gleichwohl, die geologische Prognose für das Antreffen von heißem Wasser in den Schichten des Jura ist nicht besser als in Zürich, eher schlechter. Bezeichnenderweise liegen die maßgeblichen Wirtsgesteine für ein Schweizer Atomendlager, dort darf kein Grundwasser fließen (!), überwiegend im Jura. Für die Schichten des Muschelkalks tappt man genauso im Dunkeln wie beim Züricher Triemli-Quartier. Geht der Versuch in St. Gallen auch noch daneben, wird sich sogar die Schweiz schwer tun, weiterhin große Summen öffentlicher Mittel in die Idee der Stromgewinnung aus Geothermie zustecken.

Wie in Basel hat man auch seit Jahrzehnten im baden-württembergischen **Bad Urach** mit dem Hot Dry Rock-Verfahren experimentiert. Zwei Tiefbohrungen in 3000 und 4000 Meter Tiefe wurden Anfang der 1990er Jahre und im Jahr 2004 gebohrt, vertieft, erweitert und schließlich durch technische Pannen (und eventuell handwerkliches Unvermögen) derart beschädigt, dass man die Bohrlöcher nicht mehr vernünftig nutzen kann. In einem Bohrloch stecken über 1000 Meter Bohrgestänge fest, das andere musste wegen bohrtechnischer Schwierigkeiten und unzureichender Finanzkraft aufgegeben werden. Der Bund hat in den letzten 25 Jahren über 10 Millionen Euro in das Vorhaben gesteckt und bis heute keinen Tropfen heißes Wasser bekommen. Zuletzt wurde noch eine Machbarkeitsstudie finanziert, um zu prüfen, ob man den hinterlassenen Torso noch halbwegs vernünftig energetisch nutzen kann. Ergebnis laut Äußerung des Bundesverbandes Geothermie Ende 2009: negativ. Zu wenig heißes Wasser, geologische und bohrtechnische Schwierigkeiten, keine geeignete Abnehmerstruktur für Nahwärme an der Erdoberfläche. Das Ziel der Stromgewinnung musste man bereits im Jahr 2005 nach den Pannen beim Bohren aufgeben.

Das dritte Hot Dry Rock-Vorhaben im deutschen Südwesten liegt im elsässischen **Soultz-sous-Forêt**, nahe der Grenze zu Rheinland-Pfalz und BadenWürttemberg. Es produziert Strom und war bis zur Inbetriebnahme des Geothermiekraftwerks im rheinland-pfälzischen Landau das Vorzeigeprojekt der Geothermiebranche am Oberrhein gewesen. Rund 80 Millionen Euro haben die öffentliche Hand und Energieversorgungsunternehmen über die Jahre dort investiert. Man kann mit der Anlage heute eine Stromausbeute von etwa 2 MW erzielen. Sie produziert damit deutlich weniger Strom als geplant. Das Reservoir im Untergrund konnte bei weitem nicht in dem Maß ausgedehnt werden wie ursprünglich vorgesehen. Eine der beiden Reservoirhälften, die durch insgesamt drei Bohrungen erschlossen werden sollten, funktioniert nicht. Die Ingenieure können nicht erklären warum und geben die Standardantwort „geologische Risiken“. Hinzu kamen die Erdbeben bei der Stimulation, die den Unmut der Anwohner hervorgerufen hatten, als sie über die Wahrnehmbarkeitsschwelle anstiegen. Die Projektverantwortlichen mussten zurück rudern. Eines der beteiligten Unternehmen, die Badenwürttembergische EnBW AG, kommunizierte Anfang Dezember 2009 in der Presse noch freundlich, dass „sich die Anwohner an die Beben gewöhnt haben und Stolz auf ihre Geothermieanlage sind“. Auch „warte man gespannt auf die Ergebnisse aus Basel, wo man versucht habe Soultz nachzubauen“. Nach dem verkündeten Ende des Baseler Projekts wegen Erdbebengefahr herrscht absolute Funkstille.



Als weiteres „ewiges Talent“ galt in der Geothermiebranche seit vielen Jahren der Geothermiestandort **Bruchsal** in Baden-Württemberg. In den frühen 1980er Jahren wurde mit erheblichen öffentlichen Zuschüssen zwei Tiefbohrungen zur Zirkulation von heißem Wasser gebohrt. Dabei traten zahlreiche Schwierigkeiten auf. Das Wasser ist sehr stark mineralisiert, durch den Temperatur- und Druckabbau an der Erdoberfläche fielen die Mineralien aus und verklebten Leitungen und Anlagenteile. Danach reichten die vorhandenen öffentlichen Mittel über zwei Jahrzehnte nicht aus, um Anlage in Gang zu bringen geschweige denn ein Kraftwerk zur Stromgewinnung zu bauen. Ein privater Investor konnte zu keiner Zeit gewonnen werden. Auch die Vergütungen des Erneuerbare Energien-Gesetzes (EEG) reichten nicht aus, um dem Projekt weiteres Leben einzuhauchen. Schließlich musste der Energieversorger EnBW im Hintergrund einspringen, um der Landesregierung von Baden-Württemberg endlich zu dem lange ersehnten, ersten Geothermiekraftwerk zu verhelfen. Die Umweltministerin von Baden-Württemberg sprach bei der Grundsteinlegung und der Inbetriebnahme des Kraftwerks verhalten von einem „Meilenstein, jedoch noch kein Durchbruch“ und von „Sicherheit vor Schnelligkeit“ beim weiteren Ausbau der Geothermie. Deutlich moderatere Töne im Gegensatz zur Euphorie der Jahre davor. Es allerhand technischer Kunstgriffe, um Ende Dezember 2009 den Testbetrieb aufnehmen zu können, bei dem man das unterirdische System nun endgültig kennen lernen will. Die Energieausbeute ist überschaubar, absolut wie in Relation zum Mitteleinsatz. 17 Mio. Euro hat nach offiziellen Angaben alleine das Kraftwerk gekostet. Dafür bekommt der Betreiber 0,55 MW Strom. Abzüglich 0,20 MW für den Betrieb der Pumpen und Installationen. Ob man langfristig dem Bermudadreieck zwischen den Eckpunkten Wasserzirkulation - Temperatur- und Druckabbau - der Ausfällungen von Mineralien entkommen kann, ist offen. Rechnen wird sich der Anlagenbetrieb auf absehbare Zeit nicht.

