

SCHRIFTENREIHE ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT

Materialien

November 2015

Geothermische Kraftwerke

Technologiesteckbrief zur Analyse
„Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“

Christoph Clauser | Peter Elsner (Hrsg.)

„Energiesysteme der Zukunft“ ist ein Projekt von:

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina
acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften
Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

Impressum

Herausgeber

Prof. Dr. Christoph Clauser
Lehrstuhl für Angewandte Geophysik und Geothermische Energie, RWTH Aachen
Mathieustr. 10
52074 Aachen
E-Mail: cclauser@eonerc.rwth-aachen.de

Prof. Dr. Peter Elsner
Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie
Joseph-von-Fraunhofer-Straße 7
76327 Pfinztal
E-Mail: peter.elsner@ict.fraunhofer.de

Reihenherausgeber

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (Federführung)
Residenz München, Hofgartenstraße 2, 80539 München | www.acatech.de

Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V.
– Nationale Akademie der Wissenschaften –
Jägerberg 1, 06108 Halle (Saale) | www.leopoldina.org

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V.
Geschwister-Scholl-Straße 2, 55131 Mainz | www.akademienunion.de

Koordinierungsstelle

Dr. Ulrich Glotzbach
Leiter der Koordinierungsstelle Energiesysteme der Zukunft
Pariser Platz 4a, 10117 Berlin
Tel.: +49 (0)30 206 79 57 - 32
E-Mail: glotzbach@acatech.de

Koordination / Redaktion

Dr. Berit Erlach, acatech
Benedikt Lünz, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe, RWTH Aachen
Dr. Matthias Merzkirch, Karlsruher Institut für Technologie

Gestaltung und Satz

Annett Eichstaedt, Karlsruhe
unicommunication.de, Berlin

Das Akademienprojekt

Das Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“ erarbeitet Stellungnahmen und Analysen zur Gestaltung der Energiewende. Stellungnahmen enthalten Handlungsoptionen für die Transformation des Energiesystems und werden nach externer Begutachtung vom Kuratorium des Akademienprojekts verabschiedet. Analysen sind Ergebnisberichte von Arbeitsgruppen. Die inhaltliche Verantwortung für Analysen liegt bei den Autoren. Sofern eine Analyse Bewertungen enthält, geben diese die persönliche Meinung der Autoren wieder.



Leopoldina
Nationale Akademie
der Wissenschaften



Inhalt

Inhalt	3
Abkürzungen	4
Einheiten	5
Methodik und Arbeitsweise.....	6
1 Beschreibung.....	8
2 Technische und ökonomische Daten	10
3 Interdisziplinäre Beurteilung.....	18
4 Relevanz / State-of-the-Art / Marktverfügbarkeit.....	27
5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf.....	30
6 Glossar	36
Literatur.....	37
Über das Akademienprojekt	42

Abkürzungen

Abs.	Absatz
BbergG	Bundesberggesetz
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CCS	Carbon Dioxide Capture and Storage, geologische Speicherung von Kohlendioxid
DOE	US Department of Energy
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange, Europäische Strombörse
EGS	Enhanced Geothermal System
EWS	Erdwärmesonden
FKW	Fluorkohlenwasserstoffe
F&E	Forschung und Entwicklung
F-Gase	Fluorierte Treibhausgase
HDR	Hot-Dry-Rock
IS	Induzierte Seismizität
KW	Kohlenwasserstoffe
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MWD	Measurement While Drilling
ORC	Organic-Rankine-Cycle
SNG	Synthetisches Erdgas
TAB	Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag
TGS	Technisch-angelegtes Geothermisches System
TKP	Tauch-Kreiselpumpe
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
WHG	Wasserhaushaltsgesetz

Einheiten

a	Jahr
\$	Dollar
€	Euro
ε	Leistungszahl, Quotienten aus thermischer Leistung und Antriebsleistung bei optimalen Betriebsbedingungen
EJ	Exajoule ($1 \text{ EJ} = 10^{18} \text{ J}$)
GW	Gigawatt ($1 \text{ GW} = 10^9 \text{ W}$)
GW_e	Gigawatt elektrisch
°C	Grad Celsius
η	Wirkungsgrad
η_t	Wirkungsgrad thermisch
h	Stunde
km	Kilometer
kW	Kilowatt ($1 \text{ kW} = 10^3 \text{ W}$)
kW_e	Kilowatt elektrisch
kW_t	Kilowatt thermisch
l	Liter
l/s	Fließrate
m	Meter
m²	Quadratmeter
m³	Kubikmeter
MW	Megawatt ($1 \text{ MW} = 10^6 \text{ W}$)
MW_e	Megawatt elektrisch
MW_t	Megawatt thermisch
M_w	Moment Magnitude, Bestimmung der Erdbebenstärke
s	Sekunde
TW	Terawatt ($1 \text{ TW} = 10^{12} \text{ W}$)

Methodik und Arbeitsweise

Dieser Steckbrief entstand im Rahmen der Ad-hoc-Arbeitsgruppe Flexibilitätskonzepte des Akademienprojektes Energiesysteme der Zukunft (ESYS). Er dokumentiert die Ergebnisse der Fachgruppe Geothermie.

Die Ad-hoc-Arbeitsgruppe Flexibilitätskonzepte hat analysiert, wie die Stromversorgung im Jahr 2050 mit einer CO₂-Einsparung gegenüber 1990 von 80 bis 100 Prozent gestaltet werden könnte. Dabei lag der Fokus darauf, wie die Versorgungssicherheit in der Stromversorgung bei einem wachsenden Anteil volatil einspeisender erneuerbarer Energien sichergestellt werden kann. Für verschiedene Szenarien wurde untersucht, wie die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik sinnvoll durch sogenannte Flexibilitätstechnologien – flexible Stromerzeuger, Demand-Side-Management, Speicher und Netzausbau – ergänzt werden kann. Hierbei war es das Ziel, sämtliche Möglichkeiten zur Bereitstellung von Flexibilität zu erfassen und zu charakterisieren, um deren Einsatzmöglichkeiten in unterschiedlich ausgeprägten Stromsystemen im Jahr 2050 zu identifizieren.

Um eine valide und aussagekräftige Datenbasis zu erhalten, wurde ein breiter Konsultationsprozess mit Expertinnen und Experten aus Industrie und Wissenschaft durchgeführt. In zehn Fachgruppen wurden die verschiedenen Technologien zur Bereitstellung von Flexibilität analysiert und einer einheitlichen interdisziplinären Bewertung unterzogen.

Die Fachgruppen bearbeiteten folgende Themenkomplexe:

- Windkraftanlagen
- Photovoltaik
- Bioenergie
- Solarthermische Kraftwerke
- Geothermische Kraftwerke
- Konventionelle Kraftwerke
- Energiespeicher
- Demand-Side-Management im Strommarkt
- Demand-Side-Management im Wärmemarkt
- Stromnetze

Der Stand der Technik und die Entwicklungspotenziale für die Zeithorizonte 2023 und 2050 sowie der Forschungs- und Entwicklungsbedarf wurden soweit wie möglich erfasst. Als Basis für die Modellrechnungen, die für die anschließende Analyse *Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge*¹ durchgeführt wurden, wurden Technologieparameter wie zum Beispiel Kostendaten und Wirkungsgrade geschätzt. Außerdem wurden Fragen der gesellschaftlichen Akzeptanz, der Materialverfügbarkeit und relevante Aspekte des Energiewirtschaftsrechts sowie des Bau- und Emissionsschutzrechts zur Umsetzung der verschiedenen Technologien diskutiert und mithilfe einer Ampelsystematik bewertet. Das Bewertungsschema ist in Tabelle 1

¹ Elsner et al. 2015.

dargestellt. Die Ergebnisse der interdisziplinären Bewertung wurden als Diskussionsgrundlage verwendet, um die Parametersätze für die Modellrechnungen zu definieren.

	Materialverfügbarkeit	Gesellschaftliche Akzeptanz	Energiewirtschaftsrecht inkl. Regulierung	Bau-, Umwelt- und Immissionsschutzrecht	Technologie
	Verfügbarkeit so hoch, dass Einsatz nicht limitiert ist. Keine Maßnahmen zur Sicherung der Ressourcen erforderlich	Hohe Akzeptanz: Weder lokal noch national sind Einwände zu erwarten	Kein Handlungsbedarf, entwickelt sich im bestehenden Rechtsrahmen gut	Keine Konflikte erkennbar	Die Technologie ist bereits heute weit entwickelt und großtechnisch einsetzbar. Es besteht ausreichend Betriebserfahrung.
	Verfügbarkeit vorhanden, aber Maßnahmen zur langfristigen Sicherung erforderlich (zum Beispiel kontinuierliche Innovationsanstrengungen wie Exploration, Verbesserung der Akzeptanz, politische Maßnahmen)	Generell hohe Akzeptanz: Geringe Einflussfaktoren sind möglich, die bei der Umsetzung der Technik Beachtung finden sollten.	Probleme durch leichte Anpassung des bestehenden Rechts möglich (Verordnungen)	Probleme durch leichte Anpassung des bestehenden Rechts möglich (Verordnungen)	Die Technologie ist weit entwickelt. Mehrjährige erfolgreiche Betriebserfahrung mit Demonstrationsanlagen unter realistischen Bedingungen
	Unter bestimmten Umständen könnte die Verfügbarkeit kritisch werden, erhebliche Maßnahmen zur Sicherung der Ressourcen erforderlich. Recycling jenseits des Energieoptimums notwendig	Akzeptanz regional/lokal fraglich. Umfangreiche Aufklärung erforderlich. Verantwortliche müssen Akzeptanzprobleme beachten	Umfangreiche Änderungen und neue Gesetze notwendig	Umfangreiche Änderungen und neue Gesetze ohne Absenkung von Standards notwendig	Keine Erfahrung mit großtechnischen Anlagen, Erhebliche F&E-Anstrengungen sind bis zur großtechnischen Umsetzbarkeit erforderlich
	Verfügbarkeit kritisch, so dass Alternativtechnologien in Erwägung gezogen werden müssen, wenn es nicht gelingt, die Verfügbarkeit erheblich zu verbessern	Akzeptanz gering. Um Technik in relevantem Umfang einzusetzen, sollte Bevölkerung in Entscheidungsfindungsprozess eingebunden werden	Umfangreiche Änderungen erforderlich, die möglicherweise nicht umsetzbar sind	Umsetzung der Technologie bei umfassender Überarbeitung des Bau-, Umwelt- oder Immissionsschutzrechts in Europa möglich, Absenkungen von Standards notwendig	Technologie in frühem Entwicklungsstadium. Auch mit größeren F&E-Anstrengungen ist die großtechnische Umsetzbarkeit 2050 ungewiss
	Verfügbarkeit so gering, dass Technologie nicht in relevantem Umfang einsetzbar ist	In Deutschland nicht (mehr) durchsetzbar	Für einen Betrieb der Technologie notwendiger Rechtsrahmen aus heutiger Sicht nicht möglich oder sinnvoll	Für einen Betrieb der Technologie notwendige Veränderungen des Rechtsrahmens aus heutiger Sicht nicht möglich	Großtechnische Umsetzbarkeit bis 2050 unwahrscheinlich

Tabelle 1: Bewertungsschema für die interdisziplinäre Betrachtung jenseits der technisch-ökonomischen Bewertung in einem Ampelschema mit fünf Abstufungen von grün bis rot²

Die gleichnamigen *Steckbriefe* stellen das Ergebnis der Datenerhebung und Technologiebewertung durch die Fachgruppen von Mai bis November 2014 dar. Im Rahmen einer dreitägigen Klausurtagung vom 02. bis 04. Dezember 2014, an der die Leiter der Fachgruppen teilnahmen, wurden die Ergebnisse der Fachgruppen vorgestellt und diskutiert. Darauf basierend wurde der Satz an Flexibilitätstechnologien, die in den Modellrechnungen berücksichtigt werden, ausgewählt und die Modellierungsannahmen (zum Beispiel Wirkungsgrade, Kosten) wurden festgelegt. Im Sinne der Konsistenz wurde dabei für die Modellrechnungen teilweise von den in den Steckbriefen dargestellten Zahlenwerten abgewichen. Der vollständige Satz an Modellierungsparametern ist im Anhang der Analyse³ dokumentiert.

Die Steckbriefe stellen eine von Expertinnen und Experten erstellte Datensammlung für Technologien im Energiesystem dar. Diese richtet sich unter anderem an Energiesystem-Modellierer, denen sie als Grundlage für die Darstellung verschiedener Technologien im Modell dienen kann. Außerdem stellen

² Auch bei hoher Materialverfügbarkeit (dunkelgrün, hellgrün) ist das Recycling von Metallen sinnvoll, da es energetisch günstiger ist als die Primärgewinnung, außer wenn die Metalle in höchst komplexen Materialien mit anderen Metallen vermischt sind. Bei schlechterer Verfügbarkeit (gelb, orange) ist Recycling auch bei niedrigen Konzentrationen und komplexer Vermischung sinnvoll (vgl. Wellmer/Herzig 2016).

³ Elsner et al. 2015.

sie dem Fachpublikum Hintergrundinformationen zur Herleitung der Parameter für die in der Ad-hoc-Gruppe durchgeführten Modellrechnungen zur Verfügung, um diese nachvollziehbar zu machen.⁴

1 Beschreibung

Geothermische Energie kann in Anlagen unterschiedlicher Größenordnung gewonnen und gewandelt werden. Generell liegt die Erdwärme in größeren Tiefen auf höherem Temperaturniveau vor, sodass die erforderliche Tiefe für die Wärmeentnahme von der Anwendung abhängt. Für die Versorgung von Einfamilienhäusern mit Heizwärme werden an Wärmepumpen gekoppelte vertikale Erdwärmesonden genutzt, die in Deutschland in der Regel bis zu Tiefen von circa 100 Metern installiert werden.⁵ Im Gegensatz hierzu erfordern geothermische Heiz- beziehungsweise Kraftwerke Tiefbohrungen, die heißes Wasser aus Tiefen von 1.000 Metern oder tiefer fördern.

