

Bernd Wenzel, Dörte Ohlhorst, Elke Bruns

Geothermische Stromerzeugung in Deutschland – Stiefkind oder schlafender Riese?

Abstract

Der Beitrag analysiert die Entwicklung der Stromerzeugung aus Geothermie in Deutschland: die Forschungsförderung und Förderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), die Rolle wesentlicher Akteure im Innovationsgeschehen sowie technische, wirtschaftliche und gesellschaftliche Rahmenbedingungen. In der Forschungsförderung stand die Geothermie bisher im Schatten anderer Technologien. Nachdem 2003 die in Deutschland vorhandenen geothermischen Stromerzeugungspotenziale dargelegt wurden, gewann geothermische Stromerzeugung an politischer und institutioneller Unterstützung. In der Folge wurden die Einspeisevergütungen im EEG erhöht. Die in den aktuellen Projekten angewandten Stromwandlungstechnologien ORC und Kalina stehen derzeit noch am Anfang der Entwicklung. Gegenwärtig besteht die Branche aus einer überschaubaren Zahl kleiner und mittlerer Unternehmen. Zusammen mit politischen und institutionellen Befürwortern existiert nur eine relativ kleine Community engagierter Akteure. Regionale und überregionale Energieversorger, vielfach in Kooperation mit Kommunen, engagieren sich als Betreiber und Investoren, lassen es angesichts begrenzter Renditen jedoch an nachdrücklichem Interesse fehlen. Trotz verbesserter Förderbedingungen und grundsätzlicher Kompatibilität mit dem Energieversorgungssystem hemmen die hohen Fündigkeitsrisiken in Verbindung mit hohen Bohrkosten eine rasche Expansion. Vor diesem Hintergrund ist auch zukünftig eher eine langsame Entwicklung zu erwarten.

This contribution analyses the development of power generation from geothermal energy in Germany. It considers research funding schemes, the support through the German Renewable Energy Sources Act (EEG) and the role of decisive actors as well as technical, economic and societal framework conditions. Compared to other renewable energy sources research funding for geothermal energy had played an inferior role in the past. After the potentials for geothermal power generation had been underlined by a study in 2003, geothermal power gained more political and institutional advocates. Subsequently it was equipped with a higher tariff in the EEG 2004 and led to realization of demonstration projects. Yet, the appliance of technologies for electrical power transformation, ORC and Kalina, are at the very beginning. Presently, the geothermal energy industry consists of a small amount of medium-sized businesses. Regional and nationwide energy providers, acting as operators and investors, do not exert much pressure in view of limited returns. Despite the compatibility with existing power supply systems, constraints to the expansion of geothermal energy use - above all exploration risks and high drilling costs - are likely to lead to a step-by-step enhancement rather than a rush.

blick auf den erfolgreichen Einsatz und die Verbreitung erneuerbarer Energien wahrgenommen. Der Industriestandort Deutschland ist zu einem „lead market“ für die erneuerbaren Energien geworden und nimmt eine führende Rolle bei der Entwicklung von Technologien und Innovationen auf diesem Gebiet ein. Auch die geothermische Stromerzeugung wird von der Bundesregierung im Rahmen der Erneuerbare-Energien-Politik gefördert. Da sie im Gegensatz zu Wasserkraft, Windkraft und Sonnenenergie keinen Tages- oder saisonalen Schwankungen unterliegt, gilt sie als „grundlastfähig“ und damit be-

Kontakte

Wenzel, Bernd

Ingenieurbüro für
neue Energien (IfnE)
Bertholdstr. 24
14513 Teltow

bwenzel@ifne.de

Ohlhorst, Dörte

Zentrum Technik und
Gesellschaft, TU Berlin,
Hardenbergstraße 36A
10623 Berlin

ohlhorst@ztg.tu-berlin.de

Bruns, Elke

Institut für Landschaftsarchitektur
und Umweltplanung, TU Berlin
Straße des 17. Juni 145
10623 Berlin

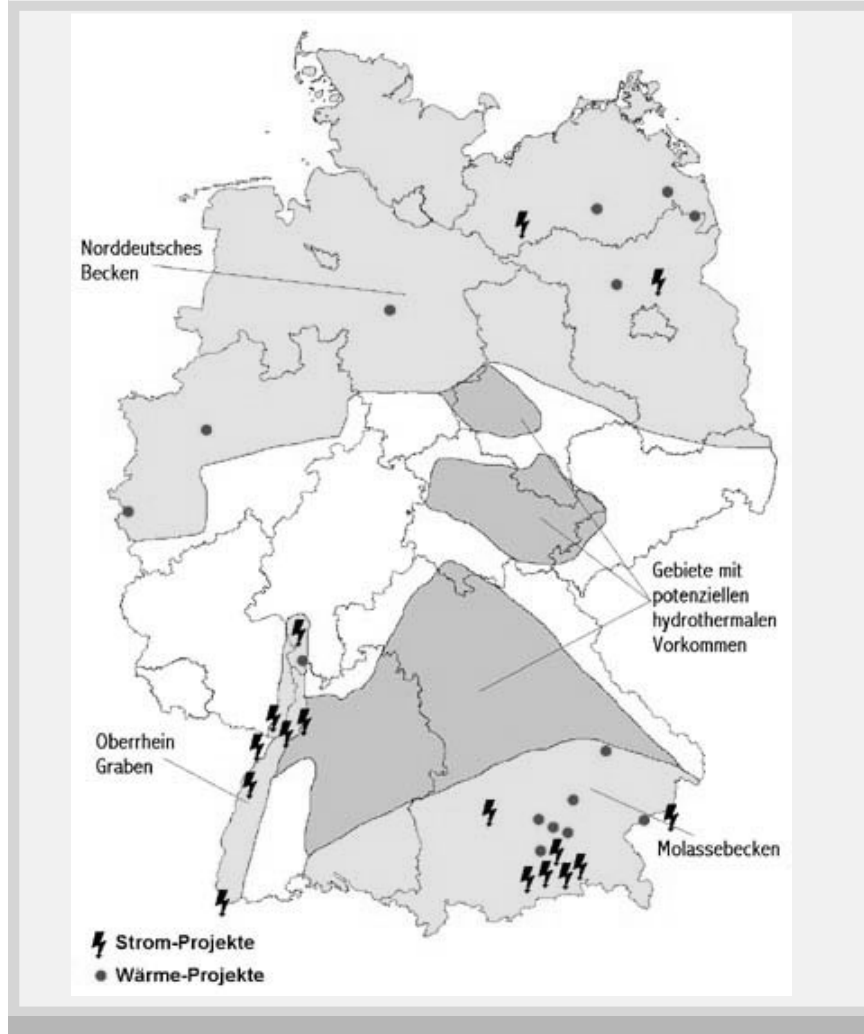
bruns@ile.tu-berlin.de

Einleitung

Im deutschen Stromversorgungssektor machen strukturelle Veränderungen und

Innovationen auf sich aufmerksam. Die erneuerbaren Energien sind auf dem Vormarsch: Im internationalen Kontext wird Deutschland als ein Pionierland im Hin-

Abb. 1 | Geothermiekarte – Standorte in Deutschland⁴



sonders gut integrierbar in das bestehenden Energieversorgungssystem. Geothermie wird in Deutschland vor allem zur Wärmeversorgung genutzt. Nachgewiesene Potenziale erschließbarer Heißwasservorkommen¹ lassen eine mit der Wärmenutzung gekoppelte Stromerzeugung in energiewirtschaftlich relevanter Größenordnung in Deutschland zukünftig möglich erscheinen. Jedoch sind Meldungen über die Inbetriebnahme von Geothermie-Kraftwerken bislang noch Einzelfälle. Bisher sind in Deutschland nur drei geothermische Kraftwerke in Betrieb, die in der Lage sind, in nennenswertem Umfang Strom zu produzieren. Bevor ein Geothermie-Kraftwerk in Betrieb genommen werden kann, sind viele Hürden zu meistern.