Darüber hinaus scheint in Baden-Württemberg, nach dem EEG-Hype seit dem Jahr 2004, in dem die Geothermie-Lobby insbesondere Stadtwerken und Bürgermeistern Geothermiekraftwerke wie Konfektionsware von der Stange anpries, mittlerweile Ernüchterung eingetreten zu sein. Zahlreiche Planspiele sind vom Tisch, das Risikokapital ist nicht mehr greifbar. Eine Reihe von Konzessionen sind entweder zurückgegeben oder werden nur noch pro forma aufrechterhalten. Teilweise haben die Behörden schon Aufsuchungserlaubnisse wegen Untätigkeit entzogen.

Die Lobby sieht insbesondere nach dem Aus für Basel ihre Felle am Oberrhein davon schwimmen und übt sich im Lautsprechen. Abwiegeln und Bagatellisieren statt Transparenz und intellektuelle Redlichkeit zu schaffen. Eindrückliches Beispiel ist die Pressemitteilung der Geothermischen Vereinigung - Bundesverband Geothermie e.V. zum Projektende in Basel vom Dezember 2009. Da wird auf knapp zwei Seiten versucht zu belegen, warum Basel ein großer Erfolg für die Branche war. Dies geschah auf der Grundlage einer 25-seitigen Zusammenfassung der Baselstudie im Internet. Der Gesamtbericht von über 500 Seiten war zu dieser Zeit noch nicht öffentlich zugänglich gewesen.

Im benachbarten **Rheinland-Pfalz** sieht es kaum besser aus. Im EEG-Hype der zurückliegenden Jahre wurde auch das Land links des Rheins mit Aufsuchungserlaubnissen übersät.

Das Geothermiekraftwerk in **Landau** ist das erste und bisher einzige in der Pfalz. Es galt seit seiner Fertigstellung vor fast drei Jahren als das Vorzeigeprojekt in der Branche. Bis im Sommer 2009 eine Reihe von Erdbeben aufgetreten waren. Die Bevölkerung rebellierte, die Betreiber verharmlosten und wiegelten ab, die Ministerien eierten rum. Zwischen Februar 2007 und August 2009 war



auf der Internetseite des Betreibers Geo-X zu lesen, dass - anders als in Basel - "am Standort Landau Erdbeben ausgeschlossen sind". Der Eintrag wurde nach den Erdbeben am Mitte August 2009 gelöscht. Gleichwohl geht die Diskussion weiter. Betreiber und Gutachter aus der Geothermiebranche tun sich schwer den Zusammenhang anzuerkennen und hantieren mit „Ungenauigkeiten der Erdbebenbestimmung“ und die „natürliche Erdbebengefahr am Oberrhein“. Dabei können sie das unterirdische Reservoir, das sie nutzen, bestenfalls eingeschränkt beherrschen. Wo das heiße Wasser herkommt, wohin es im Untergrund fließt, ob es zwischen Entnahme- und Injektionsbohrung vollständig zirkuliert, ist nur schemenhaft bekannt. Die Behörden werden möglichst uninformiert gehalten. Das Erdbebenrisiko wurde offiziell begutachtet. Vom Cheflobbyisten Dr. Rüdiger Schulz, hauptamtlich im Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik in Hannover, ansonsten Graue Eminenz in der Lobby, der Geothermischen Vereinigung - Bundesverband Geothermie e.V. Erst als sich die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe einschaltete, kam eine neutrale und sachlich fundierte Bewertung heraus. Die Kausalität zwischen Betrieb der Geothermieanlage und den Erdbeben wurde nachgewiesen.

Wenige Kilometer südlich von Landau liegt **Insheim**. Dort wollte man Landau im positiven Sinne duplizieren. Nach Abschluss der Bohrungen wurde das Gebirge hydraulisch stimuliert um ein unterirdisches Reservoir zum Wärmeaustausch zu schaffen. Mit dem Ergebnis, dass die Stimulationen direkt zu Erdbeben führten. Erdbeben, über der Spürbarkeitsgrenze, noch mit Bagatellschäden an Gebäuden. Die verunsicherte Bevölkerung hatte sich dagegen ebenfalls gewehrt. Durch die Parallelereignisse in Landau sahen sich die verantwortlichen Behörden genötigt hier ebenfalls Einhalt zu gebieten und dem Betreiber Auflagen zu machen. Ob und wie die Erdbebenerzeugung bei den Stimulationen steuerbar ist, kann bis heute niemand genau sagen.

Anfang 2010 hat sich vor diesem Hintergrund eine erste Bürgerbewegung in Rheinland-Pfalz formiert. Im südpfälzischen **Wörth** machen besorgte Bürger nun gegen eine geplante Geothermieanlage mobil. Sie wollen Aufklärung über und Schutz vor Erdbebengefahren, die von Geothermieanlagen ausgehen können.

Geothermiebohrungen können nicht nur in der Schweiz an geologischen Risiken scheitern. Im nahe gelegenen **Offenbach an der Queich** musste im Jahr 2005 eine Geothermiebohrung aufgegeben werden, mangels heißen Wassers. Als der Bohrer in Schichten vorgestoßen war, in denen heißes Wasser erschlossen werden sollte, erwiesen sich diese als trocken. Der Kapitalverlust lässt sich auf über 10 Mio. Euro abschätzen.

Das gleiche Unternehmen Hot Rock GmbH hatte im benachbarten **Bellheim** erneut sein Glück versucht. Mit dem Ergebnis, dass man nach einer ersten erfolglosen Bohrung im Jahr 2006 das Bohrgestänge abriss und die Bohrung aufgegeben wurde. Der Kapitalverlust lässt sich auch hier auf über 10 Mio. Euro abschätzen.