In Erdwärmesonden (EWS) wird dem Erdreich durch die Zirkulation eines Kältemittels Wärme entzogen. Da in diesem System kein stofflicher Austausch zwischen dem Kältemittel und dem umgebenden Gestein stattfindet, werden diese Systeme auch als geschlossene Systeme bezeichnet. Wärmepumpensysteme sind technisch ausgereift, kommerziell verfügbar und leicht zu installieren, relativ kostengünstig sowie bereits heute ohne Subventionen wirtschaftlich. Tiefbohrungen für geothermische Kraftwerke dagegen erfordern die Investition von mehreren Millionen Euro. Erdwärme für geothermische Kraftwerke wird in Deutschland derzeit nur aus sogenannten Hydrothermalen Systemen gewonnen. Diese Gesteinsschichten besitzen eine natürliche hydraulische Durchlässigkeit – die gegebenenfalls durch technische Maßnahmen verbessert werden kann⁶ – für das in ihnen befindliche heiße Wasser. Dieses wird zum Wärmeentzug mit Bohrungen nach oben gefördert und danach zur Aufrechterhaltung des Lagerstättendrucks wieder in das Reservoir zurückgepumpt. Da das Wasser in stofflichem Austausch mit dem Gestein steht, werden solche Systeme auch als offene Systeme bezeichnet. Wirtschaftlichkeit und Lebensdauer geothermischer Reservoirs hängen sowohl von der Temperatur und der zu ihrer Erreichung notwendigen Bohrtiefe als auch von der Fließrate des geförderten heißen Wassers ab.

Derzeit noch nicht als kommerzielle Systeme verfügbar sind die in der Entwicklung begriffenen Technisch-angelegten Geothermischen Systeme (TGS)⁶. Sie basieren auf dem technischen Anlegen von Wärmetauschflächen im heißen, aber nahezu impermeablen Untergrund. Somit wird dieser erst durch geeignete technische Maßnahmen zu einem geothermisch nutzbaren Reservoir: durch das Aufreißen neuer oder verheilter Risse beziehungsweise Klüfte im Gestein durch Fluid-Injektion in einer Bohrung. Die Nutzung von TGS erfordert daher die Zuführung kalten Wassers von der Oberflä-

⁴ Damit möchte die Arbeitsgruppe die verwendete Datengrundlage transparent machen – im Sinne der im Projekt ESYS definierten Anforderungen an Energiesystemmodelle für die wissenschaftliche Politikberatung (vgl. Leopoldina/acatech/Akademienunion 2015).

⁵ Horizontale Erdregister werden in einer frostsicheren Tiefe von einigen Dezimetern verlegt.

⁶ Dies wird im Englischen auch als „enhancement“ bezeichnet, weshalb solche natürlichen Systeme verbesserter Permeabilität auch „enhanced geothermal systems“ genannt werden. Die Abkürzung EGS dieses Begriffs wird allerdings auch für „engineered geothermal systems“ verwendet, weshalb diese Systeme hier zur besseren Unterscheidung als „Technisch-angelegte Geothermische Systeme (TGS)“ bezeichnet werden.

che, das in den technisch-angelegten Rissen erhitzt und anschließend an die Oberfläche gefördert wird. Dort wird ihm die Wärme entzogen, worauf es wiederum nach unten in die technisch-angelegten Risse gepumpt wird. Diese Systeme erfordern noch tiefere Bohrungen von 3.500 bis 5.000 Metern und deshalb bei der Erschließung des Reservoirs entsprechend höhere Investitionen als die Hydrothermalen Systeme. Die dadurch erzielbaren höheren Temperaturen steigern den Wirkungsgrad der Anlagen, sodass diese Systeme über ihre Lebenszeit gerechnet Strom zu geringeren Gesteungskosten erzeugen können. Ein weiterer großer Vorteil der TGS liegt darin, dass sie die Nutzung jener enormen Reserven an Erdwärme ermöglichen, die in den Gesteinsschichten gespeichert ist, die über keine ausreichende natürliche hydraulische Durchlässigkeit für die Installation Hydrothermaler Systeme verfügen. Das Konzept konnte in wissenschaftlichen Versuchsanlagen demonstriert werden, allerdings existieren derzeit nur Pilotanlagen in Europa. Das System ist zur Stromerzeugung geeignet, wobei derzeit noch keine Routine-Einsatzfähigkeit herrscht.

Zur geothermischen Stromerzeugung in Hydrothermalen Systemen oder TGS wird Wärme von dem geförderten heißen Wasser an ein Wärmeträgermedium übertragen (zum Beispiel Iso-Pentan, Iso-Oktan, Toluol oder Silikonöl), das in einem geschlossenen Kreisprozess geführt wird.

Wie in einem Dampfkraftprozess erfolgt die Stromerzeugung über eine Turbine. Zu den Vorteilen gegenüber anderen erneuerbaren Energiequellen zählt, dass diese Systeme unabhängig von der Jahres- und Tageszeit, dem Wetter und den Gezeiten etc. sind. Hydrothermale Systeme sind daher grundlastfähig und in einem gewissen Rahmen regelbar. Ohne Förderung, zum Beispiel nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, ist die geothermische Stromerzeugung derzeit unwirtschaftlich. Die Wärmeerzeugung ist dagegen auch ohne Subventionen wirtschaftlich⁷, wobei das Potenzial dabei nicht ansatzweise ausgeschöpft ist.

Bei geschlossenen Systemen unterscheidet man zwischen flachen Erdwärmesonden mit einer Tiefe bis etwa 400 Metern und tiefen Erdwärmesonden mit einer Tiefe von circa 1.500 bis 3.500 Metern. Derzeit existieren in Deutschland circa 318.000 Systeme mit flachen Erdsonden mit einer gesamt installierten Leistung von circa 4 GW und einer Temperatur weniger als 20 °C, die zum Heizen und Kühlen geeignet sind.⁸ Im Betrieb befindliche tiefe Erdwärmesonden existieren nur wenige in Deutschland mit einer gesamt installierten Leistung von weniger als 500 kW_t. Die in der Regel nur zum Heizen geeigneten Systeme werden bei einer Temperatur unter 110 °C betrieben.

Zu den bei einer Tiefe von mehr als 400 Metern betriebenen offenen Systemen zählen natürliche Dampflagerstätten, von denen keine Vorkommen in Deutschland existieren. Dem gegenüber stehen Hydrothermale Systeme (Heißwasser-Aquifere), die in Deutschland im Norddeutschen Sedimentbecken, Süddeutschen Molassebecken, Oberrheingraben, der Niederrheinische Bucht und der Münsterländer Kreidebucht vorkommen. Im Gegensatz zu den flachgründigen Erdwärmesonden können diese Systeme aufgrund der höheren Temperaturen auch zur Stromerzeugung genutzt werden.

Bei der Nutzung der Geothermie in Deutschland haben sich binäre Kreisprozesse etabliert, die auch in konventionellen Kraftwerkskonzepten eingesetzt werden. Der einzige Unterschied besteht darin, dass mit organischen Fluiden eine breite Palette an möglichen Arbeitsmedien zur Verfügung steht, während in Dampfkraftwerken ausschließlich Wasser zum Einsatz kommt. Der Organic-Rankine-Cycle

⁷ In Deutschland wird sogar importiert (aus Riehen in der Schweiz).

⁸ GtV 2014.

und der Kalina-Prozess finden in zahlreichen Geothermie-Projekten Anwendung, da sich diese insbesondere bei niedrigen Temperaturen und Leistungsgrößen wenigen hundert Megawatt bis etwa 30 MW_e zur Stromerzeugung eignen. Die Technologie selbst beschränkt sich jedoch keineswegs auf Geothermie-Anwendungen. Zahlreiche ORC-Anlagen finden sich auch in der Abwärmenutzung und in Biomasse-Heizkraftwerken.

Mit den in Deutschland vorherrschenden geothermischen Temperaturniveaus zur Stromerzeugung von 100 °C bis 170 °C⁹ lassen sich thermische Wirkungsgrade von $\eta_t = 10$ Prozent bis 20 Prozent erreichen.

Häufig wird wegen seiner Einfachheit ein einstufiger Prozess eingesetzt. Daneben finden sich aber auch technologisch umfangreichere Konzepte wie der zweistufige binäre Kreislauf, in dem in beiden Kreisläufen auf unterschiedlichen Druckniveaus mit gleichem Arbeitsmedium gearbeitet wird, sowie Konzepte mit zeotropen Fluidgemischen als Arbeitsmedium. Letzteres umfasst auch den Kalina-Prozess. Zweistufige Prozesse ermöglichen es, das Thermalwasser möglichst weit auszukühlen und damit die Wärme möglichst umfassend zu nutzen.¹⁰

2 Technische und ökonomische Daten

Technisch¹¹

Bei tiefen Geothermie-Vorhaben wird die Wärme aus dem Untergrund über die Förderung heißen Wassers als Primärenergieträger bereitgestellt. Ähnlich der Gewinnung von Primärenergieträgern wie Erdöl, Erdgas oder Kohle wird für deren Förderung und Transport Energie aufgewendet. Diese aufgewandte Energie ist in der Regel nicht dem Kraftwerksprozess zugerechnet. Auch wenn Kraftwerk und Förderanlage bei Geothermie-Anlagen am selben Ort stehen, wird zur Vergleichbarkeit der Kenngrößen im Folgenden zwischen Förderung und Transport der Primärenergieressource einerseits und dem Wirkungsgrad des Kraftwerkes andererseits unterschieden. Der ökologische Fußabdruck ergibt sich dann im Wesentlichen aus der an der Erdoberfläche pro elektrischem Kilowatt benötigten Fläche, der energetischen Amortisation im Verhältnis zum Lebenszyklus der Anlage und den bei der Herstellung emittierten Treibhausgasen, zum Beispiel für eingesetzten Stahl oder Zement.

Da die zur Verfügung stehende Primärenergieressource nicht der limitierende Faktor einer Geothermie-Anlage ist, sind die Wirkungsgrade aus der Sicht der Geothermie für Betrachtungen der Nachhaltigkeit nicht ausschlaggebend, da der Wirkungsgrad in keiner direkten Beziehung zu einer negativen Umweltbeeinflussung wie beispielweise Landschaftsverbrauch oder Treibhausgas-Emissionen steht.

In Geothermie-Kraftwerken kann das Arbeitsmittel nach Verlassen der Turbine zur Kondensation sowohl mit Luft als auch mit Wasser gekühlt werden. Daraus ergibt sich eine weite Spanne beim

⁹ Agemar et al. 2014.

¹⁰ Köhler 2005.

¹¹ Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass bei den betrachteten Systemen nicht alle Eingangsgrößen in gleicher Weise Eingang gefunden haben. Deutlich wird das unter anderem am Energieeinsatz für die Stromproduktion, die systembedingt bei der Geothermie in den Kenngrößen mit enthalten ist.

Frischwasserverbrauch. Es wird hier nur der Verbrauch von Trinkwasser angegeben, da das Wärmeträgermedium (Wasser in der Regel: kein Trinkwasser) in einem obertägig geschlossenen System zirkuliert und dem System nicht entzogen wird. Auch hier müsste – um in der Systematik von konventionellen Kraftwerken auf Kohle-, Öl- oder Gasbasis zu bleiben – sonst bei allen anderen Kraftwerkstypen der Wasserverbrauch bei der Gewinnung der Primärenergie berücksichtigt werden¹², der für gewöhnlich jedoch nicht dem Kraftwerksprozess zugeschlagen wird.

Ein Vergleich des Stromaufwands für Wärmepumpen gegenüber der Bereitstellung von Wärme aus Tiefengeothermie kann anhand der Leistungszahl ε erfolgen, des Quotienten aus thermischer Leistung und Antriebsleistung bei optimalen Betriebsbedingungen. Für Grundwasserwärmepumpen liegen typische Werte bei $\varepsilon = 4,5$ ($2,7 < \varepsilon < 6,1$), für Tiefengeothermie bei $\varepsilon = 40 \text{ MW}_t / 1,4 \text{ MW}_e = 28,6$.

	2013		2023		2050	
	Minimal	Maximal	Minimal	Maximal	Minimal	Maximal
Flächenbedarf (an Oberfläche) in m^2/kW_e	1 ¹³	2 ¹³	1	2	1	2
Mittlere Volllastbetriebsstunden (Strom) in h/a	6.000 ¹⁴	8.000 ¹⁴	6.000	8.600	4.000	8.600
Mittlere Volllastbetriebsstunden (KWK) in h/a	2.000 ¹⁴	4.000 ¹⁴	2.000	4.000	2.000	4.000
Netto-Jahreswirkungsgrad in %	7 ¹⁴	11 ¹⁴	8	13	12	17
Wärmeausnutzungsgrad $\eta_W = \frac{T_{\text{Vorlauf}} - T_{\text{Rücklauf}}}{T_{\text{Vorlauf}} - T_{\text{Luft}}}$ in %	55 ¹⁵	73 ¹⁵	74	80	77	84
Energie-Eigenbedarf (ohne TKP ¹⁶) in %	15 ¹⁷	25 ¹⁷				
Energie-Eigenbedarf ¹⁸ (mit TKP) in %	37 ¹⁷	63 ¹⁷	37	55	30	50
Zeit zur energetischen Amortisation (ohne TKP) in h	1.000 ¹⁷		860		790	
Zeit zur energetischen Amortisation (mit TKP) in h	1.700 ¹⁹	2.700 ¹⁹	1.500	2.300	1.350	2.150
Frischwasserbedarf in $\text{L}/(\text{kW h})$	0,0 ¹⁴	7,4 ¹⁴	0,0	6,5	0,0	6,0

¹² Dazu gehören unter anderem die Grundwasserabsenkung beim Kohle-Bergbau oder Lagerstättenfluide, die entsorgt werden müssen.

¹³ TUM 2014-2; Schlagermann 2014.

¹⁴ TUM 2014-2.

¹⁵ TUM 2014-2; Baumgärnter 2014.

¹⁶ TKP: Tauch-Kreiselpumpe.

¹⁷ TUM 2014-2; IINAS 2014.

¹⁸ Eigenstrombedarf bezogen auf erzeugten Strom.

¹⁹ TUM 2014-1; TUM 2014-2.