1 Vgl. Paschen et al. (2003); <http://www.tab.fzk.de/de/projekt/zusammenfassung/ab84.pdf>

Der vorliegende Artikel greift die Zwischenergebnisse eines interdisziplinären Forschungsprojektes zur „Innovationsbiographie der erneuerbaren Energien“² auf. Darin wurden die heterogenen Rahmenbedingungen und Akteurskonstellationen für die Entwicklung der erneuerbaren Energien mit Hilfe einer Konstellationsanalyse³ untersucht. Schwerpunkt der Untersuchung ist die Analyse treibender wie auch hemmender Kräfte für den Innovationsprozess. Ausgehend von dieser interdisziplinären Perspektive werden die Bedingungen für die Entwicklung der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland skizziert.

2 Gefördert durch das Bundesumweltministerium, Laufzeit 2006 bis 2009. Weitere Projektinformationen siehe <http://www.ilaup.tu-berlin.de/erneuerbare-energien>.

3 Vgl. Schön et al. (2007).

4 Quelle: IE Leipzig, <http://www.energetik-leipzig.de/Geothermie/Portal/Geothermie.htm>

Im Folgenden steht die Frage im Mittelpunkt, woran es liegt, dass die vielversprechende geothermale Stromerzeugung bislang noch keinen „Boom“ erlebt hat. Welche Erfahrungen wurden bisher mit geothermischer Stromerzeugung in Deutschland gesammelt? Was sind die geologischen, technologischen, ökonomischen, politischen und rechtlichen Voraussetzungen für einen erfolgreichen Einsatz der Tiefengeothermie in Deutschland und welche Hemmnisse bremsen den Prozess?

Technologische Herausforderungen

Zur Erschließung geothermischer Potenziale für die Stromerzeugung benötigt man heißes Wasser mit Temperaturen von mindestens 120°C. Niedrigere Temperaturen, wie sie zum Beispiel in Neustadt-Glewe in Mecklenburg-Vorpommern vorgefunden werden, sind zwar auch möglich, aber für die Stromerzeugung wirtschaftlich nicht sinnvoll. Das erforderliche Temperaturniveau findet sich in Deutschland in der Regel erst in großen Tiefen ab 3.000 Metern, vor allem im norddeutschen Becken, dem süddeutschen Molassebecken und dem Oberrheingraben. Prinzipiell kann bei Bohrungen zur Erschließung dieser Tiefenwärme auf die Technologien der Mineralwasser-, Erdöl- und Erdgasförderung aufgebaut werden, allerdings werden zur Nutzbarmachung der Wärme spezifische technologische Anforderungen gestellt. Bei der Erschließung in Deutschland wird derzeit primär auf Heißwasserreservoir gesetzt, die ein hohes Temperaturniveau und ausreichende Fließraten besitzen. Darüber hinaus wird seit fast drei Jahrzehnten an der Erschließung von „trockenem“ Felsgestein gearbeitet, in das man über zwei Bohrungen Wasser verpresst, um künstliche Risse zu erzeugen. Gelingt dies, kann dort Wasser, das die Wärme des Gesteins aufnimmt, in einen Kreislauf injiziert werden. Dieses Verfahren wird in der Literatur als „Enhanced Geothermal System“ (EGS), „Hot-Dry-Rock“- (HDR) oder „Hot-Fractured-Rock“-Verfahren (HFR) bezeichnet. Als neuer Begriff wurde 2007 im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) die Formulierung „petrothermale Verfahren“ eingeführt.⁵

5 Dieser Oberbegriff wurde von dem sog. „Personenkreis Tiefe Geothermie“ geprägt und ist inhaltlich noch nicht abschließend definiert.

Stromwandlungstechnologien für niedrige Temperaturniveaus erforderlich

Für die geothermische Stromerzeugung in Deutschland kann aufgrund der relativ niedrigen Temperaturen nicht auf den herkömmlichen Wasserdampfkraftprozess zurückgegriffen werden.⁶ Vielmehr müssen neue Verfahren zur Energieumwandlung wie der Organic Rankine Cycle-Prozess (ORC)⁷ oder das technisch verwandte Kalina-Verfahren⁸ angewandt werden [Schellschmidt et al. 2007]. Der ORC-Prozess basiert auf einem mit dem Wasserdampfprozess vergleichbaren Verfahren. Allerdings werden statt Wasser organische (z. B. Ammoniak) oder synthetische Arbeitsmedien (z. B. Silikonöl GL 160) verwendet. Diese Arbeitsmedien weisen günstige Verdampfungseigenschaften bei geringeren Temperaturen und Drücken auf. Das Arbeitsmedium für die Dampferzeugung beim Kalina-Prozess ist ein Ammoniak-Wasser-Gemisch. Der besondere Vorteil des Kalina-Prozesses liegt in den günstigen Wärmeübertragungsverhältnissen. Die mittlere Temperatur der Wärmeübertragung wird angehoben, während die mittlere Temperatur der Kondensation abgesenkt wird. Dies macht eine Steigerung des Wirkungsgrades um 10 bis 60 % gegenüber dem ORC-Prozess möglich. Doch steht die Kalina-Technologie am Anfang der Entwicklung und muss sich in der Praxis noch bewähren.

Sowohl beim ORC- als auch beim Kalina-Prozess entsteht schon bei Temperaturen ab etwa 90 °C Dampf, der zum Antrieb von Turbinen genutzt werden kann. Der Dampf wird auch hier in der Turbine entspannt, die dann einen Generator antreibt.

Erfahrungen mit der Nutzung tiefer Geothermie in der DDR

In der ehemaligen DDR wurden Vorerfahrungen mit geothermischer Nutzung bereits in den 1960er und 1970er Jahren ge-

6 Hierzu würde man Temperaturen ab 250 °C bis 300 °C benötigen.

7 Der Organic Rankine Cycle (ORC) hat seinen Ursprung im vorletzten Jahrhundert und geht auf William John Rankine, einem schottisch-britischen Physiker und Ingenieur, zurück.