In **Speyer** hat die dortige Geothermiebohrung nicht das erwartete heiße Wasser angetroffen, zumindest jedoch Erdöl in einer nicht für möglich gehaltenen geologischen Situation und offenbar auch Menge. Erdölprofis sind mittlerweile eingestiegen und haben sich die Rechte gesichert. Das Vorkommen scheint also wirtschaftlich nutzbar zu sein.

Im benachbarten **Hessen** gibt es ebenfalls seit langem hochfliegende Pläne, vorweisen kann man bis heute jedoch noch nichts. Immer wieder kursieren Planungen und Projektideen in einschlägigen Foren, beispielsweise zur Versorgung des Flughafenareals in Frankfurt. Der schrillste und medienwirksamste Lautsprecher der deutschen Geothermieszene an der Technischen Universität Darmstadt, gibt sich in der öffentlichen Darstellung gerne siegessicher. Stromgewinnung und Wärmeauskopplung aus Tiefengeothermie beim Flughafenareal oder an anderen südhessischen Standorten. Vorzeigbare Erfolge gibt es bisher nicht.

Tiefe Geothermie in Nord-und Westdeutschland

In zahlreichen Übersichtsstudien zum Erdwärmepotenzial des Untergrundes in Deutschland, kommt die norddeutsche Tiefebene flächenmäßig gut weg. Wenig spektakulär hingegen ist jedoch die tatsächliche Nutzungssituation in **Norddeutschland**. Neben wenigen Thermalwassernutzungen, die in erster Linie für den Bäderbetrieb nutzbar sind, gibt es die beiden norddeutschen „Leuchtturmprojekte“ in Neustadt-Glewe und in Groß-Schönebeck.

In **Neustadt-Glewe** produziert man Strom. Bei einer Wassertemperatur um 100 Grad Celsius eine respektable Leistung der Kraftwerkstechnologie. Allerdings reicht die Stromausbeute von etwa 0,23 MW für den erforderlichen Pumpenstrom zum Betrieb der Anlage und ein klein wenig darüber hinaus. In **Groß-Schönebeck** betreibt das Geoforschungszentrum Potsdam eine Demonstrationsanlage. An der Stromgewinnung arbeitet und forscht man seit 2002. Nach wie vor auf der Ebene der Planung.

Besonders hohe Ansprüche hat das Geo-Zentrum in **Hannover** sein. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, das Niedersächsische Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie und das Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik planen die Heizung des eigenen Gebäudeareals mittels Erdwärme. Tiefengeothermie mit nur einer Tiefbohrung, statt mit zwei oder drei Tiefbohrungen. Man hatte einige Jahre lang mit einer alten Erdgasbohrung in Horstberg experimentiert. Das neue Bohrloch in Hannover ist für 10 Mio. Euro bis rd. 4000 Meter Tiefe gekommen. Nun sollen die Risse im Untergrund erzeugt werden, mit denen man ein geothermisches Reservoir über eine einzige Bohrung erschließen will. Kostenschätzung für den ersten Riss: rund 500 Tausend Euro. Geplant sind 2 MW thermischer Leistung. Die Temperatur könnte zur Stromgewinnung ausreichen. Dabei würde man etwa 0,20 MW Strom gewinnen, also etwa soviel wie die Anlage an Betriebsstrom verbraucht. Finanziert mit öffentlichen Mitteln durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.

Ein weiteres Projekt, das aus den Händen der Forscher entstand, befindet sich im nordrhein-westfälischen **Aachen**. Beim Projekt „Aachen Super C“ hat man eine über 2 Kilometer tiefe Bohrung gebaut, um eine sogenannte „tiefe Erdwärmesonde“ zu bauen. Diese Idee kommt üblicherweise dann auf, wenn in einem tiefen Bohrloch keine hinreichende Menge an heißem Wasser gefunden wird, um Strom oder Nahwärme produzieren zu können. Als Restnutzung bleibt dann die tiefe Erdwärmesonde, bevor man das Bohrloch zuschüttet. In Aachen schafft man damit 0,450 MW thermische Leistung. Der bisherige Mitteleinsatz lässt sich auf einen hohen einstelligen Millionenbetrag abschätzen.



Im nordrhein-westfälischen „Geothermiezentrum“ Bochum wurde jahrelang am Tiefengeothermie-Projekt „Prometheus“ gebastelt, das zum alternativen Vorzeigeprojekt im Bergbaurevier werden sollte. Zwischenzeitlich liegen die Planungen mangels Finanzkraft bei den Akten.

Tiefe Geothermie - Hoffnungsträger Bayern?

Wenn der Südwesten, Westen und Norden nur Bruchwerk generieren, dann hilft der Blick nach **Bayern**. Hier hat man immerhin den geologischen Glücksfall, dass die Thermalwasser führende Schicht des Oberjura-Kalksteins reichlich Grundwasservorkommen in sich birgt und sehr tief im Untergrund liegt. Dadurch ist das Wasserreservoir auch entsprechend heiß. Nicht umsonst haben sich die - beispielsweise isländischen - Risikokapitalgeber zunächst in mehreren Teilen Deutschlands aufgestellt, um dann zielstrebig ihre bayerischen Standorte zuerst zu entwickeln. Aber funktioniert in Bayern wirklich alles so prächtig, wie die Lobby es darstellt?

Tatsache ist, dass es in **Erding, Straubing, Simbach-Braunau, Unterschleißheim, München-Riem, Pullach und Unterhaching** tiefe Geothermieanlagen gibt, die bisher problemlos laufen. Mit Ausnahme von Unterhaching liegen die Temperaturen des genutzten Wassers unter 100 Grad Celsius und scheiden damit für die Stromversorgung praktisch aus. Man kann damit geothermische Heizkraftwerke und Nahwärmeversorgungen betreiben. Teilweise muss auf den Einsatz von Wärmepumpen zurückgegriffen werden. Von den Anlagen liegen heute maximal zehn Jahre Betriebs Erfahrungen vor. Sie werden überwiegend von Stadtwerken oder Zweckverbänden betrieben.