	2013		2023		2050	
	Minimal	Maximal	Minimal	Maximal	Minimal	Maximal
Netto-Wirkungsgrad im Bestpunkt in %	11 ^{20 21}		13		17	
Netto-Wirkungsgrad bei Minimallast in %	0 ²⁰	6 ²⁰				
Minimallast (technisch) in %	0 ²⁰					
Minimallast (wirtschaftlich) in %	100 ¹⁴		50		25	
Lasttransienten in %-P/min			Nur durch Wärmetauscher und Regelung limitiert. Hohe Laständerungsgeschwindigkeiten sind möglich.			
Lasttransienten in %-P/min	0,5 ²⁰	3–15 ²⁰	1,5	4–15	2	5–15
Anfahrzeit kalt in h	2 ²⁰	5 ²⁰	1,5		1	
Anfahrzeit heiß in h	0,5 ²⁰		0,35		0,25	
Lebensdauer in a	30 ¹⁴		30		30	
Verfügbarkeit in h/a	8.000 ²²		8.600		8.600	

Tabelle 2: Technische Daten Hydrothormaler Systeme

	2013	2023	2050
Flächenbedarf (an Oberfläche) in m ² /kW	2 ²³	2	1
Mittlere Volllast-Betriebsstunden in h/a	8.000 ²³	8.000	8.000
Netto-Jahreswirkungsgrad in %	< 10 ²³	< 10	< 15
Wärmeausnutzungsgrad in %	< 70 ²³	< 70	< 70
Wirkungsgrad bei Nennleistung (Stromerzeuger) in %	13,5		17
Thermischer Speicherwirkungsgrad	98		98
Potenzial an installierbarer Anlagenleistung in GW _e (Stromerzeuger) ²⁴	32,5		32,5
Potenzial an nutzbarer Primärenergie in GW h _t /a ²⁴	1.925.926		1.925.926
Energieeinsatz für Produktion (kW h/kW h) in %	< 30 ²³	< 30	< 20

²⁰ TUM 2014-1.²¹ Hier ist eine konkrete Aussage nicht möglich, da der Netto-Wirkungsgrad bei Stillstand nicht definiert ist.²² TUM 2014-1; TUM 2014-2; Schlagermann 2014.²³ Expertenschätzung Dr. Reinhard Jung 2014.²⁴ Die mit TGS förderbaren Erdwärmeressourcen betragen in Deutschland 963.000 TW h_t. Bei einer Nutzung über 500 Jahre (entspricht 1.925 TW h_t pro Jahr) mit einem Wirkungsgrad von 13,5 Prozent lassen sich 260 TW h_e pro Jahr erzeugen. Das entspricht bei 8.000 Volllaststunden einer installierten Leistung von 32,5 GW_e.

	2013	2023	2050
Zeit zur energetischen Amortisation der Anlage (Energy-Payback-Time) in h	< 3.000 ²³	< 3.000	< 2.000
Frischwasserbedarf in L/(kW h)	0–15 ²⁵	0–15	0–15

Tabelle 3: Technische Daten Technisch-angelegter Geothermischer Systeme (TGS)

Ökonomisch

Wirtschaftlichkeit und Planungssicherheit werden im Wesentlichen durch die Vorgaben des zum 01. August 2014 novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes bestimmt.²⁶ Darüber hinaus gibt es Unsicherheiten aufgrund von Bohrkostenschwankungen und genehmigungsrechtlichen Einschränkungen. Der EEG-Erfahrungsbericht 2011 zeigte auf, dass geothermischer Strom aus hydrothermalen Quellen in Deutschland derzeit noch nicht zu Marktpreisen erzeugt werden kann.²⁷ Die derzeitige EEG-Vergütung von 0,252 €/kW h liegt aber in einem Bereich, in dem sich die Wirtschaftlichkeit mit oder ohne Auskopplung von Heizwärme darstellen lässt. Das wird im Erfahrungsbericht 2011 für die existierenden Anlagen und durch eine ganze Reihe der von diesem Anreiz angestoßenen Projektentwicklungen nachgewiesen. Diese befinden sich derzeit in verschiedenen Umsetzungsphasen wie Machbarkeitsstudie, Seismische Erkundung, Bohrungsplanung oder Kraftwerksbau.²⁷

Die im Erfahrungsbericht bei Weimann für die geothermische Stromerzeugung genannte EEG-Vergütung von 0,252 €/kW h basiert auf dem Mittelwert der Gestehungskosten von Pilotanlagen mit einer Bandbreite zwischen 0,176 €/kW h bis 0,279 €/kW h). Weimann zeigt an Beispielen, dass die Bohrkosten durch Entwicklung größerer Felder reduziert werden (das heißt mehrere Bohrungen in dieselbe Geologie). Darüber hinaus reduzieren sich dadurch die Explorationskosten und das Fündigkeitsrisiko.²⁷

Janczik und Kupfermann wählen in dem EEG-Erfahrungsbericht einen anderen methodischen Ansatz zur Ermittlung von Stromgestehungskosten und damit zur Wirtschaftlichkeitsbewertung: Für fiktive Anlagen typischer Größe werden für die Varianten mit und ohne Wärmeauskopplung und für die geothermischen Bedingungen des Oberrheingrabens und des Bayerischen Molassebeckens die Kosten und Wirkungsgrade der Energieumwandlung ermittelt.²⁸ Das Resultat zeigt dort, dass auch hydrothermale Anlagen mit der aktuellen Einspeisevergütung nicht wirtschaftlich sind. Das ist jedoch anzweifelbar. Das Ergebnis von 2011, dass die Stromgestehungskosten unter oder etwa bei 0,25 €/kW h liegen, stützt sich auf ermittelte tatsächliche Kosten laufender Anlagen, während jetzt fiktive Beispielanlagen mit Annahmen betrachtet werden, die nicht immer geteilt werden.²⁹ Das Fazit zur aktuellen Wirtschaftlichkeit von hydrothermalen Geothermie bleibt damit positiv.

Größtes Investitionsrisiko ist jedoch das ab 2018 geplante Ausschreibungsverfahren für Energielieferungen aus geothermischen Anlagen mit bis dahin nicht kalkulierbaren Vergütungssätzen. Die Erfahrungen aus anderen europäischen Ländern zeigen, dass dadurch Neuinvestitionen klar zurückgegan-

²⁵ GTU 2014.

²⁶ EEG 2014, siehe auch Tabelle 6.

²⁷ Weinmann 2011.

²⁸ Janczik/Kupfermann 2014.

²⁹ Persönliche Mitteilung, Geothermie Neubrandenburg GmbH (GTN). Es gibt bereits heute Anlagen, die günstiger produzieren, als in den genannten Berechnungen dargelegt wird.

gen sind. Die Gefahr besteht demnach darin, dass die Gewinner der Ausschreibungen die Projekte dann nicht zu den gebotenen Preisen realisieren können.³⁰ Erste Hinweise zur Ausgestaltung des Ausschreibungsverfahrens³¹ beinhalten unter anderem einen Anteil von bis zu 5 Prozent an Stromimporten, denen dieses deutsche Förderinstrument zugänglich gemacht wird.

Bezüglich der Höhe der Vergütung besteht Planungssicherheit für Anlagen, die in den nächsten zwei Jahren genehmigt werden. Für Anlagen, die ab 2018 in Betrieb gehen, gilt eine jährliche Degression von 5 Prozent auf diesen Betrag.

Die Erwartung der Kostenentwicklung bis ins Jahr 2050 ist grundsätzlich mit Unwägbarkeiten verbunden. Bei einer Technologie, die noch am Anfang der Lernkurve steht, sind noch erhebliche Effizienzsteigerungen, insbesondere bei den Bohrkosten, möglich. Als „*Schlimmster Fall*“ wird hier für das Jahr 2050 angenommen, dass die wirtschaftlichste Pilotanlage von heute den mittleren Preis im Jahr 2050 definiert. Legt man die Effizienzsteigerung bei der Bohrtechnik in den USA um den Faktor fünf in den letzten fünf Jahren zugrunde³², kann für die ähnliche Technologie der Technisch-angelegten Systeme diese Entwicklung als Bezugsgröße verwendet werden. Im hier angenommen „*Besten Fall*“ wird nicht von einem Verfünffachen der Effizienz alle fünf Jahre ausgegangen, sondern lediglich von einer Vervierfachung in knapp 40 Jahren. Darüber hinaus werden hier die Entwicklung ganzer Felder unterstellt und damit auch eine Reduzierung der Erkundungs- und Erschließungskosten. Zudem kann noch eine Erhöhung der Effizienz der Übertageanlage unterstellt werden, zum Beispiel durch Verwendung mehrerer Druckstufen. Bei der Betrachtung der Kostenentwicklung gehen wir für den „*Besten Fall*“ davon aus, dass die Kraftwerkstechnologie schon weit ausgereizt ist und nur eine geringe Kostenreduktion von 25 Prozent durch eine modulare Bauweise der Anlagen und durch Serienfertigung – im Unterschied zur heutigen Einzelanfertigung – erzielt werden kann. Damit ergäben sich für den „*Besten Fall*“ Stromgestehungskosten von 0,067 €/kW h für Hydrothermale Systeme und 0,08 €/kW h für Technisch-angelegte Systeme. Dabei wird das „*Bester-Fall*“-Szenario durch die Wahl wenig optimistischer Annahmen bezüglich der Lernkurve und Kostenreduktion durch Serienfertigung als ein realisierbares Szenario betrachtet, vorausgesetzt, dass ausreichend in die Entwicklung geothermischer Technologie investiert wird. Zusätzlich entfallen jene finanziellen Risiken, die mit steigenden Kosten für Energierohstoffe oder notwendigen Importe aus politisch instabilen Ländern in Zusammenhang stehen.

Der Stromaufwand für die Förderpumpe wird in die Kosten für Operation und Maintenance (verbrauchsgebundene Kosten) eingerechnet: Dieser ergibt sich aus dem Strombedarf der Förderpumpe (Tauchpumpe). Für Unterhaching liegt der für die Förderung von bis zu 38 MW_t an Wärme bei etwa 1,4 MW_e. Bei Kosten von 0,16 €/kW h_e für den Strombezug erhält man Kosten von etwa 0,006 €/kW h_t. Die Kosten für die Umwandlung von Strom in Wärme und zurück in Strom zeigt Tabelle 4.

³⁰ IZES 2014; WFG 2014.

³¹ BMWi 2014.

³² EIA 2014.

Kosten für	Fossil	Geothermie
Geothermie-Wärme in $\text{€}/(\text{kW h})_t$		0,025
Stromerzeugung in geothermischen Kraftwerken ($\eta = 10 \%$) in $\text{€}/(\text{kW h})_e$		0,25
Stromerzeugung in fossilen Kraftwerken in $\text{€}/(\text{kW h})_e$	0,04	
Wandlung von Strom in Wärme in $\text{€}/(\text{kW h})_t$:	0,04	0,25
Wandlung von Wärme in Strom in geothermischen Kraftwerken ($\eta = 10 \%$) in $\text{€}/(\text{kW h})_e$	0,40	2,50
aber: negative Kosten bei negativem Strompreis (Überschussstrom)		

Tabelle 4: Zentrale Strom-Wärme-Strom-Wandlung (Power-to-Heat-to-Power)

Tabelle 4 weist aus, dass die zentrale Speicherung von Strom als Wärme und die anschließende Rückverstromung auf niedrigem Temperaturniveau bei positiven Strompreisen nicht wirtschaftlich ist. Bei negativen Strompreisen ist eine Rückverstromung auch bei niedrigem Wirkungsgrad wirtschaftlich, da andernfalls für die Abnahme des überschüssigen Stroms noch Geld bezahlt werden muss. Zudem geht aus Tabelle 4 hervor, dass die Speicherung von Strom als Wärme aus fossilen Kraftwerken konkurrenzfähig ist, zum Beispiel im Vergleich zu den Wärmegestehungskosten aus Erdgas von etwa $0,05 \text{ €}/(\text{kW h})_t$. Tabelle 5 zeigt die Kosten für die Errichtung hydrothermaler Kraftwerke entsprechend den einzelnen Kostenarten.

	2014		2023		2050
	Minimal	Maximal	Mittel	Mittel	Mittel
Investitionskosten Leistung in $\text{€}/\text{kW}_e$	8.000 ³³	20.000 ³³	14.400 ³³	11.300 ³³	10.700 ³³
Davon für Powerblock in $\text{€}/\text{kW}_e$	1.000 ³⁴	3.000 ³⁴	2.300 ³⁴	2.000 ³⁴	1.800 ³⁴
Davon für obertägige Anlage (inklusive Powerblock) in $\text{€}/\text{kW}_e$	3.000 ³⁵	5.700 ³⁵	4.600 ³⁵	4.000 ³⁵	3.600 ³⁵
Davon für Reservoir-Erschließung in $\text{€}/\text{kW}_e$	4.500 ³⁶	11.000 ³⁶	7.500 ³⁶	6.300 ³⁶	5.300 ³⁶
Davon für Betrieb $\text{€}/(\text{a kW}_e)$	k. A.	k. A.	84 ³⁷	73 ³⁷	67 ³⁷
Instandhaltung in $\text{€}/(\text{a kW}_e)$			185 ³⁷	160 ³⁷	150 ³⁷
Angenommene Nutzungsdauer ³⁸ pro Jahr in h	k. A.	k. A.	8.000	8.600	8.600
Lebensdauer in a	20	50	35	20	50

Tabelle 5: Ökonomische Daten hydrothermaler Geothermie

Für TGS-Projekte reicht auch die derzeitige EEG-Vergütung nicht zur Wirtschaftlichkeit aus, wie unveröffentlichte Machbarkeitsstudien von Geothermie Neubrandenburg (GTN) belegen.³⁹ Wegen des hohen Entwicklungsrisikos der Technologie müssen Investoren durch staatliche Zuschüsse motiviert

³³ TUM 2014-2; Weimann 2011.

³⁴ TUM 2014-2; Quollin et al. 2013; Köhler 2005; Lederle 2014.

³⁵ TUM 2014-2; Quollin et al. 2013; Köhler 2005.