8 Der Kalina-Prozess wurde in den 1970er Jahren vom russischen Ingenieur Alexander Kalina entwickelt.

sammelt. Bei der weitgehend vergeblichen Suche nach Erdöl und Erdgas war man auf Thermalwasser gestoßen. Interessant wurden diese Warmwasserfunde jedoch erst Ende der 1970er Jahre, als die Endlichkeit der Braunkohlevorräte der DDR in den Blick kam und auch vor dem Hintergrund der Ölpreiskrise von 1973 die Abhängigkeit von Öl und anderen importierten Energieträgern verringert werden sollte⁹. Auch sollte aus Gründen des Naturschutzes und zur Vermeidung von Transportkosten in bestimmten Biosphärenreservaten auf den Einsatz von Braunkohle weitgehend verzichtet werden. Der Fokus lag auf der flächendeckenden Erkundung von Thermalwasserpotenzialen für die Wärmenutzung.

Die geologischen und energetischen Potenziale der DDR, die in einem Geothermie-Atlas veröffentlicht wurden, stimmten optimistisch: Ein Programm zur Nutzung dieser Ressource wurde aufgelegt. 1984 wurde das erste geothermische Heizwerk in Waren an der Müritz in Betrieb genommen. Aufgrund des erfolgreichen Betriebs beschloss die DDR-Regierung 1986 die Umsetzung der „Konzeption für die volkswirtschaftliche Nutzung der geothermischen Ressourcen“. Bis Ende der 1980er Jahre wurden insgesamt drei Projekte (Waren, Neubrandenburg, Prenzlau) mit einer Gesamtleistung von 22 MW_{th} umgesetzt, bei denen geothermische Wärme zur Beheizung von Wohnungen genutzt wurde. Ausbaupläne bis zum Jahr 2000 sahen vor, dass Heizwerke mit einer Gesamtleistung von 262 MW_{th} errichtet und ca. 150 MW geothermisch erzeugter Strom am Netz sein sollten.¹⁰ Kurz vor der Wende lag es nach diesen Plänen im Bereich des Möglichen, dass der Nordosten Deutschlands mittelfristig geothermisch mit Wärme versorgt werden könnte. Nach der Wiedervereinigung im Jahr 1990 wurden diese Zukunftspläne jedoch weitestgehend aufgegeben, Anschlussmöglichkeiten wurden nicht genutzt. Erschwerend wirkte sich aus, dass die Ergebnisse der landesweit durchgeführten geothermischen Untersuchungen nach der Wiedervereinigung anfangs nur schwer zugänglich waren. Das „Zentrale Geologische Institut“ (ZGI) der DDR in Berlin sowie das „Zentralinstitut für Physik der Erde“ (ZIPE) in Potsdam waren in private Unternehmen überführt worden.

9 Vgl. Kniesz (2006), S. 5.

10 Vgl. Kniesz (2006), S. 6; Bußmann (1991), S. 4.

Während das Geothermie-Projekt Neustadt-Glewe auch nach der Wende fortgeführt wurde¹¹, wurden die Planungen für ca. 30 andere Standorte eingestellt und die Bohrungen versiegelt. Unter dem Einfluss westdeutscher Energieversorger wurden innerhalb weniger Jahre die Kommunen in den ostdeutschen Bundesländern an das Erdgasnetz angeschlossen. War das neue Gasleitungsnetz erst installiert, bestand zunächst kein Anreiz mehr, alternative Wärmeversorgungskonzepte zu verfolgen. So wurde zum Beispiel auch ein Geothermie-Projekt in Neuruppin – auch hier war auch ein Heizwerk geplant – eingestellt¹². Mit dem Auslaufen von Konzessionsverträgen bestehen aber Zeitfenster, alte Planungen wieder aufzugreifen.

Förderung der tiefen Geothermie in der Nachwendezeit

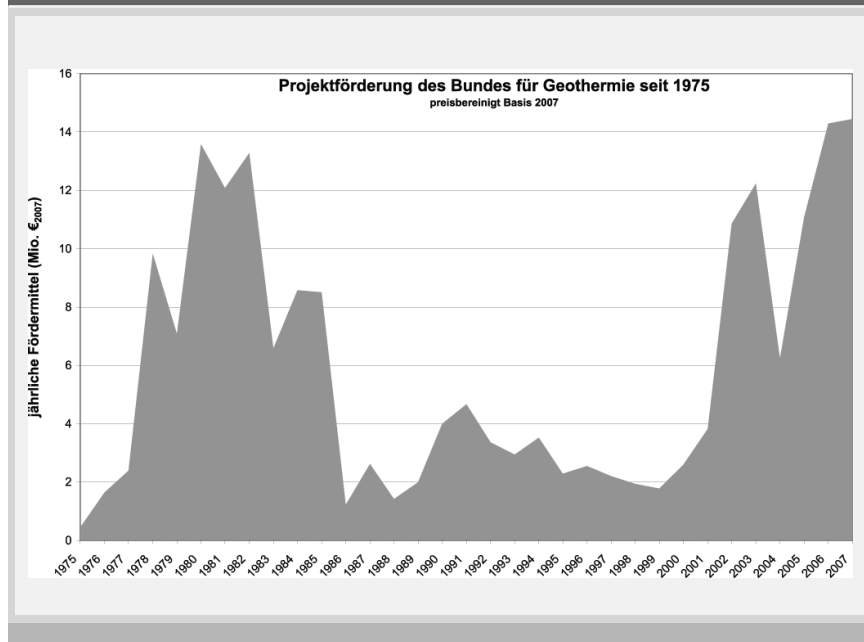
Da in Westdeutschland Mitte der 1980er Jahre nur wenige geothermische Anlagen in Betrieb waren – alle zur Wärmenutzung (vorwiegend Thermalbäder) und keines zur Stromerzeugung – bestand noch großer Erkenntnisbedarf in allen technischen Bereichen. Dennoch war der Forschungsmiteinsatz für Geothermie – im Vergleich mit den Aufwendungen für Windenergie oder Fotovoltaik – sehr gering.

Insbesondere in den 1990er Jahren erhielt die Geothermie nur wenig politische Unterstützung. Vertreter der Forschungsförderung sahen in der Technologie nur geringfügige Potenziale, zudem leisteten unter anderem Entscheidungsträger aus dem Bundeswirtschaftsministerium aktiv Widerstand gegen eine Förderung dieser Technologie. Auch im Bundesforschungsministerium standen die entscheidenden Abteilungsleiter hinter einer Nutzung von fossilen Energien und Kernenergie und sahen keine Veranlassung zu einer verstärkten Geothermie-Förderung.

11 In Neustadt-Glewe wurden 1988 und 1989 die ersten erfolgreichen Bohrungen durchgeführt. Im Zuge der Wiedervereinigung wurde das Projekt für ein Heizwerk – weil ein wichtiger Energieabnehmer abgewickelt wurde – zunächst nicht weitergeführt. Das Heizwerk nahm aber 1994 den Betrieb auf und versorgte ein Lederwerk vor Ort mit Wärme.

12 Als viertes geothermisches Heizwerk in Nordostdeutschland ist Neuruppin dann 2007 in deutlich geringerem Umfang doch noch in Betrieb gegangen. Dort werden nun ein Thermalbad und das Seetorviertel mit Wärme versorgt.