Mit der Stromgewinnung ist es nicht so gut bestellt. In **Unterhaching** wurde das erste Kraftwerk zur Stromgewinnung in Bayern in Betrieb genommen, Dieser gestaltet sich jedoch schleppend. Schwierigkeiten bei der Entnahme und Injektion des 120 Grad heißen Wassers in den beiden Bohrungen, Pumpenprobleme, Probleme mit der Kraftwerkstechnik (erste Kalina-Anlage in Deutschland), Undichtigkeiten und Betriebsprobleme haben den Betreibern bisher viele Herausforderungen und wenig Wohlbehagen verschafft. Politik und Geothermie-Lobby wachen darüber, dass ihr Hätschelkind nicht beschädigt wird. Erdbeben, die im Umfeld der Geothermiebohrungen lokalisiert wurden, konnten bzw. durften wissenschaftlich nicht aufgearbeitet werden. Das bayerische Wirtschaftsministerium hat in der Landtagsanfrage 16/1233 vom Mai 2009 das Problem per Dekret als nicht existent eingestuft:

„Die für Geothermie genutzten bzw. beantragten Gebiete sind entweder überhaupt keiner Gefährdungszone oder der Zone „0“ zugeordnet. Es ist daher nicht damit zu rechnen, dass hier durch eine geothermische Nutzung Schadensbeben ausgelöst werden. „

Der bayerische Landeserdbebendienst hat dem Vernehmen nach einen Maulkorb bekommen. Der frühere Bürgermeister, der den Weg für die Anlage geebnet hatte, ist heute für das Wirtschaftsforum Geothermie tätig, eine Lobbyorganisation der auf dem Feld tätigen Energieversorgungsunternehmen.



Hinreichende Wasser mit der erforderlichen Temperatur zur Stromgewinnung wurde auch in **Sauerlach, Dürrnhaar** und **Mauerstetten** erbohrt. Allerdings in allen Fällen um den Preis erheblicher Bohrschwierigkeiten. Am schlimmsten war es in Sauerlach. Der Anlagenbau wurden durch die immer wieder auftretenden Probleme beim Bohren erheblich verzögert. In den Planungen werden Zahlen im kleinen einstelligen MW-Bereich für die elektrische Leistung der Anlagen gehandelt, bei gleichzeitiger Wärmeauskopplung ebenfalls im einstelligen MW-Bereich.

Zahlreiche weitere Projekte sind in Bayern im entstehen. In **Erding, Garching, Poing, Kirchstockach, Aschheim-Feldkirch-Kirchheim** und **Unterföhring** werden die Wassertemperaturen jedoch keinesfalls zur Stromgewinnung ausreichen, denn sie liegen alle bei etwa 80 Grad Celsius.

Mittlerweile wird auch ein neues Problem gegenwärtig, mit dem sich bisher so keiner richtig beschäftigt hatte. Die ausreichende Versorgung, ganz besonders jedoch die Entsorgung des aufgewärmten Kühlwassers aus den Kraftwerken. Es kann aus ökologischen Gründen nur begrenzt in Oberflächengewässer abgegeben werden. Für eine Re-Injektion in den Untergrund ist es häufig zu kalt und würde damit die Energieausbeute aus dem Untergrund vermindern.

Daneben ist noch offen, ob sich die zahlreichen Geothermieanlagen in Bayern nicht gegenseitig Wasser und Wärme abgraben. Im Run der letzten Jahre sind die Gebiete südlich der Donau fast lückenlos mit Konzessionen überdeckt worden. Beim gegebenen Andrang hat man die Konzessionsgebiete auch recht klein geschnitten, um die stark angeheizte Nachfrage aus dem kommunalen Bereich umfassend bedienen zu können. Gehen alle geplanten Nutzung in Betrieb werden wegen der räumlichen Nähe zumindest einige davon um das warme Wasser direkt miteinander konkurrieren, denn alle schöpfen aus dem gleichen Topf. Erste Konflikte sind bereits aufgetreten und die Behörden müssen wasser- und bergrechtliche Kunstgriffe anwenden, um das Problem keines werden zu lassen.

„Geothermische Objekte“ - die wundersame Brotvermehrung?

Weil es in der Fläche Deutschlands bisher keine durchschlagenden Erfolge gibt, die geeignet wären, um maßgebliche Beiträge zur deutschen Stromversorgung zu erbringen, hat sich die Branche eines neues Kunststück ausgedacht. Die Augenwischerei „Geothermiekarten“. Zahlreiche Karten und Abbildungen der Lobbyisten mit sogenannten „geothermischen Objekten“ in Deutschland kursieren im Internet. Sie sollen belegen, dass tiefe Geothermie flächenhaft nennenswerte Beiträge zur Wärmegewinnung leisten kann, wenn schon nicht zur Verstromung im großen Stil geeignet. Der Wirkungsgrad bei der Umwandlung von thermischer in elektrische Energie beträgt etwa 12 bis 13 Prozent