³⁶ TUM 2014-2; Weimann 2011.

³⁷ Schlagermann 2014.

³⁸ Verwendet als Zeitraum für die Berechnung der Annuität.

³⁹ Persönliche Mitteilung, Geothermie Neubrandenburg GmbH (GTN). Es gibt bereits heute Anlagen, die günstiger produzieren, als in den genannten Berechnungen dargelegt wird.

werden, sich an anwendungsbezogenen Forschungs- und Pilotprojekten zu beteiligen. Letztere sollten bereits an eine industrielle Größenordnung heranreichen, als Anreiz für Investitionen für weitere Pilotanlagen. Zukünftig wird das unternehmerische Risiko auch nach entsprechender Technologieentwicklung ein wesentliches Problem sein. Weit stärker noch als bei der hydrothermalen Geothermie kann dieses nur von finanzstarken Firmen getragen werden, welche über einen langen Zeitraum die erforderlichen Eigenmittel aufbringen.

	2014 – 2023		2050	
	Minimal	Maximal	Minimal	Maximal
Investitionskosten Leistung in €/kW _e	15.000	20.000	7.500	10.000
Davon für Powerblock	5.000	6.000	3.000	4.000
Davon für Reservoir-Erschließung	10.000	14.000	4.500	6.000
Betrieb und Instandhaltung in €/(a kW _e)	200	300	200	300
Investition (obertägige Anlage) in €/GW _e	4.527.000.000		3.600.000.000	
Investition Reservoir-Erschließung in €/GW _e	4.750.000.000		1.500.000.000	
Wartungs- und Betriebskosten in % von Invest und Jahr	3,5		2,0	
Investition in €/(GW h) _t	11.500.000		11.500.000	
Wartungs- und Betriebskosten in % pro Investition (thermische Speicher) und Jahr	2,0		2,0	
Angenommene Nutzungsdauer in a	20	50	20	50

Tabelle 6: Ökonomische Daten für Technisch-angelegte Geothermische Systeme (TGS)

Technische Potenziale

Technisch-angelegte Geothermische Systeme besitzen großes Potenzial in Deutschland und weltweit, siehe Tabelle 7.

	2023	2050
Ausbaupotenzial in Deutschland in GW _e	0,480 ⁴⁰	475 ⁴¹
Mit der angegebenen Leistung im Mittel erzeugbare Strommenge in TW h/a	3,84 ⁴⁰	260 (für 500 Jahre aus 13.500 TGS-Anlagen) ^{42 43}

Tabelle 7: Technische Potenziale für Hydrothermale Systeme bis 2023 und Technisch-angelegte Geothermische Systeme bis 2050

Die Stärke der geothermischen Stromerzeugung liegt in ihrer Grundlastfähigkeit. Eine Verwendung vorwiegend zum Ausgleich der Volatilität anderer Energiequellen würde gerade auf die größte Stärke dieser erneuerbaren Energiequelle verzichten: dass sie keine zusätzlichen Speicher oder Reservekraftwerkskapazitäten von anderen Stromerzeugungssystemen benötigt.

⁴⁰ Weimann 2011.

⁴¹ Jain 2012; Jain et al. 2015.

⁴² Paschen et al. 2003; Jain 2012, Jain et al. 2015.

⁴³ Diese Zahlen konkretisieren jene der TAB-Studie zur Geothermie (Paschen et al. 2003), die von maximal realisierbaren circa 300 TW h Strom pro Jahr ausgehen.

Ein langfristiger und signifikanter Beitrag der Geothermie zur deutschen Stromproduktion kann nur aus den gering permeablen, heißen Tiefengesteinen erwartet werden. Allein das Strompotenzial der kristallinen Tiefengesteine, die ganz Süd- und Südostdeutschland unterlagern, wird in der TAB-Studie auf mehr als 1.000 EJ geschätzt.⁴⁴ Dies entspricht dem Fünfhundertfachen des deutschen Jahresstrombedarfs und wurde durch eine neuere Studie bestätigt: Mit den in Deutschland verfügbaren Erdwärmeressourcen können insgesamt circa 130.000 TW h_e Strom erzeugt werden.⁴⁵ Damit könnte beispielsweise über einen Zeitraum von 500 Jahren 260 TW h_e Strom pro Jahr (40 Prozent der derzeitigen Stromerzeugung) produziert werden. Um die gesamten Erdwärmepotenziale auszunutzen, wäre die Errichtung von circa 13.450 TGS-Anlagen mit einer jeweils maximalen installierten Leistung von 35 MW erforderlich. Allerdings müssten immer nur circa 1.000 Anlagen gleichzeitig betrieben werden, um dann nach circa 35 Jahren durch eine neue Generation ersetzt zu werden. Dafür müssten etwa 240.000 Bohrungen niedergebracht werden. Die Erzeugung von 260 TW h pro Jahr erfordert eine installierte Anlagenleistung von insgesamt mindestens 30 GW. Ein mindestens gleich großer Beitrag kann aus den hydraulisch dichten metamorphen Gesteinen und den Sedimentgesteinen im Norden Deutschlands erwartet werden, die in der TAB-Studie noch nicht berücksichtigt wurden.

Importe von Geothermie-Strom nach Deutschland sind denkbar aus (a) Island (direkt erzeugter geothermischer Strom < 0,015 €/kW h), (b) Italien und (c) der Türkei. Dabei stellt sich zum einen wie bei allen Stromimporten die Frage der Verfügbarkeit und Kapazität der jeweiligen Stromleitungen. Zum anderen ist dies nur denkbar bei überschüssigem Geothermie-Strom oder erfordert gegebenenfalls die Entwicklung neuer Felder in diesen Ländern. Ein Ausweg könnte durch die kombinierte Wasserstoff-Hydrolyse und Methan-Synthese bieten (Stromkosten: Island < 0,015 €/kW h; El Salvador, Kenia, Nicaragua und Philippinen: 0,03 €/kW h).

Während an tektonischen Plattengrenzen und vulkanisch aktiven Zonen besonders hohe Prozess-temperaturen erschlossen werden können, bieten sich hier neben einer direkten Wärmenutzung Prozesse mit Druckentspannung („flashing“) oder die direkte Nutzung von Dampf in konventionellen Wasserdampfturbinen an. Für die Reservoirs niedriger und mittlerer Enthalpie in Mitteleuropa sind diese Technologien ungeeignet.

Die Wirtschaftlichkeit von Geothermie-Projekten kann durch sogenannte Hebel verbessert werden. Beispiele solcher Hebel sind eine möglichst hohe Effizienz des Kreisprozesses oder die gleichzeitige Bereitstellung von Strom sowie Nah- oder Fernwärme. Mit beiden Maßnahmen lassen sich Mehreinnahmen realisieren. Ein weiterer Hebel liegt in den Investitionskosten. Durch Skaleneffekte wie Anzahl oder Anlagengröße lassen sich Geothermie-Kraftwerke deutlich vergünstigen.

Die Gesteungskosten⁴⁶ von mit geothermischem Strom im Ausland produziertem synthetischen Erdgas (SNG) betragen bei 6.500 bis 8.500 Volllaststunden:

⁴⁴ Paschen et al. 2003.

⁴⁵ Jain 2012; Jain et al. 2015.

⁴⁶ Annahmen: Wirkungsgrad Elektrolyse = 76 Prozent; Wirkungsgrad Methan-Synthese = 79 Prozent; Wirkungsgrad Gesamtprozess = 60 Prozent; Spez. Kosten Gesamtanlage = 3.000 €/kW; Kosten Inbetriebnahme = 300 €/kW (10 Prozent der Investitionskosten); Kosten (Betrieb + Instandhaltung + Versicherung + Verwaltung) = 4,5 Prozent der Investitionskosten pro Jahr; Laufzeit Anlage (=Abschreibungszeitraum) = 20 Jahre; Jährlicher Zins = 5 Prozent; Fremdkapitalquote = 100 Prozent.

- 0,14 €/ (kW h)–0,15 €/ (kW h) bei Strombezug zu EEX-Preisen
- 0,14 €/ (kW h)–0,16 €/ (kW h) bei Strombezug zu 0,04 €/ (kW h) (Geothermie-Stromgestehungskosten in USA, Philippinen etc.)
- 0,08 €/ (kW h)–0,11 €/ (kW h) bei Strombezug zu 0,01 €/ (kW h) (Geothermie-Stromgestehungskosten in Island)

Hierbei ist derzeit der größte Kostentreiber die Elektrolyse, die damit auch das größte Stellrad für Optimierungen und Unsicherheiten ist.

Damit ist die Produktion von synthetischem Erdgas mit günstigem Geothermie-Strom aus Island nicht wirtschaftlich darstellbar. Dies hat seinen Grund darin, dass es hierbei nicht um die Kosten einer Kilowattstunde Strom geht, sondern um die chemisch gespeicherte Energie im Erdgas. Hierfür müssten die Herstellungskosten von synthetischem Erdgas noch um die Hälfte sinken. Mit günstigem Strom könnte der Preis von synthetischem Erdgas deutlich reduziert werden. Gleiches gilt bei negativen Strompreisen, allerdings sind hier die Jahresvolllaststunden deutlich niedriger und die Kapitalkosten schlagen mehr zu Buche.

3 Interdisziplinäre Beurteilung

Ampelbewertung

Materialverfügbarkeit	X				
Gesellschaftliche Akzeptanz		X			
Energiewirtschaftsrecht inklusive Regulierung		X			
Bau-, Umwelt- und Immissionsschutzrecht	X				
Technologie		X			

Tabelle 8: Interdisziplinäre Beurteilung Hydrothermaler Systeme

Materialverfügbarkeit	X				
Gesellschaftliche Akzeptanz			X		
Energiewirtschaftsrecht inklusive Regulierung		X			
Bau-, Umwelt- und Immissionsschutzrecht		X			
Technologie			X		

Tabelle 9: Interdisziplinäre Beurteilung Technisch-angelegter Geothermischer Systeme

SWOT-Analyse

In Tabelle 10, Tabelle 11, Tabelle 12 und Tabelle 13 wird eine qualitative Beurteilung der Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken hinsichtlich der Technologie sowie des Technologieumfeldes vorgenommen. Wiederum wird zwischen den Hydrothermalen Systemen und den Technisch-angelegten Geothermischen Systemen unterschieden.

Stärken • nachhaltiger, sicherer Betrieb nachgewiesen • grundlastfähig • etablierte Bohrtechnik aus KW-Exploration, profitiert von deren Weiterentwicklung • geringe verbrauchsgebundene Kosten • etablierte Technik (Dampfkraftwerk) • einfacher thermodynamischer Prozess • Betrieb ohne Beaufsichtigung • geringer Platzbedarf für Kraftwerk • mögliche innerstädtische Integration	Schwächen • begrenztes Potenzial (480 MW_e)⁴⁷ • Fündigkeitsrisiko, Leistungsparameter der Anlage erst nach Investition (Bohrung, Test) sicher bekannt • niedriger Wirkungsgrad bei Stromerzeugung • relativ hoher Eigenstrombedarf • aufgrund des geringen Wirkungsgrades im Temperaturbereich in Deutschland meist nur in Kombination mit Wärmenutzung wirtschaftlich; dadurch weitere Standorteinschränkung • hoher Energieeinsatz bei Tauchpumpen zur Förderung • Geräusch-Emissionen durch Luftkondensatoren, wenn Wasserkühlung am Standort nicht möglich
Chancen • sinkendes Fündigkeitsrisiko mit fortschreitender Erkundung • beträchtlicher Skaleneffekt bei größeren Anlagen erwartet (Erkundungsaufwand, Bohrkosten geringer bei mehr als zwei Bohrungen) • Senkung der Bohrkosten durch Technologieentwicklung • Konzepte mit höheren Wirkungsgraden • höhere Flexibilität der KWK	Risiken • Bohrkosten als Hauptteil der Investition stark vom Preis im KW-Markt beeinflusst • Arbeitsstoffe der binären Kreisprozesse oft FKW, ständige Verschärfung der F-Gase-Verordnung bewirkt schlechtere Verfügbarkeit in der Zukunft beziehungsweise Umstellungskosten • im Vergleich mit anderen Erzeugungstechnologien hoher Aufwand für Voruntersuchungen

Tabelle 10: SWOT-Analyse für Hydrothermale Systeme mit binärem Kreislauf zur Stromerzeugung (die Technologie betreffend)

Stärken • kombinierbar mit Wärmeerzeugung und Fernwärmenetz • grundlastfähig, dadurch Akzeptanzpotenzial in der Öffentlichkeit vorhanden • verfügbar in Regionen mit hohem Strombedarf, das heißt keine Netzbelastung • geringer Flächenverbrauch, dadurch gute Grundlage zur Öffentlichkeitskommunikation als umweltfreundliche Energiequelle	Schwächen • standortabhängig • vergleichsweise lange Projektentwicklungszeiten • Technologie und die Kontrolle der Risiken sind teilweise der Öffentlichkeit schwer zu erklären.
--	---

⁴⁷ Weinmann 2011.