Abb. 2 | Projektförderung des Bundes für Geothermie seit 1975¹³



Das Stromeinspeisungsgesetz von 1991¹⁴ enthielt keine Vergütungsregelung für geothermisch erzeugten Strom. Es war im Wesentlichen von Vertretern der Wasserkraftnutzung sowie Pionieren der Windenergie initiiert worden, auch die Biomassenutzung konnte von dieser Initiative profitieren. Eine Lobby für die Geothermie befand sich zu dieser Zeit hingegen noch in der Entstehung. Auch in die novellierte Fassung des Stromeinspeisungsgesetzes von 1994 wurde keine Einspeisevergütung für geothermisch erzeugten Strom aufgenommen mit der Begründung, dass es noch kein geothermisch betriebenes Kraftwerk gebe und daher auch keine Notwendigkeit für eine Stromeinspeisungsvergütung bestehe.

In der frühen Phase der Förderung für erneuerbare Energien in Westdeutschland ist somit eine eher stiefmütterliche Behandlung der Geothermie zu konstatieren. Ende der 1990er Jahre wollte die Bundesregierung die Förderung der Geothermie einstellen. Dies änderte sich jedoch mit der Regierungsübernahme durch die rot-grüne Koalition im Jahr 1998. Die Forschungsaufwendungen des Bundes für Geothermie stiegen seit dem Regierungswechsel deutlich an (vgl. Abbildung 2). Der Einbruch 2004 ist auf den Übergang

der Forschungsmittelzuständigkeit vom Bundeswirtschaftsministerium auf das Bundesumweltministerium zurückzuführen, da das Bundeswirtschaftsministerium keine Forschungsmittel mehr ausreichen wollte, das Bundesumweltministerium aber noch nicht darüber verfügen konnte.

Im Zentrum der Forschung stehen vielfältige technische Herausforderungen, wie Korrosions- und Inkrustationsprobleme durch den hohen Salzgehalt des geförderten Wassers, die Re-Injektion des genutzten Wassers, die Vermeidung von Ausgasungen etc. Insbesondere die Erkundungsmethodik, Simulationsmethoden und die Bohrtechnik bedürfen einer wesentlichen Weiterentwicklung.

EEG und Marktanreizprogramm

Die Vergütung für Strom aus Geothermie wurde erstmals im neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ab 2000 gesetzlich verankert¹⁵ – allerdings mit Einspeisesätzen, die niedriger waren als die Sätze für Strom aus Biomasse. Schließlich konnte im Jahr 2004 die Neufassung des EEG mit deutlich angehobenen Vergütungssätzen die heutige Entwicklung in Gang setzen. Eine Studie des Büros für Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bun-

destages (TAB)¹⁶ aus dem Jahr 2003 hatte ergeben, dass die Temperaturen in bis zu 7 km Tiefe ausreichen, um mehr als das 600fache des deutschen Jahresstrombedarfs zu decken. Ab 2004 wurden die ersten Projekte zur geothermischen Elektrizitätserzeugung umgesetzt.

Mit dem neuen EEG 2009 wurden die Vergütungssätze nochmals deutlich angehoben, die Anzahl der Leistungsklassen auf zwei (bis einschließlich oder größer als zehn MW) reduziert und zwei zusätzliche Boni für Technologie und Wärmenutzung eingeführt. Der Wärmenutzungs-Bonus soll die zusätzliche Nutzung der Wärme in Nahwärmenetzen fördern, der Technologie-Bonus kommt vor allem den petrothermalen Anlagen zugute, so dass die geothermische Stromerzeugung aus petrothermalen Anlagen bei Inbetriebnahme bis Ende 2015 mit einer Vergütung von 24 bis 27 Cent/kWh kalkulieren kann. Dies stellt gegenüber dem EEG 2004 nahezu eine Verdoppelung der Vergütung dar (vgl. Tabelle 1).

Eine Degression von 1 % der Vergütungssätze jährlich ist erstmals ab dem 01.01.2010 vorgesehen und gilt für alle Anlagen, die nach diesem Termin in Betrieb genommen werden.

Neben dem EEG wird die Errichtung von Geothermieanlagen zur Stromerzeugung ab 2008 auch durch das Marktanreizprogramm des Bundesumweltministeriums gefördert. Dies geschieht in Form eines Sicherungsfonds (KfW zusammen mit der Versicherungswirtschaft) für Fündigkeitsrisiken, der bis 80 % der Bohrkosten bei Nichterfolg übernehmen würde. Darüber hinaus werden ungeplante Mehrkosten bei den Bohrungen bis 1,5 Mio. Euro und die Errichtung von Wärmenetzen mit bis zu 1,5 Mio. Euro gefördert.

Chancen und Hemmnisse der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland

Zwar wird, wie hier gezeigt wurde, das Potenzial der geothermischen Wärme für die Stromversorgung in Deutschland seit Ende der 1990er Jahre politisch wahrgenommen und gefördert. Die durch Förderprogramme und das EEG gesetzten Rahmenbedingungen sind – verglichen mit

¹³ Quelle: Nach Angaben des Projektträgers Jülich (PTJ).

¹⁴ Verabschiedet unter der Regierung der CDU/CSU und FDP. Zur Entstehungsgeschichte vgl. u. a. Kords (1993).

¹⁵ Verabschiedet unter der Regierung von SPD und Bündnis90/Die Grünen.

¹⁶ Vgl. Paschen et al. (2003); <http://www.tab.fzk.de/de/projekt/zusammenfassung/ab84.pdf>.

den meisten anderen Ländern der EU – erfreulich gut.

Dennoch sind bisher kaum Kraftwerke zur Stromerzeugung umgesetzt worden. Bis heute sind drei Kraftwerke in Betrieb, die Inbetriebnahme eines weiteren Kraftwerks mit 0,5 MW_{el} in Bruchsal ist für 2009 geplant (vgl. Tabelle 2). Insgesamt betrug die Stromerzeugung aus geothermischen Kraftwerken im Jahr 2007 nur rund 400 MWh.

Was sind die größten zu überwindenden Hürden, die es bisher verhindert haben, dass die Geothermie aus ihrem Nischendasein heraustritt und sich zu einer etablierten Sparte der erneuerbaren Energieträger entwickelt?

Herausforderungen bei Technik und Wirtschaftlichkeit

Ein zentrales Problem ist neben vielfältigen technischen Herausforderung die Wirtschaftlichkeit der Anlagen. Über die tatsächliche Wirtschaftlichkeit der in der Entstehung bzw. Entwicklung befindlichen Projekte zur geothermischen Stromerzeugung lassen sich derzeit aber kaum belastbare Angaben machen, da entsprechende Daten von den Projektbetreibern nicht veröffentlicht sind.

Die im neuen EEG 2009 festgelegten Mindestvergütungen von 16 bis 27 Cent/kWh sollen grundsätzlich einen wirtschaftlichen Betrieb mit Temperaturen ab etwa 120°C ermöglichen. Die Wirtschaftlichkeit der geothermischen Stromerzeugung hängt von verschiedenen Aspekten ab: Entscheidend ist, ob eine hohe Wasserförderrate erreicht werden kann. Bedeutsam für die Wirtschaftlichkeit ist daneben eine effiziente Anlagentechnik mit möglichst geringem Stromeigenbedarf für Pumpen und Rückkühlung des Wassers vor der Rückinjektion in den Untergrund. Besonders effizient ist eine zusätzliche Niedertemperaturwärmenutzung für Heizzwecke.