Bei genauerer Betrachtung stellt sich heraus, dass es sich in der Mehrzahl dieser in Portale und Informationssysteme im Internet dargestellten Erdwärmenutzungen um klassische Thermalwasserbrunnen handelt. Natürliche Warmwasseraustritte (Quellen) werden seit der Römerzeit genutzt, beispielsweise in Baden-Baden. In der Nachkriegszeit wurde man bei der nationalen Erdölsuche auf zahlreiche Warmwasserreservoirs aufmerksam, besonders in Süddeutschland. Im Lauf der Jahrzehnte haben sich zahlreiche Kurbetriebe etabliert. Charakteristisch für alle diese heute so genannten „geothermischen Objekte“ ist, dass sie geringe Wassermengen entnehmen



ohne das abgekühlte Wasser wieder in den Untergrund zu injizieren. Die Wassertemperaturen liegen immer deutlich unter 100 Grad Celsius, in den allermeisten Fällen sogar unter 50 Grad Celsius. Das Thermalwasser wird nach Entnahme, Nutzung im Badebetrieb und Abkühlung in ein Oberflächengewässer eingeleitet. In fast allen Fällen wird das Wasser durch Gasheizungen in den Kellergeschoßen der Bäder möglichst lange auf Badetemperatur gehalten. In Deutschland wird die prädikatisierende Bezeichnung „Thermalwasser“ ab einer ständigen Wassertemperatur von 20 Grad Celsius verliehen. Badegäste kann man schwerlich in 20 Grad warmes „Thermalwasser“ locken. Die Wasserumwälzung in den Bädern führt zu enormen Stromkosten für die Betreiber. Es kommt also zu einem massiven Einsatz fossiler Energie, die die Energieausbeute aus dem warmen Wasser übersteigt. Netto also mehr Energieverbrauch als Energiegewinnung.

Alter Wein in neuen Schläuchen

Nachdem der terminus technicus „Hot Dry Rock“ mehr und mehr mit nicht erreichten Stimulationszielen, Erdbeben und aufgegebenen Projekten identifiziert werden kann, ersinnt die Branche ein neues Etikett. Das gleiche Geschäft heißt nun „Hot Fractured Rock“ (HFR), „Enhanced Geothermal Systems“ (EGS) oder besser „Petrogeothermal Systems“ (PTS).

Publicity

Den Werbeveranstaltungen der Geothermiebranche haben der Anzahl nach den realisierten Geothermieranlagen eindeutig den Rang abgelaufen. Es scheint so, als ob auf jede tatsächlich gebaute Geothermieranlage in Deutschland mindestens ein Dutzend Informationsveranstaltungen, Symposien, Kongresse und Tagungen kommen. Meist mit großem Publicity-Aufwand gestaltete Meetings, mit zum Teil erheblichen Eintrittsgebühren, bringen die Branche mehrmals im Jahr zusammen. Am aktivsten sind sie dort, wo die Versprechungen der Lobby am schillerndsten sind bzw. wo die Kluft zwischen Schönrederei und Realität am weitesten auseinander klafft, in Baden-Württemberg: in Karlsruhe Jährlich wechselnd mit Bochum), Offenburg, Freiburg. Hier ging man in den letzten Jahren gezielt auf die Jagd nach Investoren der öffentlichen Hand, Kommunen, Stadtwerken, Versorgern. Zahlreiche Kommunen waren bei diesen Verkaufsveranstaltungen ins Netz gegangen. Hatten Konzessionen erlangt und bekamen dann einen Geschmack davon, auf welche technische und finanzielle Herausforderung sie sich eingelassen hatten. Die Konzessionen bröckeln, die kleineren Kommunen und Stadtwerke steigen aus oder freuen sich, dass ihre Politiker sie da gar nicht erst hineingedrängt haben. Die größeren Kommunen und Unternehmen lavieren herum und investieren nicht. Die sich ankündigende Finanzklemme bei den Kommunen in den kommenden Jahren wird hier für weitere Flurbereinigungen sorgen. Öffentliches Spielgeld wird wohl knapper. Nachdem sich nun herausgestellt hat, dass tiefe Geothermieranlagen keine Produkte von der Stange und schon gar nicht technisch ausgereift sind, rudert man langsam zurück. Die Anzahl der Meetings bleibt davon unbeeindruckt hoch. Bezeichnenderweise verkündet der Bundesverband Geothermie im Februar 2010, dass er seine Verbandsarbeit verstärken wird - durch einen weiteren, professionellen Pressesprecher.

Zusammenschau

Die TAB-Studie legte für die Stromgewinnungsziele mittels Geothermie selbst die Latte auf, an der zu messen ist:

„Geothermische Stromerzeugung auf der Basis der heute vorhandenen Techniken und Verfahren als eine vergleichsweise teure Option einzustufen ist. Ihre Stromerzeugungskosten liegen mehr oder weniger deutlich über denen der regenerativen Optionen Windkraft, Wasserkraft und Biomasse und weit über den Stromerzeugungskosten der betrachteten fossilen Optionen Steinkohle und Erdgas. Nur Strom aus Photovoltaik ist (weitaus) teurer.“

Ihre diesbezügliche Bewertung hat sich bisher bewahrheitet. Die Erfahrungen der letzten Jahre bei der Erschließung von Erdwärme zur Verstromung geben keinen Anlass zum Optimismus. Eine Stromversorgung im größeren Stil rückt in immer weitere Ferne.

Die TAB-Studie bezieht sich bei diesen Aussagen und Bewertungen deutlich auf Arbeiten des Instituts für Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben (GGA), heute Leibnitz-Institut für Angewandte Geophysik (LIAG) in Hannover. Diese Bewertungen führen in der TAB-Studie zu einer Fokussierung auf die Region am Oberrhein im deutschen Südwesten:

*„Das **technische Gesamtpotenzial** zur geothermischen Stromerzeugung liegt bei ca. 1.200 EJ (etwa 300.000 TWh), was etwa dem 600fachen des deutschen Jahresstrombedarfes von ca. 2 EJ entspricht. **95 % des Potenzials entfallen auf kristalline Gesteine, 4 % auf Störungszonen und etwa 1 % auf Heißwasser-Aquifere.** Die hohen Temperaturen, die große Anzahl tektonischer Störungen, die in ein Hot-Dry-Rock-System mit einbezogen werden kann, sowie die bekanntermaßen geringen Flüssigkeitsdrucke, die dort zur Spalterzeugung aufgewendet werden müssen, machen den **Oberrheingraben zum aussichtsreichsten Gebiet für die Stromproduktion nach dem HDR-Konzept.** Die Ergebnisse des europäischen HDR-Projekts Soultz, die auf den deutschen Teil des Oberrheingrabens übertragbar sind, bestätigen dies.“*

Das LIAG-Institut hatte am 13.11.2006 das Geothermieprojekt im rheinlandpfälzischen Bellheim begutachtet und dabei klar zum Ausdruck gebracht, dass am Oberrhein mit der Gefahr von Erdbeben, die durch Geothermieanlagen ausgelöst werden, gerechnet werden muss. Ganz besonders bei intensiver Nutzung. Wörtlich heißt es dort:

„Es gibt jedoch auch eine prinzipielle Begrenzung, die darin liegt, dass der Injektionsdruck nicht dauerhaft oberhalb des kritischen Drucks für die Auslösung mikroseismischer Ereignisse liegen sollte, da andernfalls mit ständiger Seismizität während des Betriebs zu rechnen ist. Dieser kritische Druck wird an vielen Standorten im Oberrheingraben relativ niedrig sein.