• emissionsarm • unabhängig vom Brennstoffmarkt • Stromerzeugungsanlage regelbar, alternativ Wärmeerzeugung und Speicherung • geeignet für KWK	
Chancen • Exporttechnologie • Markt für kleinere und mittlere Unternehmen • Verfahrenstechnologie mit hohem Bedarf an gut qualifizierten Mitarbeitern • Versorgung von Ballungsräumen mit Strom und Wärme • durch die Bedeutung der Unabhängigkeit von Energie-Importen großes Zustimmungspotenzial in der Öffentlichkeit zu erwarten	Risiken • Akzeptanzprobleme wegen undifferenzierter Wahrnehmung aller Schadensfälle bei Erdwärmennutzung (EGS, TGS, oberflächennah) • Wahl eines geeigneten Arbeitsmediums (brennbar, Treibhauspotenzial) • Versorgungssicherheit bei KWK gewährleisten

Tabelle 11: SWOT-Analyse für Hydrothermale Systeme (das Technologieumfeld betreffend)

Stärken • sehr großes Potenzial • grundlastfähig • standortunabhängig • geringes geologisches Fündigkeitsrisiko • im derzeitigen Konzept ohne Tiefpumpe	Schwächen • weltweit fehlender Nachweis von Erzeugbarkeit und ökonomisch relevantem Dauerbetrieb (Nachhaltigkeit) von Rissystemen • geringer Wirkungsgrad der Stromerzeugung • noch längere Zeit im F&E-Stadium
Chancen • Technologieentwicklung und Demonstrationsprojekte auch international möglich und auf Deutschland übertragbar	Risiken • Risiko bei der Ressourcenerschließung • hoher Zuschussbedarf wegen frühen Technologiestadiums, kaum private Mittel für erste Projekte einwerbbar

Tabelle 12: SWOT-Analyse für Technisch-angelegte Geothermische Systeme (TGS) zur Stromerzeugung (die Technologie betreffend)

Stärken • verfügbar in allen Regionen mit hohem Strom- und Wärmebedarf • Regelbarkeit der Stromerzeugungsanlage und alternativ Wärmeerzeugung und Speicherung • grundlastfähig, dadurch Akzeptanzpotenzial in der Öffentlichkeit vorhanden • geringer Flächenverbrauch, dadurch gute	Schwächen • Wirtschaftlichkeit über EEG derzeit nicht erreichbar • nicht ausreichende Ausrüstungsentwicklung in der Tiefbohr- und Messtechnik für relativ große Durchmesser und hohe Temperaturen, da sich die Entwicklung entsprechender Werkzeuge für die wenigen bisherigen Pilotanlagen wirtschaftlich nicht lohnte.
--	--

Grundlage zur Öffentlichkeitskommunikation als umweltfreundliche Energiequelle • emissionsarm • unabhängig vom Brennstoffmarkt • geeignet für Kraft-Wärme-Kopplung und reine Wärmeerzeugung	
Chancen • Skaleneffekt bei größeren Anlagen erwartet (Bohr- und Stimulationskosten bei mehr als zwei Bohrungen) • Senkung der Bohrkosten durch Technologieentwicklung im KW-Sektor	Risiken • Einschränkungen bei der Erlaubnis der hydraulischen Stimulation infolge der Fracking-Diskussion bei Schiefergas und „tight gas“ • verbindliche Umweltverträglichkeitsprüfung mit Umkehr der Beweislast • Akzeptanzprobleme durch Unverständnis für die Notwendigkeit der hydraulischen Risserzeugung • lange Entwicklungszeit der TGS-Technologie bis zur Marktreife

Tabelle 13: SWOT-Analyse für Technisch-angelegt geothermische Systeme (TGS) zur Stromerzeugung (das Technologieumfeld betreffend)

Rechtliche Hindernisse

Die Gewinnung geothermischer Energie ist eine Gewinnung von Erdwärme. Durch § 3 Abs. 3 Satz 2 des Bundesberggesetzes⁴⁸ ist die Erdwärme den bergfreien Bodenschätzen gleichgestellt und somit dem Grundeigentum entzogen. Sie unterliegt, von den Ausnahmen des § 4 Abs. 2 Nummer 1 BbergG⁴⁸ für in der Regel grundstücksinterne oberflächennahe Geothermie-Vorhaben abgesehen, hinsichtlich ihrer Aufsuchung, Gewinnung und Aufbereitung nach § 2 BbergG⁴⁸ dem Bergrecht. Ihre Aufsuchung und Gewinnung ist damit nur aufgrund einer Bergbauberechtigung im Sinne der §§ 6 ff. BbergG⁴⁸ zulässig. Die Bergbauberechtigung gewährt im Wesentlichen das ausschließliche Recht, Erdwärme aufzusuchen oder zu gewinnen. Sie hat lediglich die direkte Rechtswirkung des Konkurrenzschutzes und beinhaltet das Recht, Betriebspläne zur Durchführung konkreter Maßnahmen vorlegen zu dürfen. Mit einer Bergbauberechtigung allein dürfen keine betriebsplanpflichtigen Tätigkeiten aufgenommen werden. Diese in der Öffentlichkeit kaum bekannte Tatsache führt immer wieder zu zum Teil erheblichen Diskussionen, weil die Bergbauberechtigung als zentrale Vorabgenehmigung eines Vorhabens wahrgenommen wird. Dabei sind gemäß § 51 Abs. 1 Satz 1 BbergG⁴⁸ alle Entwicklungsphasen eines Betriebes (Errichtung, Führung und Einstellung) im Geltungsbereich des § 2 Abs. 1 BbergG⁴⁸ der Betriebsplanpflicht unterworfen und bedürfen einer ausdrücklichen behördlichen Zulassung. Betriebspläne sind verfahrensrechtlich Anträge gemäß §§ 52 ff BbergG⁴⁸ auf Genehmigung der vorgesehenen Tätigkeiten und Einrichtungen. Das bergbehördliche Prüfverfahren beteiligt alle davon betroffenen Träger öffentlicher Belange. Soweit das Vorhaben nach § 1 Nr. 8 UVP-V Bergbau⁴⁹

⁴⁸ BbergG 1980.

⁴⁹ UVP-V Bergbau 1990.

einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) bedarf und daher nach § 52 Abs. 2a BbergG⁴⁸ ein Rahmenbetriebsplanverfahren als Planfeststellungsverfahren zu führen ist⁵⁰, müssen nicht nur die Träger öffentlicher Belange, sondern auch die weitere Öffentlichkeit, also alle von dem Vorhaben Betroffenen beteiligt werden.

Die Nutzung der Erdwärme ist nach § 4 Abs. 3⁴⁸ einer Weiterverarbeitung gleichgestellt und damit vom Geltungsbereich des Bergrechts ausgeschlossen. Die Leitung des Genehmigungsverfahrens durch die Bergbehörde endet daher in der Regel am Eingang des Wärmetauschers. Da ab hier die gewerberechtlichen Betriebsgenehmigungen greifen, entsteht gegebenenfalls zusätzlicher Antragsaufwand für den Unternehmer.

Im bergrechtlichen Genehmigungsverfahren hat die Bergbehörde auch die besondere Rechtsstellung der Inhaber anderer Bergbauberechtigungen, zum Beispiel auf Kohlenwasserstoffe, Erze, Salze oder Kohle zu berücksichtigen, deren Nutzungsinteressen gegebenenfalls in direkter Konkurrenz zur Erdwärmegewinnung stehen. So können deren Rechte durch das Niederbringen einer Geothermie-Bohrung berührt sein, wenn diese etwa in eine Kohlenwasserstofflagerstätte eindringt und die dortigen Gase aufgrund ihrer Flüchtigkeit austreten. Da eine Beteiligung der betroffenen Inhaber von Bergbauberechtigungen im Betriebsplanverfahren obligatorisch ist, wird eine vorherige privatrechtliche Vereinbarung zwischen konkurrierenden Nutzern empfohlen, damit letztlich nicht erst im Zulassungsverfahren unüberwindliche Hindernisse entstehen, die eine Genehmigung unmöglich machen.

Im Zusammenhang mit der Gewinnung von Gas aus unkonventionellen Lagerstätten wird aktuell eine Diskussion über eine Erweiterung der UVP-Vorschriften und über ein weitgehendes Verbot für alle Vorhaben, bei denen hydraulische Risserzeugung (Fracking) zum Einsatz kommen soll, geführt. Diese Diskussion hat auch die Geothermie erreicht. In Zukunft werden daher wohl auch die Geothermie-Vorhaben einer Umweltverträglichkeitsprüfung unterzogen werden, bei denen im Gestein hydraulische Risse erzeugt werden, zumindest in Wasserschutzgebieten, Heilquellenschutzgebiete und Einzugsgebieten von Talsperren und Seen zur Trinkwassergewinnung. Zwar ist das mit einer Umweltverträglichkeitsprüfung immer einhergehende Planfeststellungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung aufwendiger, doch hat es nicht zuletzt wegen der damit verbundenen Transparenz den Vorteil, dass die Akzeptanz von augenblicklich kritisch diskutierten geothermischen Kraftwerksvorhaben deutlich erhöht werden könnte.

Da Erdwärme nicht unmittelbar gewonnen werden kann, sondern nur mithilfe eines natürlich vorhandenen oder zugeführten Wärmeträgers, muss die Berechtigung zu ihrer Gewinnung unabhängig von den rechtlichen Vorschriften betrachtet werden, denen dieser Wärmeträger unterliegt. Soweit es sich um Wasser handelt, sind die Vorschriften des Gesetzes zur Neuregelung des Wasserrechts⁵¹ und der Wassergesetze der Länder anzuwenden.⁵¹ Hinsichtlich der Frage der Anwendung der Wassergesetze ist letztlich entscheidend, ob eine Gewässerbenutzung im Sinne des § 9 WHG⁵² vorliegt. Dann bedarf es neben der Bergbauberechtigung und der Betriebsplanzulassung einer wasserrechtlichen Erlaubnis, wobei für die Erteilung der Erlaubnis nach § 19 Abs. 2 WHG⁵² die Bergbehörde zuständig ist, deren Entscheidung gem. § 19 Abs. 3 WHG⁵² im Einvernehmen mit der ansonsten zuständigen Wasserbehörde zu treffen ist. Die Entnahme von Grundwasser, das Wiedereinleiten von

⁵⁰ § 57 Buchstabe a BbergG 1980.

⁵¹ Vgl. § 127 Abs. 2 BbergG 1980.

⁵² WHG 2009.

Grundwasser, Temperaturänderungen des Grundwassers sowie etwaige Beeinflussungen des Grundwassers durch die Bohrung selbst sind hierbei die gängigen Benutzungstatbestände.

Vor dem Hintergrund der aktuellen Fracking-Diskussion kommt dem Wasserrecht eine besondere Bedeutung zu. Da es sich bei den wasserrechtlichen Erlaubnissen im Gegensatz zu den entscheidungsgebundenen berggesetzlichen Genehmigungen um Ermessensentscheidungen handelt, muss letztlich den Wasserbehörden zweifelsfrei nachgewiesen werden, dass durch den Eingriff in den Untergrund und die im Rahmen der Fracking-Diskussion beleuchteten systembedingten Risiken keine Verschlechterungen des Grundwassers, der Oberflächengewässer und insbesondere des Trinkwassers zu befürchten sind.

Gesellschaftliche Akzeptanzprobleme

Allgemein ist die öffentliche Wahrnehmung geothermischer Energiegewinnung im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energiequellen wenig erforscht. Die existierenden Studien fokussieren auf einzelne Geothermie-Projekte, zum Beispiel auf Hawaii⁵³, in Polen⁵⁴ oder Australien⁵⁵. Auch wenn es bis jetzt wenig verlässliche und vor allem repräsentative sozialwissenschaftliche Forschungen dazu gibt⁵⁶, ob und wie die Wahrnehmung von Geothermie und andere Aktivitäten im geologischen Untergrund zusammenhängen, so lassen sich doch einige erste vorläufige Aussagen treffen.

In den Medien wird die Gewinnung von Erdwärme heute zunehmend im Zusammenhang mit Fracking, geologischer Speicherung von Kohlendioxid (CCS) und Schiefergas diskutiert. Die Diskussion dieser Themen wird allgemein als fern von der Einflussmöglichkeit einzelner Bürger wahrgenommen. Als Restrisiken kommunizierte Sachverhalte werden somit als bedrohlich eingeschätzt, da die Möglichkeit zur persönlichen Einflussnahme auf Standortwahl und Bohraktivitäten als kaum vorhanden bewertet wird. Die Abhängigkeit von abstrakt erscheinendem Expertenwissen schafft überdies wenig Vertrauen. Erste Forschungen und Befragungen des Helmholtz-Zentrums für Umweltforschung in Leipzig zeigen jedoch, dass die flache Geothermie und hier insbesondere die Installation von Wärmepumpen auf Haushaltsebene von der Öffentlichkeit als eine andere Kategorie zugehörig wahrgenommen werden als geothermische Tiefbohrungen.⁵⁷ Möglicherweise hat dies damit zu tun, dass die tiefe Geothermie Ängste hervorruft, denn tiefes Vordringen in die Erde scheint als ein (zu) großer Eingriff in „Mutter Erde“ verstanden zu werden. Dies wird allgemein als „Pfusch an der Natur“ und damit als ethisch nicht akzeptabel eingestuft.

Die als flache Geothermie verstandene Energiegewinnung wird hingegen als unspektakulär empfunden. Diese Wahrnehmungsunterscheidung wird mit § 4 Abs. 2 Nr. 1 BbergG⁵⁸ indirekt unterstützt, da das Lösen oder Freisetzen von Bodenschätzen in einem Grundstück aus Anlass oder im Zusammenhang mit einer baulichen Nutzung nicht als „Gewinnen eines Bodenschatzes“ verstanden wird. Bei der grundstücksbezogenen Nutzung von Erdwärme zu Heiz- oder Kühlzwecken bedarf es daher keiner bergrechtlichen Bewilligung, was den Zugang zu flacher Geothermie als unproblematischer erscheinen lässt.

⁵³ Canan 1986; Edelstein/Kleese 1995; Walker 1995.

⁵⁴ Heiskanen et al. 2008.

⁵⁵ Dowd et al. 2010.

⁵⁶ Zu ersten vorläufigen Ergebnissen siehe Leucht 2013 und van Douwe & Kluge 2014.

⁵⁷ Bleicher/Groß 2014.

⁵⁸ BbergG 1980.

Weiterhin scheinen bei der flachen Geothermie die Entscheidungsgründe für eine Geothermie-Anlage stark gekoppelt an die Hoffnung auf Versorgungssicherheit und individuelle Unabhängigkeit. Dadurch werden bekannte Risiken und Wissenslücken bezüglich der Rentabilität der Anlagen geringer eingeschätzt, da sich mit der Anlage freiwillig eingegangene Risiken verbinden, die als deutlich weniger kritisch und eher akzeptabel empfunden werden als Risiken, denen man sich ausgesetzt fühlt. Ein ähnliches Wahrnehmungsmuster auf nationaler Ebene von Geothermie als Mittel zu Stärkung der Unabhängigkeit von Energieimporten lässt sich bis jetzt nicht feststellen. Dies könnte aber mittelfristig ein Thema zur besseren Kommunikation sein, auch und insbesondere für die tiefe Geothermie.