In allen bisher realisierten Kraftwerken wird aus wirtschaftlichen Gründen die Strom- und Wärmenutzung kombiniert, was in der Regel hohe Investitionen in ein

17 Ziffer in Klammern: Vergütung ab 01.01.2016.

18 Mit der Anlage in Neustadt-Glewe konnte erstmals nachgewiesen werden, dass Stromerzeugung aus Geothermie in Deutschland möglich ist, was sehr bedeutend für die politische Diskussion um die Vergütungsregelung im Rahmen der EEG-Neufassung 2004 war.

Tab. 1 | Vergütungssätze des EEG 2004 / 2009 für Geothermie

| Leistung | Vergütung EEG 2004 Cent/kWh | Vergütung EEG 2009 Cent/kWh ¹⁷ |
|---|-----------------------------|---|
| bis einschließlich 5 MW | 15 | – |
| bis einschließlich 10 MW | 14 | 20 (16) |
| bis einschließlich 20 MW | 8,95 | – |
| ab 20 MW | 7,16 | – |
| ab 10 MW | | 14,5 (10,5) |
| Wärmenutzungs-Bonus | – | 3 |
| Technologie-Bonus für petrothermale Techniken | – | 4 |
| Degression | 1 % p. a. ab 2010 | 1 % p. a. ab 2010 |

Tab. 2 | Geothermische Stromerzeugung in Deutschland (bzw. mit deutscher Beteiligung)

| | technische Daten | Besonderheiten |
|--|---|--|
| Bad Urach, Baden-Württemberg, süddeutsche Molasse | Inbetriebnahme 1977 2004 beendet aufgrund von technischen und administrativen Schwierigkeiten | Erforschung und Entwicklung petrothermaler Techniken |
| Soultz-sous-Forêts, Frankreich, Oberrheingraben, dt-sch-frz. Forschungsprojekt | Inbetriebnahme: 2008 (erste Bohrung 1987) Bohrlochtiefe: 5.000 m Temperatur: ca. 200 °C Leistung: 2,1 MW _{el} | EGS Pilotanlage |
| Neustadt-Glewe, Mecklenburg-Vorpommern, norddeutsches Becken | Inbetriebnahme: 2003 Bohrlochtiefe: 2.300 m Temperatur: weltweit niedrigste Temperatur von 98 °C Leistung: 230 kW _{el} und 5,5 MW _{th} | ORC-Anlage mit Pilot-Charakter, ¹⁸ erzeugt nur im Sommer Strom, da die Wärme im Winter zu Heizzwecken benötigt wird |
| Landau, Rheinland-Pfalz, Oberrheingraben | Inbetriebnahme: 2007 Bohrlochtiefe: 3000 m Temperatur: 155 °C Leistung: 3 MW _{el} und 5 MW _{th} | Erste vollkommerzielle Anlage zur geothermischen Stromerzeugung; ORC-Anlage Landesbürgerschaft zur Übernahme eines Teils des Investitionsrisikos |
| Unterhaching, Bayern, süddeutsches Molassebecken | Inbetriebnahme: 2004 (thermisch) Bohrlochtiefe: rd. 3.400 m Temperatur: 122 °C Leistung: 3,4 MW _{el} und 38 MW _t | Erste Kalina-Anlage, im Probebetrieb seit 2008 |
| Bruchsal, Baden-Württemberg Oberrheingraben | Inbetriebnahme: geplant für 2009; Bohrlochtiefe: 1.900 und 2.500 m Temperatur: ca. 130 °C Tiefe projektierte Leistung: 0,5 MW _{el} und 4 MW _{th} | Kalina-Anlage, erste Bohrungen 1983, 1987, zunächst eingestellt; 2002 reaktiviert |

Wärmenetz erfordert, sofern dieses nicht bereits vorhanden ist. Dies hat auch der Gesetzgeber erkannt und im EEG 2009 einen Wärmenutzungs-Bonus in Höhe von 3 Cent/kWh_{el} aufgenommen. Damit soll der Aufbau einer geothermischen Stromerzeugung auch an Standorten gewährleistet werden, die bisher über kein Wärmenetz verfügen.

Erdwärmenutzung erfordert zudem Bohrungen mit mehreren Tausend Meter Tiefe, was mit einem sehr hohen Kostenaufwand verbunden ist. Eine Bohrung

kostet derzeit – je nach Tiefe – zwischen 4 und 8 Mio. Euro, d. h. zwischen 1.000 und 2.000 Euro pro Bohrlochtiefenmeter. Wurden entsprechende Wärmepotenziale gefunden, sind weiterhin große Mengen Spezialstahl für eine zweite Bohrung und die oberirdische Verrohrung erforderlich. Die Investitionskosten eines geothermischen Kraftwerks werden mit 25 bis 50 Mio. Euro veranschlagt, davon 50 bis 60 % für Bohren, Bohrservice und Stahl.¹⁹

19 Vgl. Staiß et al. (2007), S. 169 f.

Die Kosten für Bohrungen, Verrohrungen u. ä., die etwa die Hälfte der Gesamtkosten geothermischer Kraftwerke ausmachen, waren aufgrund der hohen Nachfrage nach Bohrgeräten zur Exploration von Erdöl- und Erdgaslagerstätten und der Kopplung der Bohrpreise an den Erdöl- und Erdgaspreis sowie aufgrund der hohen Weltmarktpreise für Stahl innerhalb kurzer Zeit um ca. 30 % gestiegen.²⁰ Weitere Kostensteigerungen werden erwartet, so dass die Kosten in Verbindung mit fehlendem Bohrpersonal ein zentrales Hemmnis darstellen.²¹

Daher war und ist die Finanzierung eine der größten Hürden für Geothermieprojekte. Bisher war eine Kapitaldecke, die (wie beispielsweise in der Öl-Industrie) das Bohrrisiko abfangen könnte, im Bereich der Geothermie nicht gegeben.²² Denn die potenziellen Investoren schrecken nicht nur vor der Frage der realisierbaren Wirtschaftlichkeit eines Geothermiekraftwerks zurück, sondern vor allem vor dem Risiko, bei der Bohrung nach heißem Wasser im Untergrund nicht fündig zu werden. Das Fündigkeitsrisiko lässt sich zwar mit ausgefeilten geologischen Erkundungen reduzieren, aber nie gänzlich ausschließen.²³ Die mit dem Fündigkeitsrisiko verbundenen Investitionsrisiken stellen einen deutlichen „Finanzierungsnachteil“ im Vergleich zu Wind-, Wasser-, Biomasse- und Solarkraftwerken dar.

Die besondere Risikostruktur der Projekte macht Banken oder Risikokapitalgebern die Einschätzung schwer, denn das Fündigkeitsrisiko lässt sich nicht mit dem klassischen Instrument der Risikokalkulation – hohes Risiko verbunden mit hoher Rendite – bewerten. Bei Nichtfündigkeit muss die gesamte Investition abgeschrieben werden. Daher sind die bisher realisierten bzw. in Errichtung befindlichen Projekte primär über die beteiligten Kommunen und über Forschungsmittel mitfinanziert, denn die Investoren waren bisher in der Regel Stadtwerke bzw. Kommunen.