In Soultz wurde z.B. bereits bei Überdrucken um die 5 MPa Seismizität beobachtet.“

Es ist zu fragen, wie das zusammenpasst. Warum war der Autor des Bellheim Gutachtens des GGAILIAG, der in der TAB-Studie fälschlicherweise als Mitarbeiter der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) bezeichnet wird, kurz nach der Begutachtung aus der Institution ausgeschieden? Passte seine Einschätzung der Erdbebengefahr, die sich in Basel, Landau und Insheim zwischenzeitlich bewahrheitet hat, nicht in das (politisch) vorgegebene Konzept? Das LIAG-Institut agiert als Haus- und Hof-Gutachter des Bundesumweltministeriums in Sachen Geothermie und weis seine Zukunft eng mit dem Erfolg dieses Themas verknüpft. Die Forschungseinrichtungen werden durch die Notwendigkeit angetrieben Forschungsmittel einzuwerben. Es ist zu fragen, ob es aus der Sicht der Interessenvertreter sein darf, dass die vermeintlich größte Erdwärmeprovinz in Deutschland am Oberrhein wegen der Erdbebengefahr massive Einschränkungen erfährt. Alle Zeichen deuten darauf hin, dass sich die Lobby in dieser Frage einigt, einschließlich der Forschergemeinde.

Die TAB-Studie (2003) kommt unter Ziffer 111.2.4. Entwicklungsperspektiven, Seite 65 weiterhin zu folgender Einschätzung:

„Im Gegensatz zur Stimulation klüftig poröser Speicher kann man bei der Stimulation von kristallinem Gestein (HDR) nur eingeschränkt auf die Erfahrungen und Erkenntnisse der Erdöl- und Erdgasindustrie zurückgreifen. Hier müssen eigene Erfahrungen in der geothermischen Energieerzeugung gewonnen werden. Notwendig sind vor allem Erfahrungen mit unterschiedlichen geologischen Gegebenheiten (Gesteinsart, Spannungsfeld, Porosität, Klüftigkeit, Wasserchemismus). Diesem Zweck dienen gegenwärtig laufende Pilotprojekte (Bad Urach, Groß Schönebeck).“

Die Studie liegt mit dieser Bewertung richtig. Allerdings waren die bisherigen Erfahrungen eher ernüchternd als ermunternd, insbesondere in Bad Urach und GroßSchönebeck, an anderen Standorten aber ebenso. Ganz besonders die Erfahrungen aus den zitierten laufenden Pilotprojekten. Die TAB-Studie (2003) kommt unter Ziffer VI. Handlungsbedarf, Seite 89 zu folgender Einschätzung:

*„Im Vergleich zu anderen regenerativen Stromerzeugungsoptionen (mit Ausnahme der Photovoltaik) und insbesondere zu fossilen Optionen ist die geothermische Stromerzeugung - auf der Basis der heute vorhandenen Technik - eine **teure Option**.“*

Die Bewertung der Studie wurde durch die bisheriger Entwicklung voll und ganz bestätigt. Die TAB-Studie (2003) kommt unter Ziffer VI. Handlungsbedarf, Seite 8990 zu folgender Einschätzung:

*„Sowohl aus technischer und ökonomischer als auch aus ökologischer Sicht **wäre die Realisierung einer gekoppelten geothermischen Strom- und Wärmeproduktion vorteilhaft**. Damit würden sich aber die technischen Strom-Nachfragepotenziale aus der im Energiesystem nutzbaren Wärmemenge definieren. Selbst wenn man es für möglich hält, dass die gesamte in die bestehenden Fernwärmenetze eingespeiste Niedertemperaturwärme durch geothermische KWK-Anlagen bereitgestellt würde, also alle bestehenden Fernwärmeheiz(kraft)werke substituiert würden, ergäbe dies lediglich eine geothermische Stromproduktion (in KWK) von 2 % der Bruttostromproduktion Deutschlands.“*

*Damit wird der Ausbau des Wärmeverteilnetzes zu einer wesentlichen Voraussetzung für größere Beiträge der geothermischen Stromerzeugung in KWK. Dem steht aber die Tatsache entgegen, dass **in den letzten Jahren keine neuen Wärmeverteilnetze mehr gebaut wurden**, unter anderem wegen der zunehmenden Nutzung von Erdgas als leitungsgebundenem Energieträger.“*

Die Bewertung, die die Studie vorgenommen hatte, hat sich bewahrheitet.

Die geothermische Stromgewinnung, sofern dafür geeignete geologische Situationen aufgefunden werden, rechnet sich unter den gegebenen, förder technisch ohnehin günstigen Bedingungen nur, wenn gleichzeitig eine Wärmeauskopplung erfolgt und fiskalisch verrechenbar ist. Dadurch sind die Nutzungsmöglichkeiten in der Fläche massiv eingeschränkt. Sollte man dieser teuren Stromgewinnungstechnologie deshalb noch teure Nahwärmenetze zubauen, weil man die Wärme für einen „wirtschaftlichen“ Betrieb unbedingt auskoppeln muss?

Die Studie selbst bezeichnet die Umsetzung eines solchen Szenarios als wenig realistisch.