Insgesamt ist die öffentliche Wahrnehmung der Risiken der Geothermie gekennzeichnet durch eine selektive Überbewertung der seismischen im Vergleich zu anderen Risiken wie beispielsweise Schäden durch und Tote beim Bergbau oder Emissionen konventioneller Kraftwerke. Diese weit höher einzuschätzenden Risiken und Schäden werden, da sich die Öffentlichkeit an sie gewöhnt hat, subjektiv als weniger bedrohlich eingeschätzt als das weit geringere Risiko, das mit der induzierten Seismizität verbunden ist.

Kritische Aspekte bei der Entwicklung geothermischer Reservoirs

Derzeit werden die Möglichkeiten der Geothermie, einen Beitrag für die zukünftige Energieversorgung zu leisten, ebenso wie damit möglicherweise verbundene Risiken, intensiv diskutiert. Betrachtet werden hierbei Auswirkungen für die Umwelt, insbesondere der Schutz von Mensch, Natur, Grundwasser und Gewässern. Kritisch studiert werden einerseits jene Einflüsse auf die Umwelt, die zu schädlichen Veränderungen führen können wie Radioaktivität, Erschütterungen, Licht- und Lärmemissionen. Andererseits werden auch Fragen hinsichtlich der Staubemission, der Abfallentsorgung, der Einträge in den Untergrund und der damit verbundenen Veränderungen des Wasserhaushalts debattiert.

Besondere Bedeutung hinsichtlich der TGS-Technologie zur Nutzung von Erdwärme in großer Tiefe besitzen standortspezifischen Fragen zum gebirgsmechanischen Spannungsfeld, zur hydraulischen Durchlässigkeit und zu den hydraulischen Potenzialen. Doch auch technische Aspekte wie die Langzeitintegrität von Bohrungen und ihre Zementation sind wichtig, da sie die Barrierewirkung der Bohrung gegen ungewollte Einflüsse auf den Wasserhaushalt betreffen. In der öffentlichen Diskussion, in der nicht zwischen Grundwasser (alles Wasser im Untergrund, egal wie beschaffen) und Trinkwasser unterschieden wird, wird TGS, aller Unterschiede zum Trotz, ebenso wie Fracking für Schiefergas fälschlicherweise als ernstzunehmende Gefährdung für das Grundwasser wahrgenommen.

Ohne eine gesellschaftlich akzeptierte Charakterisierung der mit einer Erdwärmeverstromung verbundenen Risiken und der hierbei eingesetzten Technologien können vorhandene geothermische Potenziale und damit relevante Beiträge für eine zukünftige Energieversorgung nicht sinnvoll genutzt werden. Daher bedarf es in Bezug auf die Geothermie der Klärung von Fragen, die derzeit im Zusammenhang mit der Förderung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten mittels hydraulischer Riss erzeugung öffentlich diskutiert werden.

Bei der Entwicklung geothermischer Reservoirs müssen daher insbesondere die folgenden kritischen Aspekte betrachtet und gegebenenfalls relativiert werden:

Hydrothermale Systeme und Technisch-angelegte Geothermische Systeme (TGS): Fündigkeitsrisiko

Bei der Entwicklung geothermischer Reservoirs – hydrothermale ebenso wie technisch-angelegte – besteht vor dem Niederbringen einer Bohrung, den Injektions- oder Fördertests beziehungsweise der hydraulischen Risserzeugung Unsicherheit über die erzielbare Fließrate und Temperatur des geförderten Fluids. Dies wird als Fündigkeitsrisiko bezeichnet.

Technisch-angelegte Geothermische Systeme: Induzierte Seismizität

Seismische Ereignisse in Verbindung mit geothermischen Operationen, insbesondere die hydraulische Risserzeugung, führten in der jüngeren Vergangenheit zur Einstellung von Geothermie-Projekten. Ein Beispiel hierfür ist das durch hydraulische Risserzeugung im Jahr 2006 in einer fünf Kilometer tiefen Bohrung im Granit unter Basel, Schweiz induzierte Beben mit einer Moment-Magnitude von $M_w = 3,4$.⁵⁹ Dies war ein Schlüsselereignis in Europa, das nicht nur die Diskussion von induzierter Seismizität in Verbindung mit der hydraulischen Risserzeugung entfachte, sondern auch generell die Diskussion um das potenzielle Risiko induzierter Seismizität.⁶⁰

Geothermisch-induzierte Seismizität ist eine Form der induzierten Seismizität (IS). Hierzu gehören seismische Ereignisse bedingt durch die zusätzliche Auflast an Staudämmen (IS-Class 1), bedingt durch den Abbau von Rohstoffen im Bergbau (IS-Class 2) und bedingt durch die vom Menschen eingesetzten Technologien zur Energiegewinnung (IS-Class 3).⁶¹ Man unterscheidet in der IS-Class 3 seismische Ereignisse ausgelöst durch Erdöl- und Erdgasoperationen⁶², Einleitung von Schmutzwasser in Bohrungen⁶³, Langzeit-Speicherung von flüssigem Kohlendioxid sowie geothermische Operationen. Induzierte Seismizität (Class 3), bedingt durch den Eingriff des Menschen in den Untergrund, steigt stetig an. Ellsworth zeigt in einer Studie für die USA, dass Fluid-induzierte Class 3-Beben mit kumulativen Magnituden größer oder gleich drei im Zeitraum von 1967 bis 2000 mit einer Rate von 21 Beben pro Jahr konstant waren, um ab 2001 stetig anzusteigen auf einen Maximalwert von 188 Beben pro Jahr im Jahr 2011.⁶⁴

Praktische Empfehlungen für den Umgang mit induzierter Seismizität in Geothermie-Projekten finden sich in Bendall et al.⁶⁵ und in dem Positionspapier des Forschungskollegiums Physik der Erdkörpers⁶⁶ zur Überwachung induzierter Seismizität. Diese Stellungnahme über das Auftreten und den Umgang mit anthropogen verursachten Erdbeben benennt die Grundlagen, welche für die Erfassung flacher und schwacher Seismizität relevant sind. In diesem Zusammenhang ist wichtig, den geologisch-tektonischen Kontext der jeweiligen Geothermie-Bohrung (Gesteinstypen, Verwerfungen, Spannungsfeld) zu nennen. In erster Näherung ist in Sedimentformationen (zum Beispiel in Groß Schönebeck) mit geringerer Seismizität zu rechnen im Vergleich zur Stimulation in Kristallin (zum Beispiel Basel).⁶⁷ In granitischen Reservoirs gilt der Kaiser-Effekt, das heißt induzierte Seismizität tritt erst

⁵⁹ Häring et al. 2008.

⁶⁰ Giardini 2009.

⁶¹ Vgl. Zang et al. 2014.

⁶² Suckale 2009.

⁶³ McGarr 2014.

⁶⁴ Ellsworth 2013.

⁶⁵ Bendall et al. 2012.

⁶⁶ FKPE 2012.

⁶⁷ Evans et al. 2012.

dann auf, wenn das vormals stimulierte Volumen bei darauf folgenden Stimulationsvorgängen überschritten wird.⁶⁸

Hydraulische Risserzeugung (Fracking) ist nicht nur eine Schlüsseltechnologie zur Ausbeutung von Erdöl und Erdgaslagerstätten, sondern auch in der tiefen Geothermie. Während die Kohlenwasserstoff-Industrie hydraulische Risserzeugung zur Förderung von Öl und Gas aus gering-permeablen Gesteinsschichten einsetzt, wird sie in der tiefen Geothermie ausschließlich zum technischen Anlegen eines leistungsfähigen Systems zum Wärmeentzug verwendet. Dies erfolgt durch Schaffung neuer oder der Reaktivierung vorhandener Risse mittels Wasserinjektion in dichte, heiße Gesteinsschichten in drei bis fünf Kilometer Tiefe. Gerade in der Risserzeugungsphase geothermischer Projekte ist die induzierte Seismizität steuerbar: geringerer Pumpdruck bedeutet weniger seismische Ereignisse. Beim technischen Anlegen geothermischer Systeme muss daher eine Abwägung zwischen einem akzeptablen Maß an induzierter Seismizität, welches von Region zu Region variieren kann und nach unserer Kenntnis bislang noch zu keinem nachgewiesenen Strukturschaden (gemeldete, nicht nachgewiesene Schäden vermutlich in einem einstelligen Prozentbereich, oder sogar < 1 Prozent der Investitionssumme) geführt hat, und dem Betrag an geförderter Wärme beziehungsweise daraus gewandeltem elektrischen Strom erfolgen. Bei aller berechtigter Beachtung, welche die induzierte Seismizität bei der Schaffung Technisch-angelegter Geothermischer Systeme finden muss, sollte jedoch nicht außer Acht bleiben, dass nach bestem Wissen der Autoren weltweit kein Bericht bekannt ist, der von einer Gefährdung von Gesundheit, Leben oder Umwelt durch induzierte Seismizität berichtet.

Für Europa stellten Evans et al. Fluid-induzierte Seismizität in Verbindung mit 41 Geothermie- und CO₂-Projekten zusammen, die sie hinsichtlich geologisch-tektonischer sowie hydraulisch-seismischer Charakteristika diskutierten.⁶⁹ Grünthal stellte für Mitteleuropa die IS-Class 2 und Class 3 Ereignissen mit Magnituden größer als zwei gegenüber.⁷⁰ Als generelles Fazit kann aus diesen Magnitude-Häufigkeitsverteilungen gezogen werden, dass der geothermisch verursachten induzierten Seismizität eine geringere Bedeutung in dieser Region zukommt als den durch Bergbau induzierten Beben. Die beobachtete Maximalmagnitude von geothermisch induzierten Beben (hier: Basel) ist um drei Magnitudeneinheiten und damit bezüglich der freigesetzten seismischen Energie um mehr als vier Größenordnungen geringer als die natürliche (tektonische) Seismizität in der Region (siehe Abbildung 1).

⁶⁸ Baisch/Vörös 2012.

⁶⁹ Evans et al. 2012.

⁷⁰ Grünthal 2014.

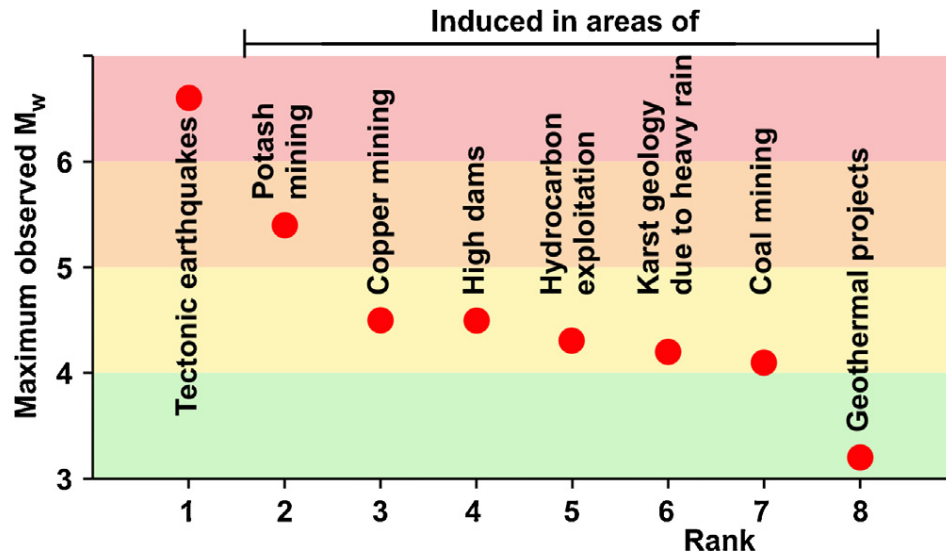


Abbildung 1: Rangfolge der für unterschiedliche Arten von Seismizität in Mitteleuropa beobachteten maximalen seismischen Momentamplituden M_w ⁷¹

Ein anderer Aspekt, der Beachtung verdient, ist die Lösung von radioaktiven Nukliden oder Schwermetallen aus dem Gestein während des Langzeitbetriebs Technisch-angelegter Geothermischer Systeme. In Gestein mit signifikantem Gehalt an Radionukliden oder Schwermetallen muss daher einerseits die Arbeitssicherheit in Hinsicht auf die Strahlenexposition des Bedienungspersonals sichergestellt sein. Andererseits muss eine sachgerechte Entsorgung von gegebenenfalls ausgefallenen Radionukliden oder Schwermetallen erfolgen.

4 Relevanz / State-of-the-Art / Marktverfügbarkeit

Hydrothermale Systeme

Derzeit befinden sich insgesamt 23 Heizwerke und Heizkraftwerke in Betrieb (ohne in Bau befindliche); davon 16 Heizwerke für die Wärmeproduktion und sieben (Heiz-)Kraftwerke für die Wärme- und Stromproduktion. Die installierte Wärmeleistung beträgt 204,3 MW_t, die installierte elektrische Leistung beträgt 27,1 MW_e. Das begrenzte Potenzial ist darauf zurückzuführen, dass Hydrothermale Systeme gleichzeitig hohe natürliche hydraulische Gesteinsdurchlässigkeit und Temperatur erfordern (Fündigkeitsrisiko). Zudem bestehen Konflikte mit alternativen Nutzungen wie Trinkwasser, Balneologie, Erdöl- und Erdgasförderung oder Unterspeicherung (Erdgas, Druckluft, toxische Flüssigkeiten etc.). Darüber hinaus wird Erdwärme balneologisch mit etablierter Technologie in über 400 Thermen in Deutschland genutzt.

Tabelle 14 fasst den gegenwärtigen Stand der Nutzung hydrothormaler Geothermie in Deutschland zusammen. Derzeit werden in Deutschland circa 36 GW h Strom und 530 GW h Wärme aus hydrothermalen Reservoiren bereitgestellt. In Deutschland ebenso wie in Frankreich sind die wichtigsten Betreiber hydrothormaler Anlagen Stadtwerke und lokale Betreibergesellschaften, nicht jedoch die

⁷¹ Grünthal 2014, © 2015 Copyright Clearance Center, Inc.

großen Energieerzeuger. Im Gegensatz dazu sind in Italien oder Island sowohl große Energieerzeuger wie Enel Green Energy, lokale Betreibergesellschaften wie Orkuveita Orkuveita Reykjavíkur (Kraftwerk Hellisheiði) als auch nationale Energieagenturen Orkustofnun aktiv.