Aufgrund der Kopplung mit der Wärmenutzung unterliegt die geothermische

Stromerzeugung Schwankungen, denn die Wärme wird im Winter überwiegend zu Heizzwecken benötigt. Dadurch können sich Stillstandszeiten der Stromerzeugungsanlagen im Winter für die Heizperiode von 4 bis 5 Monaten ergeben.

Konkurrenzen zu anderen Energieerzeugungstechnologien und Nutzungen des Untergrunds

Geothermieprojekte stehen nicht nur mit einer bislang noch kostengünstigeren fossilen Wärmeerzeugung in Konkurrenz, sondern in Teilen auch mit anderen erneuerbaren Energieträgern, wie preiswerter Wärmeenergie aus Biogas- und Pflanzenölanlagen. Mit dem KWK-Bonus im EEG wird Biomasse-Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung statt bisher mit 2 Cent/kWh nun mit 3 Cent/kWh vergütet. Die Stromerzeugung auf der Basis von Biogas ist aufgrund dieser neuen EEG-Vergütungsregelung noch lukrativer geworden. Wenn eine Biogasanlage sich allein über die EEG-Vergütung rechnet, kann die reichlich vorhandene Motorabwärme mit relativ geringem Aufwand zusätzlich genutzt werden. Die Wärme kann damit zu einem Wärmepreis nahe Null angeboten werden. In einzelnen Kommunen haben daher Stadtwerke ein Wärmenetz installiert und erhalten für einen bestimmten Zeitraum Wärme aus Biogasanlagen für einen sehr geringen symbolischen Preis, damit sich zunächst die Investitionen für das Netz einspielen.

Zumindest in ländlichen Gebieten mit hohem Biogaspotenzial besteht eine Konkurrenzsituation zur tiefen Geothermie. Geothermie-Stromerzeugungsanlagen rechnen sich vermutlich kaum allein über die EEG-Vergütung und sind auf einen zusätzlichen Wärmepreis angewiesen. Dazu ist die Nähe zu Siedlungen (Wärmesenken) eine wichtige Voraussetzung. Die örtliche Übereinstimmung von geothermischen Bedingungen und Wärmesenken ist aber nur an wenigen Standorten gegeben. Zudem kann bei einer Konzentration von mehreren Geothermieanlagen in einer Region eine Konkurrenz um die vorhandenen Heißwasservorkommen entstehen – diese Situation ist zwar noch nicht in Deutschland, aber bereits in Kalifornien eingetreten.

Schließlich tritt geothermale Energiegewinnung auch in Konkurrenz zu den Plänen der CO₂-Abscheidung aus Kohle-

kraftwerken und deren unterirdischen Verpressung und zur Nutzung des Untergrundes als Gas- oder Druckluftspeicher. Das Kohlendioxid soll vorzugsweise in unterirdischen Hohlräumen und leeren Ölfeldern deponiert werden. Daraus resultierende Druckveränderungen im Untergrund können die Spielräume für Geothermie-Bohrungen einengen. Kraftwerksbetreiber versuchen gegenwärtig, sich vorsorglich Standorte für die CO₂-Verpressung zu sichern. Andere Nutzungen des Untergrundes, wie die geothermale Nutzung, sind dann an diesen Standorten ausgeschlossen. Ein Vorrang für geothermische Nutzung ist derzeit rechtlich nicht abzusichern. Angesichts der ohnehin begrenzten Zahl geeigneter Geothermie-Standorte in Deutschland können solche Verfügbarkeitsbeschränkungen rasch zu einer zentralen limitierenden Größe für weitere Ausbauplanungen werden.

Komplexer rechtlicher Rahmen

Die rechtliche Ausgangslage für die Aufsuchung und Gewinnung von Erdwärme stellt sich im Vergleich zu den anderen erneuerbaren Energieträgern als kompliziert dar. Erdwärme gehört nach § 3 des Bundesberggesetzes zu den so genannten „bergfreien“ Bodenschätzen. Damit ist klargestellt, dass sich die Erdwärme nicht im Eigentum des Grundbesitzers befindet, sondern der Allgemeinheit gehört. Nach Klinski [2005, 88] müssen bis zum Beginn der Erdwärmegewinnung im Regelfall allein vier Arten von bergrechtlichen Zulassungen eingeholt werden: die Aufsuchungserlaubnis, der Aufsuchungsbetriebsplan, die Gewinnungsbewilligung und der Gewinnungsbetriebsplan. Der Aufwand ist also vergleichsweise hoch, zumal die Erlaubnisse und Bewilligungen immer nur auf Zeit (2 Jahre) ausgesprochen werden.

Die Aufsuchungserlaubnis und die nach einer erfolgreichen Erkundungsphase benötigte Gewinnungsbewilligung werden in einem einfachen Verwaltungsverfahren (ohne Öffentlichkeitsbeteiligung, ohne Umweltverträglichkeitsprüfung und ohne Konzentrationswirkung) erteilt [vgl. Klinski 2005, 88]. Aus Sicht des Nutzers sollte das Erlaubnisfeld möglichst groß angelegt sein, um ein ausreichendes potenzielles Untersuchungsgebiet zu haben. Andererseits sind die zuständigen Bergbau-

20 Vgl. BMU (2007d).

21 Nach Staiß (2007), S. 153 besteht ein Ansatz zum Senken der Bohrkosten darin, wie in Groß-Schönebeck bereits vorhandene Bohrungen zur Erkundung von Erdgas, Öl oder Kohle zu nutzen.

22 Nunmehr wurde ein Sicherungsfonds für Fündigkeitsrisiken eingerichtet; vgl. IV e).

23 Vgl. Janzig (2004), S. 74.

behörden gehalten, das Erkundungsfeld zu begrenzen, wenn konkurrierende Aufsuchungsinteressen nicht auszuschließen sind. Als solche gelten zum Beispiel bergbauliche Abbauinteressen sowie die Nutzung als unterirdische Speicher für Druckluft, Gas, etc. Die Anwendung der Abgrenzungskriterien ist also wesentlich für die Spielräume der geothermalen Erkundung.

Welche Rolle künftig Akzeptanzprobleme angesichts des Auftretens mikro-seismischer Effekte (Erdbeben) spielen werden, ist noch nicht absehbar. Mikro-Erdbeben können vor allem beim Aufbrechen des Untergrundes (sog. Hydro fracturing) während der Errichtung der Anlagen ausgelöst werden. Um Akzeptanzproblemen vorzubeugen, erweist es sich als überaus wichtig, die Bevölkerung im Vorfeld der Projekte rechtzeitig auf mögliche Beben vorzubereiten und über die Ursachen aufzuklären.

Internationale Entwicklungen

Global gesehen stellt die geothermische Stromerzeugung keine neue Entwicklung dar. In einer Reihe von Ländern mit günstigen geothermischen Voraussetzungen, d. h. oberflächennah relativ hohen Temperaturen über 300 °C (sog. Hochenthalpie-Lagerstätten), wie sie z. B. in Island, Indonesien oder in Nord-Italien vorkommen, wird schon lange geothermisch Strom erzeugt. Weltweit sind zur Stromerzeugung derzeit etwa 9.000 MW Leistung installiert.