*„Diese Niedertemperaturwärme muss dann bei der hier unterstellten Kraft-WärmeKopplung über Wärmenetze an Haushaltskunden oder an ggf umliegende Industriekunden weitergeleitet werden, damit sie nutzbar gemacht werden kann. Sie entspricht vom Umfang her ungefähr dem Dreifachen der in Deutschland derzeit über Fernwärmenetze verteilten Niedertemperaturwärme. Vor diesem Hintergrund erscheint ein derartiges Szenario unter den in Deutschland vorliegenden Randbedingungen vorläufig **wenig realistisch**.“*

Die TAB-Studie (2003) kommt unter Ziffer VI. Handlungsbedarf, Seite 90 zu folgender Einschätzung:

*„Es wird davon ausgegangen, dass **5 % der Bruttostromerzeugung Deutschlands durch Geothermie bereitgestellt werden soll (d.h. keine Kraft-Wärme-Kopplung)**. Dies entspricht einer Energiemenge von ca. 28 TWh/a. Dabei werden die Geothermiekraftwerke in der **Grundlast** betrieben. Es wird ein **problemloser Anlagenbetrieb** unterstellt; damit kann ein Dauerbetrieb der Anlagen mit **8.000 h Volllast im Jahr** angenommen werden. Unter diesen Prämissen müssen geothermische Kraftwerke mit einer **elektrischen Leistung von insgesamt ca. 3.500 MW** errichtet werden. Wird von einer potenziell erreichbaren elektrischen Leistung pro Anlage von 10 MW ausgegangen, müssen demnach **rund 350 Anlagen errichtet werden**. Unter diesen Bedingungen dürfte bei der hier unterstellten ausschließlichen geothermischen Stromerzeugung **Grundlaststrom, der in Braunkohlekraftwerken mit durchschnittlichen Wirkungsgraden erzeugt wird, ersetzt werden**.“*

Das Planszenario lautet demnach: **350 Anlagen ä 10 MW elektrischer Leistung** bei Errichtungskosten von über **50 Mio. Euro pro Anlage für 5% Bruttostromerzeugung** in Deutschland. Das macht mindestens **17,5 Milliarden Euro**, die zum Großteil auch noch von der öffentlichen Hand gezahlt werden. Nicht darin enthalten sind die Kosten für die Fehlschläge wie in Bellheim und Offenbach (Rheinland-Pfalz) oder Bad Urach (Baden-Württemberg) oder in Basel und Zürich (Schweiz).



Dabei unterstellt die TAB-Studie, dass ausschließlich in Gebieten mit überdurchschnittlich großem geothermischen Gradienten (wie bisher nur am Oberrhein bekannt) genutzt wird. Aber gerade am Oberrhein hat sich die von der Lobby heruntergespielte Erdbebengefahr bewahrheitet.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in seiner Fassung vom 25.10.2008 legt in § 28 die Vergütung für Strom aus Geothermiekraftwerken fest. Zur Grundvergütung von 16 Cent pro kWh kommen Boni für den Einspeisebeginn vor 2016, Kraftwärme-Kopplung und Gewinnung aus petrothermalen Systemen hinzu. Der maximale Fördersatz liegt bei 27 Cent pro kWh. Für eine 10 MW-Anlage ergeben sich Fördersatz zwischen 1.600 und 2.700 Euro pro Betriebsstunde. Macht bei rd. 8.000 Betriebsstunden im Jahr (durchgängiger Dauerbetrieb abzüglich Wartungs- und Ausfallzeiten, denn die Anlagen sollen ja Grundlaststrom erzeugen) zwischen 12,8 Mio. und 21,6 Mio. Euro per annum. Bei 350 Anlagen für 5 % Bruttostromerzeugung zwischen 4,5 und 7,6 Mrd. Euro per annum. Da die Anlagen nicht alle 2016 gebaut sein würden ist ein Betrag von rd. 5 Mrd. Euro für den 5% - Zielwert realistisch.

Dies bedeutet rd. **5 Mrd. Euro jährliche Subvention für 5% Bruttostrommenge** in Deutschland **aus Geothermiekraftwerken im laufenden Betrieb.**

Damit ist auch klar, welche Motivation die Geothermielobby treibt. Mindestens 14 Mio. Euro Subvention pro 10 MW-Anlage und Jahr nach gültigem EEG. Das macht bei einer Laufzeit von 30 Jahren etwa 400 Mio. Euro für den Betreiber einer Anlage. Hinzu kommt der Erlös aus Strom- und Wärmeverkauf. Zusätzlich mobilisiert der Staat weitere öffentliche Gelder in Form von Forschungsmitteln, Risikoabsicherungen und Fördermaßnahmen für den Bau solcher Anlagen.

Die Regelungen des neuen EEG ändern daran grundsätzlich nichts.

Sieben Jahre nach Abschluss der Studie, sicherlich kein wirklich hinreichender Bilanzierungszeitraum, gibt es in Deutschland keine Handvoll Kraftwerke, die **weniger als 10 MW elektrische Leistung zusammen** produzieren und von einem geordneten Dauerbetrieb weit entfernt sind.

Das Bundesministerium für Umwelt hatte im Sommer 2009 mit einer Presseerklärung hinsichtlich des Zielhorizonts vorsorglich nachgesteuert:

„Bis zum Jahr 2020 sollen etwa 280 Megawatt Leistung zur geothermischen Stromerzeugung installiert sein, das Vierzigfache der gegenwärtig installierten Leistung. Bei einer Leistung von etwa 5 Megawatt pro Kraftwerk entspricht dies mehr als 50 Kraftwerken. Diese Kraftwerke haben das Potenzial, rund 1,8 Milliarden Kilowattstunden Strom pro Jahr zu erzeugen. Im Bereich der Wärmeerzeugung wird erwartet, dass 2020 insgesamt 8,2 Milliarden Kilowattstunden Wärme aus Anlagen der tiefen Geothermie erzeugt werden können. Nach 2020 wird mit einer Beschleunigung des Wachstums und einer installierten elektrischen Leistung von 850 Megawatt bis 2030 gerechnet“ (Pressemitteilung BMU, Nr. 136/09 Berlin, 13.05.2009).“



In weiteren 10 Jahren 280 MW elektrische Leistung anvisiert und nach 6 Jahren nicht einmal 10 MW geschafft! Das Erreichen diese Zielmarke erscheint im Licht der tatsächlichen Gegebenheiten kaum realistischer als die Vorstellungen in der TABStudie. Gleiches gilt für die BMU-Prognose 2030, die noch deutlich ambitionierter ist.