Ort	Installierte Leistung in MW		Produktion in GW h/a		T in °C	Q in L/s	z in m	Stratigraphie	Berichtsjahr
	Strom	Wärme	Strom	Wärme					
Norddeutsches Sedimentbecken									
Neubrandenburg ^a	-	3,5	-	-	65–78	11–28	1.268	Rhät	2011
Neustadt-Glewe	-	4,0	-	17,6	97	11–35	2.450	Rhät	2012
Waren	-	1,3	-	3,1	63	17	1.565	Rhät	2012
Oberrheingraben									
								Mittlerer Buntsandstein	
Bruchsal	0,4	-	1,2	-	123	24	2.542		2013
Insheim, Pfalz	4,3	-	14,2	-	165	65	3.800	Grundgebirge	2013
								Buntsandstein, Grundgebirge	
Landau, Pfalz	3,0	5,0	13,2	3,0	159	40	3.291		2012
Süddeutsches Molassebecken									
Aschheim	-	9,8	-	48,7	85,4	39–5	2.630	Malm	2013
Dürrnhaar ^b	5,5	-	-	-	~ 135	~ 130	4.114	Malm	-
Erding	-	10,2	-	37,6	62–63	6–36	2.359	Malm	2013
Garching	-	8,0	-	10,2	74	100	2.226,3	Malm	2012
Kirchstockach ^b	5,5	-	-	-	138,8	~ 120	3.881,6	Malm	-
München-Riem	-	12,0	-	48,0	94,5	35–85	2.747	Malm	2011
Oberhaching	-	38,0	-	48,8	127,5	137	3.755,2	Malm	2013
Poing	-	9,0	-	37,0	76,2	100	3.049	Malm	2013
Pullach ^c	-	11,5	-	45,7	104 & 80	55 & 23	3.505	Malm	2013
Sauerlach ^{b, c}	5,0	4,0	-	-	~ 140	110	4.480	Malm	-
Simbach-Braunau	-	7,0	-	48,0	80,5	61,1	1.941	Malm	2013
Straubing	-	2,1	-	2,9	36,5	17,5	824,8	Malm	2011
Traunreut ^b	-	7,0	-	-	~ 108	50	4.645,8	Malm	-

Ort	Installierte Leistung in MW		Produktion in GW h/a		T in °C	Q in L/s	z in m	Stratigraphie	Berichtsjahr
Unterföhring	-	9,5	-	29,0	86	~ 75	1.986	Malm	2012
Unterhaching	3,4	38,0	6,9	107,6	123,3	120	3.590	Malm	2013
Unterschleißheim	-	8,0	-	40,1	78	65–93,3	1.960	Malm	2013
Waldkraiburg	-	16,4	-	2,8	109	20	2.718	Malm	2012
Summe	27,1	204,3	35,5	530,1	-	-	-	-	-

^aWärmespeicher; ^bkürzliche Inbetriebnahme; ^cTriplette

Tabelle 14: Ausgewählte Betriebskennzahlen der wichtigsten geothermischen Installationen in Deutschland (T: Temperatur; Q: Volumenstromrate; z: Vertikaltiefe)⁷²

Technisch-angelegte Geothermische Systeme

In Deutschland existiert derzeit keine derartige Anlage. Die Versuchsanlage in Soultz-sous-Forêts im Elsass hat eine installierte Leistung von 1,1 MW_e bei einer Fließrate von ~27 L/s und einer Temperatur von circa 200 °C in fünf Kilometer Tiefe. Die wichtigsten Betreiber kommerzieller TGS-Anlagen sind in Frankreich (Soultz-sous-Forêts) das „Groupement Européen d’Intérêt Economique, Exploitation Minière de la Chaleur“ (GEIE EMC) und in Australien im Cooper Basin die börsennotierte Firma Geodynamics.

Die Pilotanlage im australischen Cooper Basin hat eine installierte Leistung von 1 MW_e. Die zugehörige Bohrung Habanero-4 erreicht in einer Tiefe von 4.130 m eine Temperatur von 241 °C.

Die Tabelle 15 zeigt die Daten früherer wissenschaftlicher Versuchsanlagen:

Projekt	Tiefe in m ³	Temperatur in °C	Bohrungsabstand in m	Fließrate in L/s	Fließwiderstand MPa s/L	Thermische Leistung MW _t	Potenzielle elektrische Leistung MW _e
Los Alamos I	2.700	185	80	6	0,3	3	0,4
Los Alamos II	3.500	230	150	6	2,1	3,8	0,5
Camborne 2b	2.300	80	250	15	0,6	0,6	0
Hijiori II	2.250	250	90	4	0,6	2,9	0,4
Ogachi	850	240	80	1,7	8	1,2	0,16
Soultz I	3.200	150	450	25	0,23	8	1
Soultz II	4.500	185	650	12	0,25	6	0,8

⁷² Nach Agemar et al. 2014, ergänzt um Daten für Neubrandenburg.

Projekt	Tiefe in m ³	Temperatur in °C	Bohrungsabstand in m	Fließrate in L/s	Fließwiderstand MPa s/L	Thermische Leistung MW _t	Potenzielle elektrische Leistung MW _e
Cooper Basin	4.400	250	700	19	1,8	14	1,9
Ziel		> 150	> 500	100	0,1	> 40	> 5

Tabelle 15: Ergebnisse von Zirkulationstests in TGS-Versuchsanlagen⁷³

Da es im Wesentlichen nur eine Demonstrationsanlage in Soultz-sous-Forêts als Fortführung eines wissenschaftlichen F&E-Projekts gibt, sind hier verlässliche Angaben nicht möglich. Eine bis 2023 installierte elektrische Leistung von 50 MW_e wäre ein Erfolg. Danach wäre ein Zubau von 500 MW_e pro Jahr ein ehrgeiziges, aber nicht unrealistisches Ziel. Dies entspräche rund einer Million Bohrmeter pro Jahr, die der deutschen Bohr- und Service-Industrie einen enormen Impuls verleihen würde. Derzeit werden rund 50.000 bis 70.000 Bohrmeter pro Jahr in Deutschland im Ganzen für Öl, Gas und Geothermie gebohrt.

Bei erfolgreicher Entwicklung der TGS-Technologie zur Marktreife existiert ohne Zweifel ein globaler Markt mit großen Exportchancen für diese Technologie.

5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

Ein essenzieller Beitrag kann im Zeitraum bis 2023 von hydrothermalen geothermischen Systemen gegebenenfalls punktuell geleistet werden, wenn die lokalen Bedingungen hierfür gegeben sind. TGS können bei dezidiert aktiver Förderung bis 2023 das Stadium von Demonstrationsanlagen erreichen, nicht jedoch bereits signifikant zur Stromerzeugung beitragen. Der Zeitraum bis 2023 muss für Entwicklungsarbeit genutzt werden, damit die TGS-Technologie im Zeitraum bis 2050 für eine Nutzung in viel größerem Ausmaß verfügbar sein wird.

Generell gilt sowohl für Hydrothermale wie auch Technisch-angelegte Geothermische Systeme, dass in den Übertage-Einheiten modulare Kraftwerksblöcke Verwendung finden sollten, damit nach Niederbringen der Bohrung, einer gegebenenfalls erforderlichen Stimulation und Testen die Übertage-Einheit flexibel auf die erzielbare Leistung abgestimmt werden kann. Durch die Modularisierung sind zudem Skaleneffekte mit Potenzial für weitere Kostensenkungen zu erwarten. Im begrenzten Umfang sind bei der Energiewandlung auch noch weitere Effizienzsteigerungen erzielbar. Weitere Kostensenkungspotenziale liegen insbesondere in der Bohrtechnik, unter anderem in der Verkürzung der über die Bohrzeiten, zum Beispiel durch zeitgleiches Bohren und Verrohren („casing while drilling“) oder Bohren und Vermessen („logging while drilling“). Auch alternative oder neue Bohrtechniken bieten hierfür Potenziale, zum Beispiel thermische Gesteinszerstörung („thermal spallation drilling“) oder minimal-invasive Bohrtechnik („micro-drilling“) für reine Erkundungsbohrungen. Es bleibt jedoch

⁷³ Expertenschätzung Dr. Reinhard Jung 2014.

abzuwarten, ob die Nachfrage allein aus der Geothermie in ihrem heutigen Umfang als Antrieb für diese technologischen Entwicklungen hinreicht.

Hydrothermale Systeme

Bedarf nach Forschung und Entwicklung besteht für laufende hydrothermale Anlagen in Hinsicht auf die Erhöhung von Leistung und insbesondere Zuverlässigkeit von Förderpumpen bei hohen Temperaturen und Fließraten sowie auf chemische Inhibitoren und andere Technologien zur Überwachung beziehungsweise Vermeidung von mineralischen Ausfällungen und Korrosion. Derzeit führt ein Ausfall der Förderpumpen in der Regel zu einem längeren Stillstand der gesamten Anlage. Ausfällungen von Mineralen im Reservoir selbst sowie in den Rohren der Bohrung und der obertägigen Anlage können ebenfalls eine gesamte Anlage lahmlegen.

Bei der Planung und Projektierung neuer hydrothormaler Anlagen liegt der Bedarf nach Forschung und Entwicklung vor allem in der Verbesserung der Fündigkeitsprognose in Hinsicht auf die zu erwartende Fließrate und Temperatur durch Methoden der Geophysik und Geologie sowie durch kostengünstige Explorationsbohrungen.

In Hinsicht auf die Wandlung überschüssigen Wind- beziehungsweise Solarstroms in Wärme und deren Speicherung in geothermischen Reservoiren liegt der Forschungsbedarf insbesondere in der Entwicklung geeigneter Strategien und Verfahren zur kostengünstigen Verpressung heißen Wassers und dessen Rückgewinnung bei minimierten Wärmeverlusten.

Technisch-angelegte Geothermische Systeme

Bis 2023 könnte eine Technologie-Entwicklung der TGS, unter anderem mit Versuchsfeldern (circa $100\text{ m} \times 100\text{ m} \times 100\text{ m}$) und Demoanlagen ($> 4\text{ MW}_e$), bis zur Routine-Einsatzfähigkeit größerer Anlagen ($\approx 100\text{ MW}_e$) erfolgen. Im Falle der Weiterentwicklung der TGS-Technologie für die Zeit nach 2023 könnte bis 2050 mit einer massiven Installation von TGS-Kraftwerken mit relevantem Beitrag zur nationalen Stromproduktion gerechnet werden.

Die prognostizierten Entwicklungen setzen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten voraus, von denen im Folgenden einige beispielhaft aufgezählt werden. Abgesehen davon wird zum Beispiel bei der Schiefergasentwicklung erwartet, dass ein Skaleneffekt beim Übergang zu großen Stückzahlen zu einer bedeutenden Kostensenkung führen wird.

Die Erschließung der hydraulisch dichten Tiefengesteine erfordert geeignete Erschließungskonzepte, die seit vierzig Jahren in rund einem Dutzend internationaler Forschungsvorhaben unter den Begriffen Hot-Dry-Rock (HDR) beziehungsweise TGS und Enhanced Geothermal Systems (EGS) entwickelt werden. Kerntechnologie ist das Wasserfrack-Verfahren, auch als hydraulische Stimulation bezeichnet. Mit seiner Hilfe werden mehrere Quadratkilometer große Rissflächen im Gestein erzeugt (TGS) oder vorhandene natürliche Riss-Systeme aufgeweitet (EGS).

In den letzten drei Jahrzehnten konzentrierten sich die Forschungsanstrengungen auf die Entwicklung des EGS-Konzeptes in Granit-Formationen. Das EGS-Konzept geht davon aus, dass der Granit auch in großen Tiefen von vier Kilometern und mehr von einem Netzwerk natürlicher Risse (Klüfte) durchzogen ist. Es zielt darauf ab, dieses Netzwerk durch Injektion großer Wasservolumina in annähernd vertikalen Tiefbohrungen hydraulisch aufzuweiten und mit einer Zweitbohrung (Dubletten-System) oder auch Drittbohrung (Tripletten-System) zu erschließen. Zum Wärmeentzug wird kaltes

Thermalwasser in einer der Bohrungen verpresst. Dieses erwärmt sich beim Durchströmen des Kluftnetzwerks auf Gesteinstemperatur und wird über die Zweit- und gegebenenfalls Drittbohrung zutage gefördert. Der Druck wird dabei so hoch gehalten, dass das erhitzte Wasser nicht siedet. Der Dampf für die Stromerzeugung wird in einem Sekundärkreislauf erzeugt, in dem eine organische Flüssigkeit (ORC-Technik) oder ein Ammoniak-Wassergemisch (Kalina-Technik) zirkuliert. Die Wärmeübertragung zwischen Primär- und Sekundärkreislauf erfolgt über einen Wärmetauscher. Industrielle Dubletten- oder Tripletten-Systeme müssen für Ausgangsleistungen von 5 MW_e bis 10 MW_e und eine Betriebsdauer von mindestens zwanzig Jahren konzipiert werden.

Den Stand der Technik beim EGS-Konzept repräsentiert das Europäische Forschungsvorhaben Soultz-sous-Forêts im elsässischen Teil des Oberrheingrabens. Hier wurde in 4.500 Meter Tiefe ein circa drei Quadratkilometer großes Riss-System im 200 °C heißen Granit geschaffen. In diesem wird derzeit die Stromerzeugung erprobt. Schon jetzt ist abzusehen, dass weniger als ein Viertel der geplanten elektrischen Leistung von 6 MW_e erreicht wird. Eine vergleichende Studie der wichtigsten EGS-Projekte zeigt auf, dass die Annahme nicht länger haltbar ist, dass unabhängig vom jeweiligen Standort durch Wasserinjektion ein weitverzweigtes (volumetrisches) Netzwerk von Klüften geöffnet werden kann.⁷⁴ Diese Studie kommt zu dem Ergebnis, dass bei der hydraulischen Stimulation in der Regel nur ein großflächiger Einzelriss entsteht. Dies kann als Grund für die relativ geringen Produktionsfließraten und Ausgangsleistungen sowie für die relativ hohen Magnituden der beobachteten induzierten Seismizität betrachtet werden. Allerdings sind diese jedoch immer noch um Größenordnungen kleiner als bei anderen Arten von induzierter Seismizität beziehungsweise als jene tektonischer Erdbeben (siehe Unterkapitel „Kritische Aspekte“).