Die Nutzung von Niederenenthalpie-Lagerstätten zur Stromerzeugung, wie sie Deutschland aufweist, steht dagegen noch ganz am Anfang der Entwicklung. Die Temperaturen bewegen sich hierbei zwischen knapp 100 °C und 160 °C. Die wenigen bislang realisierten Projekte stellen dementsprechend Pilotprojekte dar. Lediglich Australien verfolgt auf diesem Gebiet vergleichbare Pilotanstrengungen mit einem Projekt im Cooper Basin.

Die aktuelle Entwicklung im Bereich der deutschen Geothermieprojekte ist stark beeinflusst vom Weltmarkt. In den vergangenen Jahren traten neben australischen und amerikanischen insbesondere auch isländische Unternehmen in die globalen Schlüsselmärkte der Geothermie ein. Kapitalstarke Netzwerke aus isländischen Bohrunternehmen, Planern, Energieversorgern, staatlichen Organisationen

und Banken waren auch in Deutschland aktiv – es bleibt abzuwarten, ob sich diese Entwicklung angesichts der Finanzkrise fortsetzt.

Zentrale Akteure der geothermischen Stromerzeugung

Trotz der durchaus vorhandenen Potenziale konnte die geothermische Stromerzeugung bisher nicht in gleichem Maße wie die anderen erneuerbaren Energien von den politischen Steuerungsimpulsen profitieren. Dies ist nicht allein auf die beschriebenen hohen technologischen Anforderungen zurückzuführen. Die Geothermie kann sich – verglichen mit den übrigen erneuerbaren Energien – weder auf europäischer noch auf nationaler Ebene auf vergleichbare politische und institutionelle Akteurskoalitionen stützen.

Nachdem die Tiefengeothermie Ende der 1980er und den 1990er Jahren von Forschungsmittelgebern nur wenig Zuzahlung erhielt, maß auch das Bundesumweltministerium, nachdem es unter der rot-grünen Regierung zu einem zentralen Akteur der Erneuerbare-Energien-Politik avanciert war, den geothermischen Stromerzeugungspotenzialen zunächst keinen hohen Stellenwert bei. Kaum kalkulierbare wirtschaftliche Risiken und der Umstand, dass die Technologie noch in weiten Teilen unerforscht war, ließen die Geothermie in der Förderpolitik des Bundesumweltministeriums – gegenüber den anderen Sparten der erneuerbaren Energien – in den Hintergrund treten. Auch der Einfluss der Interessenvertreter der Geothermie – insbesondere des Fachverbands „Geothermische Vereinigung – Bundesverband Geothermie e. V. (GtV-BV)“ – war nicht stark genug, um daran etwas zu ändern. Es gab bis 2003 keine Pilotanlage zur Stromerzeugung, was eine fokussierte Interessenvertretung erschwerte. Zudem ist insgesamt die **Community der im Geothermie-Bereich aktiven Unternehmen** noch klein und auch in anderen Feldern der Geologie tätig. Dies zeigt sich auch daran, dass die vom Bund angebotenen Forschungsmittel in der Regel die Höhe der von Unternehmen abgefragten Forschungsmittel übersteigen. Wichtige Forschungseinrichtungen wurden erst vergleichsweise spät gegründet.²⁴

²⁴ Zum Beispiel wurde das Geoforschungszentrum Potsdam 1992 gegründet. Das Institut für Geo-

Anders als z. B. Windparks stellen geothermische Großprojekte kein geeignetes Investitionsobjekt für Privatanleger dar. Private Akteure investieren vielmehr in individuelle geothermische Wärmenutzungsanlagen. Erste kommerzielle Projekte zeigen, dass vor allem große Energieversorgungsunternehmen als Investoren und Kommunen als Betreiber wichtige Akteure sind. Trotz der Grundlastfähigkeit der Stromerzeugung halten sich jedoch die Energieversorger angesichts vergleichsweise geringer Renditen zurück. Die Beteiligung an den Geothermie-Projekten hat gegenwärtig eher noch Alibicharakter. Die großen Energieversorger betrachten Geothermieanlagen mit 5 MW als eine „Kleintechnik“, die unter Wirtschaftlichkeitskriterien eher uninteressant ist – dies wäre selbst dann der Fall, wenn die Anlagen ein Leistungspotenzial von 25 MW hätten. Großtechnik – wie Kohle- oder Atomkraftwerke – ist nach wie vor preiswerter und birgt aus der Sicht von Energieversorgern weniger wirtschaftliche Risiken.

Zusammenfassung und Ausblick

Wichtigste treibende Kraft der Geothermie-Entwicklung waren bisher die durch das EEG 2004 und die Erhöhung des Forschungsetats gesetzten, verbesserten ökonomischen Rahmenbedingungen. Sollte es zu keinem fortgesetztem Preisanstieg bei den Erschließungskosten kommen, dürften die deutlich angehobenen Vergütungssätze im EEG 2009 in Verbindung mit der Risikoabsicherung über das Marktanzreizprogramm grundsätzlich für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb an vielen Standorten genügend Anreize bieten.

Hemmend wirken sich jedoch die großen Fündigkeitsrisiken aus. Zudem können die staatlichen Maßnahmen kaum an vorhandenen Motivationen ansetzen. Anders als etwa bei Windenergie- und Photovoltaikanlagen, an denen eine große Zahl privater und gewerblicher Investoren Interesse haben, gibt es nur wenige Unternehmen oder gesellschaftliche Gruppen, die von Geothermie-Kraftwerken profitieren können.

Neben Unternehmen aus den Bereichen Hydrologie, Geologie, Bohr- und Mess-

wissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben (GGA) der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe in Hannover wurde erst im Jahr 2000 gegründet.

technik sind die zentralen Akteure zur Umsetzung der Steuerungsimpulse große Energieversorger sowie Stadtwerke und Kommunen. Letztere haben jedoch – angesichts überwiegend intakter, auf andere Energieträger ausgerichteter Infrastrukturen – nur geringes Interesse an einer geothermisch generierten Strom- und Wärmeerzeugung. Insbesondere die hohen Anfangsinvestitionen für eine Umstellung auf ein Wärmenetz wirken als Hemmschwelle.

Für deutsche Unternehmen der Geothermiebranche ist eine Nutzung und Entwicklung inländischer Erdwärmetechnologie bedeutsam. Denn auch der internationale Markt wird für deutsche Hersteller künftig interessant sein, weil in Deutschland eine Technologie entwickelt wird, die unter schwierigen Bedingungen (niedrige Temperaturen) funktionieren muss. Doch die Konkurrenz schläft nicht: Insbesondere isländische und australische Unternehmen interessieren sich für die hierzulande entwickelte Technik und die gemachten Erfahrungen. Sie gründen hierfür Tochterunternehmen oder beteiligen sich als Geldgeber bei Projektentwicklung und bekommen so Zugang zu den Informationen.