Aus den bekannten (!) theoretischen Überlegungen zum Erdbebenrisiko ist in Soultz-sous-Forets, Basel und Landau schrofne Wirklichkeit geworden. Schon heute ist klar, dass zur Verringerung des Erdbebenrisikos eine Begrenzung des Wasserdrucks in Bohrloch und Gebirge erforderlich werden kann. Das heißt konkret verminderte Wasserzirkulation und damit verminderte Energieausbeute in den Geothermieranlagen. Die Begrenzung des Erdbebenrisikos wird realistischerweise dazu führen, dass die betriebswirtschaftliche Bilanz eines Geothermiekraftwerks deutlich schlechter als bisher auf dem Papier gerechnet ausfallen wird. Soultz ist hierfür das Paradebeispiel, zur Verminderung des Erdbebenrisikos wird nicht mit der maximalen, technisch möglichen Wasserzirkulation gefahren. Da die Anlage in Frankreich liegt, entfallen zumindest direkte EEG-Subventionen zulasten des deutschen Steuerzahlers.

Die Geothermiebranche ist seit Jahren dabei, durch **massives politisches Lobbying**, politisch motivierte Subventionen, Schönrederei, universelle Heilsbotschaften („Geothermie in jedes Haus“), Abwiegeln von technischen und geologischen Problemen, etc. eine risikobehaftete, nicht ausgereifte Technologie zu verbreiten. Ein Vorgehen, bei dem die Lobby- und politikgetriebene Ausbreitung der Kernenergietechnik unweigerlich in Erinnerung kommt. Erste, geradezu unausweichliche Schadensfälle haben das Vertrauen in die Technologie und die Glaubwürdigkeit der AkteureGemeinschaft erschüttert.

Nicht frei von Schuld ist die deshalb auch Politik. Im von ihr selbst angeheizten Klimaschutzwahn war und ist jedes Mittel genehm, das schnelle und saubere Lösungen verspricht. Der Atomausstieg forciert diesen Irrsinn noch weiter. Das Kind wurde politisch vorschnell aufs Pferd gesetzt und kräftig öffentlich finanziert. Unbenommen davon, dass der Untergrund Deutschlands auch nicht annähernd mit den weltweit bedeutenden geothermischen Provinzen in Kalifornien, Kamtschatka, Japan, den Philippinen, Indonesien, Neuseeland, Island, u.a. vergleichbar ist. Hier muss man im weltweit gesehen eher kalten Untergrund Deutschlands auch keine Umwelttechnologie auf Steuerzahlerkosten entwickelt werden, die man dann exportieren kann. Das tun die Isländer, Neuseeländer und sogar die Philippinos schon lange und sehr viel besser als Deutschland.

Der gesamten Gemeinschaft der Geowissenschaftler in Deutschland, insbesondere denen, die in Universitäten und Forschungseinrichtungen täglich um ihren Fortbestand kämpfen müssen und denen, die als stille Arbeitskraftreserve zur Verfügung stehen, konnte vermeintlich nichts Besseres passieren. Nachdem der Bergbau seit den 1960er Jahren niedergeht und der Umweltboom von Boden- und Grundwasserschutz der 1980/90er Jahre abgeflaut ist, kam mit dem Thema Geothermie das ersehnte Trittbrett für die kommenden Jahrzehnte. Endlich hatten die Geowissenschaftler ein Thema, das nicht nur politisch hoffähig ist, sondern sogar massiven politischen Rückenwind versprach. Folglich wurde die Politik mit schrillsten Lobbyistentönen becirt. Diese Lobby besteht aus zahlreichen Grüppchen, deren Überleben an den Zuführungen öffentlicher Mittel hängt. So jemand kann keine Probleme brauchen. Oder er muss mit Unsummen öffentlichen Geldes erst mal jahrzehntelang forschen, um zu wissen wo der Schuh drückt.



Die Zeitschrift GEO hatte sich in ihrer Dezember-Ausgabe (Seite 44 bis 62) des Jahres 1977 mit der Erschließung von Erdwärme, damals „Geothermik“, auseinandergesetzt. Die Autoren kamen zu dem Ergebnis, dass der Nutzung des „heißen Ozeans“ zahlreiche Tücken entgegenstehen:

- (1) die dem Gestein entzogene Wärme wird erst nach Jahrtausenden durch Nachschub aus dem Erdinneren ersetzt, (2) saubere Dampfquellen ohne störende mineralische Bestandteile sind selten,
- (3) die Mineralisierung kann ernste Umweltprobleme verursachen, (4) künstlich ausgelöste Erdbeben als Nebenwirkung der Erdwärmenutzung sind möglich.

Eine Analyse, die auch nach fast 35 Jahren uneingeschränkt Gültigkeit besitzt. Ein Weltenergie-Ausblick (Workshop on Alternative Energy Strategies WAES-Report „Energie: Globale Aussichten 1985-2000“) kam damals laut GEO zu dem Ergebnis „schwierig und teuer“. Eine Bewertung, die nach fast 35 Jahren ebenfalls uneingeschränkt Gültigkeit besitzt. Und schon damals wurde die Zukunft der Erdwärme butterweich prognostiziert: „Bis zum Jahr 2000 werden bessere Antworten auf diese technischen Probleme bekannt sein.“ Die TAB-Studie und die Erfahrungen seither belegen das Gegenteil.

Mit bestem Dank an den Autor

Kontakt:

BIF UNAE

BI Schutz Westufer Starnberger See e.V.

<http://www.alternative-energiequellen.info>