Trotz positiver Tendenzen zeichnet sich für die Zukunft ein weiteres Hemmnis ab: Die Nutzung des Untergrundes wird zunehmender Konkurrenz um Standorte und Verfügbarkeit ausgesetzt sein. Einerseits werden Geothermienutzer untereinander um geeignete Standorte konkurrieren. Aber auch andere²⁵, z. T. neue Nutzungsansprüche, wie z. B. die Lagerung von Erdgas oder die Abscheidung und Lagerung von CO₂ aus Kohlekraftwerken²⁶ verknappten die Verfügbarkeit. Die geplante CO₂-Verpressung könnte dazu führen, dass infolge der veränderten Druckverhältnisse geothermische Bohrungen nicht mehr möglich sind. Erneuerbare Energieerzeugung und Interessen der konventionellen Energieerzeuger treten hier abermals in direkte Konkurrenz.

Trotz aller Hemmnisse setzen die Pioniere in Deutschland auf die Potenziale der Geothermie und geben – insbesondere angesichts des zunehmenden Problemdrucks aufgrund der Endlichkeit fossiler Ressourcen, der Risiken der atoma-

ren Energienutzung sowie den gesellschaftlich immer deutlicher wahrgenommenen Folgen des Klimawandels – die Hoffnung nicht auf. Die Technik zur geothermischen Strom- und Wärmeerzeugung mit Niedertemperatur befindet sich noch in einem sehr frühen Entwicklungs- und Einsatzstadium und weist aus der Perspektive der Wissenschaftler noch große Entwicklungspotenziale auf, deren Nutzung Kostenreduktionen erwarten lässt. In Deutschland befinden sich derzeit insgesamt rund 150 Geothermieprojekte zur Erschließung tiefergeothermischer Wärme in einem Bearbeitungsstand zwischen Voruntersuchung und tatsächlichem Bau.²⁷ Der größere Teil der Projekte und Kraftwerksstandorte zur geothermischen Stromerzeugung konzentriert sich bislang auf Grund der besseren geothermischen Bedingungen (ausreichende Fließraten des vorhandenen Thermalwassers) im süddeutschen Raum (süddeutsches Molassebecken und Oberrheingraben). Aber auch im Norddeutschen Becken sind einige Standorte in der Entwicklung. Es bleibt also eine offene Frage, ob sich die Nutzung der Geothermie zur Stromerzeugung in Deutschland zu einer etablierten Branche der erneuerbaren Energien entwickeln wird. Das EEG und die Forschungs- und Entwicklungsförderung bieten einen ausreichenden ökonomischen Rahmen, dennoch bestehen erhebliche Konkurrenzen sowie erhebliche Risiken und große technische Herausforderungen.

Quellen

1. BMU [Hrsg.] (2007a): Innovation durch Forschung. Jahresbericht 2006 zur Forschungsförderung im Bereich der erneuerbaren Energien. Berlin. Online verfügbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/39157/>. Letzter Abruf am 06.07.2007 (fehlt auch bei Solar)
2. BMU (2007b): Newsletter zur Forschung im Bereich erneuerbare Energien, Ausgabe 6/2007 vom 13. Dezember 2007.
3. BMU [Hrsg.] (2007c): Tiefe Geothermie in Deutschland. Berlin.
4. BMU [Hrsg.] (2007d): Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht) gemäß § 20 EEG. http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/erfahrungsbericht_eeg_2007.pdf
5. BMU (2008): Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung. Stand Juni 2008.

6. BMWa [Hrsg.] 2005: Innovation und neuer Energietechnologien. Das 5. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung. Berlin Online verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/Dateien/BMWi/PDF/foerderdatenbank/energieforschungsprogramm,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>. Letzter Abruf am 11.07.2007.
7. Bußmann, W. (1991): Eine Chance für Geothermie. Einleitung. In: Bußmann et al. (Bußmann, W.; Kabus, F.; Seibt, P.) [Hrsg.]: Geothermie. Wärme aus der Erde. Technologie – Konzepte – Projekte. 1. Aufl., S. 1-19. Verlag C. F. Müller. Karlsruhe.
8. Prognos AG et al. [Hrsg.] (2007): Evaluierung des 4. Energieforschungsprogramms Erneuerbare Energien. Geothermie. Berlin, Basel, Freiburg, Leipzig, Münster, Varel. Online verfügbar unter http://www.bmu.bund.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eval_g_kl.pdf, zuletzt geprüft am 07.04.2008.
9. Janzig, B. (2004): Erdwärme-Euphorie am Oberrhein. In: Photon 9/2004, S. 72.
10. Jung, R. (2007): Stand und Aussichten der Tiefergeothermie in Deutschland. In: Erdöl Erdgas Kohle. 123. Jg, H.2, S. 1-7. http://www.lbeg.de/geologie/downloads/stand_aussichten_tiefen_geothermie.pdf
11. Kellermann, D. (2005): Geothermie – unendliche Energiequelle aus der Tiefe der Erde. – Naturschutzblätter 3/2005, S. 36-38.
12. Klinski, S. (2005): Überblick über die Zulassung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien. Der rechtliche Anforderungsrahmen für die Nutzung der verschiedenen Arten von erneuerbaren Energien zu Zwecken der Strom-, Wärme- und Gasversorgung. http://www.erneuerbare-energien.de/files/erneuerbare_energien/downloads/application/pdf/ueberblick_recht_ee.pdf.
13. Knies, J. (2006): Das geothermische Heizwerk in Waren. In: Umweltpanorama, Heft 12, Mai 2006, S. 5-7. Online abrufbar unter: http://panoramafotografie.info/UmweltPanorama/pdf/UP_12_2006.pdf. Zuletzt aufgerufen am 25.09.2007.
14. Leuschner, U. (o. J.): Geothermische Stromerzeugung in Deutschland. <http://www.udo-leuschner.de/basiswissen/SB112-09.htm>.
15. Paschen et al. (Paschen, H.; Oertel, D.; Grünwald, R.) (2003): Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland- Sachstandsbericht. Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag [Hrsg.] (TAB-Arbeitsbericht Nr. 84). Berlin.
16. Schellschmidt et al. (Schellschmidt, R.; Sanner, B.; Jung, R.; Schulz, R.) (2007): Geothermal Energy Use in Germany. Proceedings European Geothermal Congress 2007, Unterhaching, Germany.
17. Schön et al. (Schön, S.; Kruse, S.; Nöling, B.; Meister, M., Ohlhorst, D.) (2007): Konstellationsanalyse. München.
18. Staiß, F. (2007): Jahrbuch erneuerbare Energien. Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg [Hrsg.]. Biebrach. Radebeul.
19. Staiß et al. (Staiß, F.; Schmidt, M.; Musiol, F.) (2007): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2007 gemäß § 20 EEG. Stuttgart; Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung.

²⁵ Zum Beispiel Gas- und Druckluftspeicherung, Bergbau/Lagerstättenabbau, Deponien etc.

²⁶ Dabei ist vorgesehen, dass das Kohlendioxid in unterirdischen Hohlräumen und leeren Ölfeldern deponiert wird.

²⁷ Vgl. BMU (2007b), S. 3.