Es wäre daher wünschenswert, wenn zukünftige industrielle Anlagen nach dem Multiriss-TGS-Konzept realisiert würden. Hierfür sind, wie oben dargelegt, substanzielle Weiterentwicklungen notwendig, um dieses im ersten Jahrzehnt der HDR-Forschung favorisierte Konzept zu einer allseits einsetzbaren Technologie zu entwickeln. Es sieht vor, aus hydraulisch isolierten Abschnitten von Horizontalbohrungen eine definierte Anzahl von Rissflächen durch technische Maßnahmen zu erzeugen und diese mit einer Parallel-Bohrung zu erschließen. Unter den Bedingungen in Deutschland benötigen industrielle Multiriss-Systeme Bohrungen von vier bis mehr als fünf Kilometern Tiefe mit circa ein Kilometer langen Horizontal- oder Ablenkstrecken. Aus diesen werden sodann zwanzig bis vierzig Risse mit einer Fläche von jeweils wenigen hunderttausend Quadratmetern erzeugt. Der Hauptvorteil des Multiriss-TGS-Konzepts liegt darin, dass wegen der vergleichsweise geringen Flächengröße der Einzelrisse das seismische Risiko niedrig ist. Gleichzeitig können aber wegen der großen Rissanzahl die für industrielle Systeme benötigten hohen Fließraten mit vertretbaren Pumpleistungen erreicht werden. Erste Versuche nach diesem Konzept in den frühen 1980er Jahren in den USA scheiterten an der damals noch unzulänglichen Packer-Technik. Diese ist für die abschnittsweise Risserzeugung von zentraler Bedeutung. Mittlerweile sind jedoch die erforderlichen Hochtemperatur-Multipacker-Systeme verfügbar. Auch die Richtbohrtechnik ist inzwischen zu einem Standard-Verfahren herangereift. Die technischen Voraussetzungen für die Anwendung des Multiriss-TGS-Konzepts sind damit gegeben.

Notwendig wären kurz- und mittelfristig Forschungs- und Demonstrationsprojekte zu entsprechenden neuen Konzepten auf unterschiedlich großen beziehungsweise tiefen Testfeldern im Kristallin

⁷⁴ Jung 2013.

(Gneis, Granit oder Vulkanit) und in dichten Sedimentgesteinen. Für Demonstrationsprojekte in Sedimentgesteinen könnten die Tiefbohrungen abgeschlossener Forschungsvorhaben (Genesys bei Hannover und Großschönebeck in Brandenburg) sowie nichtfündige Tiefbohrungen industrieller hydrothermalen Geothermie-Projekte genutzt werden. Kleinskalige⁷⁵ Testfelder im Kristallin könnten in möglichst homogenen Vorkommen angelegt werden, zum Beispiel von Paragneisen im Bayerischen Wald beziehungsweise Paragneisen oder Dioriten im Spessart. Ein großskaliges Demonstrationsvorhaben im Kristallin könnte gegebenenfalls das Testfeld und die vorhandenen Tiefbohrungen in Soultz-sous-Forêts nutzen. Der Zeithorizont bis zum Jahr 2023 reicht fraglos für wesentliche Teile des F&E-Bedarfs. Ein nennenswerter Beitrag der Technologie für eine Flexibilisierung auf dem Strommarkt kann allerdings bis dahin nicht erwartet werden. Bei zügiger Finanzierung und Realisierung könnten die Ergebnisse der kleinen Testfelder jedoch in fünf bis sieben Jahren vorliegen, also bis zum Jahr 2019 beziehungsweise 2021. Die der anschließenden, großskaligen Demonstrationsprojekte erfordern weitere fünf bis sieben Jahre, sodass im Erfolgsfall eine Markteinführung zwischen 2026 und 2028 erfolgen könnte. Somit könnten noch weit im Vorfeld von 2050 praktische Erfahrungen aus dem Langzeitbetrieb von TGS-Anlagen gesammelt werden. Wenn allerdings bis circa 2030 keine erfolgreichen TGS-Demonstrationsprojekte existieren, entfällt Geothermie als ernsthafte Komponente für die Stromversorgung in Deutschland in der politischen und öffentlichen Wahrnehmung.

Ein Konsortium für solche Demonstrationsprojekte würde idealerweise von einem großen Stromversorger oder einem großen potenten Kompetenzträger angeführt werden, beispielsweise einem Bohr- oder Serviceunternehmen aus dem KW-Bereich, und durch entsprechend qualifizierte Forschungspartner für die zu lösenden F&E-Fragestellungen ergänzt werden. Staatliche Fördermittel in großem Umfang sind zur Erreichung der ambitionierten Ziele in dem für eine Technologie-Entwicklung relativ kurzen Zeitraum unerlässlich. Entsprechend der Einschätzung des U.S. Department of Energy (DOE) müssen solche Demonstratoren in ökonomisch relevanter Größenordnung nachweisen, dass (1) eine solche Dimension erreichbar ist; (2) 200 °C bei 80 L/s erreicht werden können; (3) diese Kennzahlen auch in anderer geologischer Umgebung erreichbar sind. Weiter kam diese Studie zum Schluss, dass technologische Entwicklungen für die folgenden Komponenten erforderlich sind:

- für hohe Temperaturen geeignete Systeme für Bohrlochmessungen und kontinuierliche Überwachung
- Tiefpumpen für Temperaturen > 175 °C und Leistungen von 1,5 MW
- gekoppelte Simulationsmodelle (HTMC) zur Vorhersage von Reservoir-Zustand und -Leistung
- Temperaturbeständige Packer zur zonalen Untersuchung oder Stimulation (Mikrofracks zur Parameterbestimmung) im Bohrloch
- Markierungspartikel mit eingebauter Sensorik und integriertem Speicher („smart tracers“) zur Reservoir-Charakterisierung mit Markierversuchen („tracer tests“)
- Echtzeit-Überwachung der hydraulischen Risserzeugung
- Methoden zur Identifizierung von Strömungswegen in den erzeugten Systemen⁷⁶

Zudem erfordert das Konzept der abgelenkten Bohrungen Richtbohrwerkzeuge, die für hohe Temperaturen (> 175 °C) geeignet sind. Wie auch bei der hydrothermalen Geothermie würde eine Standar-

⁷⁵ 100 Meter × 100 Meter × 100 Meter.

⁷⁶ DOE 2008.

disierung modularer Kraftwerksblöcke die sukzessive Erschließung Technisch-angelegter Geothermischer Systeme unterstützen. Wegen der angestrebten universellen Einsatzmöglichkeit dieser Technologie ist zudem eine Abstimmung beziehungsweise Kooperation in Forschung und Entwicklung auf internationaler Ebene sinnvoll.

Neben den technologischen sind zudem grundsätzliche Fragestellungen in einer Forschungs- und Entwicklungsphase zu klären. Beispiele sind die (a) Entwicklung bruchmechanischer Modelle für die Erzeugung großflächiger Multiriss-Systeme in unterschiedlichen Gesteinsarten; (b) Bestimmung der relevanten Gesetze für Strömungs- und Gesteinsmechanik insbesondere in technisch erzeugten Rissen und Gesteinsklüften hinsichtlich Geometrie, Strukturen und gegebenenfalls Vernetzung; (c) Weiterentwicklung hydraulischer Test- und Analysemethoden für technisch erzeugte Risse; (d) Verbesserung verschiedener Modellierungswerkzeuge für Strömung und (reaktiven) Transport in klüftigem Gestein und deren Verifizierung mithilfe von Labor- und Feld-Experimenten; (e) Entwicklung eines ganzheitlichen Reservoir-Ingenieurwesens („reservoir engineering“) einschließlich einer Kontrolle der durch die hydraulische Risserzeugung notwendigerweise induzierten Seismizität; (f) Entwicklung geeigneter Konzepte für die Nachnutzung nicht erfolgreich verlaufener TGS-Projekte.

Minimal-invasive Erkundungsbohrtechnologie

Eine hinreichend genaue Erkundung geothermischer Reservoirs erfordert neben einer dreidimensionalen Seismik in jedem Fall auch eine hinreichende Anzahl von Erkundungsbohrungen. Deren Maximalzahl ist bislang durch das für Bohrungen verfügbare Budget, aber auch durch die eingesetzte teure, auf die Bedürfnisse der Kohlenwasserstoff-Industrie zugeschnittene Bohrtechnologie begrenzt. Einen Ausweg aus dieser Begrenzung bietet die Entwicklung einer nur zur reinen Erkundung dienenden minimal-invasiven Bohrtechnologie („arthroskopische geologische Erkundung“).

Ganz allgemein stellt der aktuelle technische Stand der Bohrtechnik für die Erschließung geothermischer Reservoirs keinen Hemmschuh dar. Allerdings können neue Entwicklungen dazu beitragen, die Kosten der Vorerkundung durch Bohrungen bedeutend zu senken, die Wirtschaftlichkeit von Geothermie-Kraftwerken zu verbessern, zu größeren Tiefen und höheren Temperaturen vorzustoßen und das Verständnis der Technologien in der Öffentlichkeit zu verbessern. Die in Tabelle 16 aufgeführten Ansätze zur technischen Weiterentwicklung sind geeignet, hierzu beizutragen.

Technologie-Sektor	Status	Ziel	Zeitbedarf	Nutzen
Minimal-invasives Erkundungsbohren	Komponenten weitgehend verfügbar	Reduzierung des Fündigkeitsrisikos durch billigere Erkundungsbohrungen (0,5 –3 km Tiefe bei 10 Prozent der derzeitigen Bohrkosten)	5–8 Jahre	Drastisch verringerte Erkundungskosten geothermischer Reservoirs
Elektrische Tauchpumpe	Zuverlässigkeit und Temperaturbeständigkeit verbesserungsfähig	4 Jahre Nutzungsdauer, 200 °C	> 10 Jahre, abhängig von Zahl aktiver Geothermie-Anlagen	Zuverlässiger Dauerbetrieb bei hoher Temperatur, Ausfällungen und Korrosion

Technologie-Sektor	Status	Ziel	Zeitbedarf	Nutzen
Verrohrung	Konventionell aus Öl/Gas	Großer Enddurchmesser für hohe Förderrate, Einheitskaliber, Korrosionsfestigkeit	> 10 Jahre	Geringere Konstruktionskosten, höhere Förderrate
Aktive Bohr-Systeme, Messen während des Bohrens (MWD)	Konventionell aus Öl/Gas, 150 °C (175 °C)	200 °C (250 °C), erhöhte Ausfallsicherheit	> 5 Jahre	Größere Tiefe, größerer Energieinhalt
Formationsmessungen beim Bohren	Konventionell auf Öl und Gas ausgerichtet	Zuverlässigere Risserkennung durch integrierte Messung mit unterschiedlichen physikalischen Verfahren	5–10 Jahre	Reduziertes Fündigkeitsrisiko, höhere Förderrate
Untertägiger Wärmetauscher	Unzureichende Kenntnis über optimale Konfiguration (EGS)	Sichere Planbarkeit von Rate, Energie und Förderdauer	> 15 Jahre	Planbare Investitionsmaßnahme
Fließwege zwischen Bohrungen (I)	hydraulische Riss-erzeugung überwiegend wie bei Öl- und Gas-Förderung angelehnt	Optimierung von Ausbreitungsrichtung und hydraulischer Leitfähigkeit der Risse, verwendeter Flüssigkeit (Zuschlagsstoffe), Monitoring, gesellschaftlicher Akzeptanz	3–10 Jahre	Eliminierung der Hemmschwelle für hydraulische Riss-erzeugung
Fließwege zwischen Bohrungen (II)	Fließwege durch technisch erzeugte Risse	Fließwege durch Multi-Riss-Systeme und gegebenenfalls Mikro-Bohrungen	5–10 Jahre	Erfordert keine anschließende hydraulische Riss-erzeugung

Tabelle 16: F&E-Bedarf in der Bohrtechnik

6 Glossar

Durchlässigkeit, Permeabilität	Hydraulische Gesteinseigenschaft; Teil des Quotienten zwischen spezifischem Volumenstrom und antreibendem Druckgradienten
Enhanced Geothermal System (EGS) beziehungsweise Engineered Geothermal System (EGS)	Natürlich gering durchlässiger Gesteinsbereich, dessen hydraulische Durchlässigkeit durch technische Maßnahmen verbessert („enhanced“) wurde. Darüber hinaus wird der Begriff „Engineered Geothermal System“ im Englischen aber auch für Technisch-angelegte Geothermische Systeme (TGS) verwendet, was wegen desselben Akronyms „EGS“ zu Begriffsverwirrung führen kann.
Hot-Dry-Rock (HDR)	Bereich in praktisch undurchlässigem Gestein, dessen hydraulische Durchlässigkeit durch technische Maßnahmen herbeigeführt wird (synonym für TGS, wird in den USA aus politischen Gründen nicht mehr verwendet)
Hydraulische Risserzeugung	Technische Maßnahme zum Aufreißen neuer oder verheilter Risse beziehungsweise Klüfte im Gestein durch Fluid-Injektion in einer Bohrung (oder einem darin abgepackerten Bereich). Siehe auch „TGS“.
Hydrothermales System beziehungsweise Reservoir	Gesteinsbereich mit heißem Wasser in Poren oder Klüften mit natürlicher (niedriger bis hoher) hydraulischer Durchlässigkeit
Kohlenwasserstoffe (KW)	Erdöl und Erdgas
Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	Gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wärme
Technisch-angelegtes Geothermisches System (TGS)	Bereich in hydraulisch nahezu undurchlässigem Gestein mit durch technische Maßnahmen angelegten, hydraulisch durchlässigen Rissen (siehe HDR). Wird im Deutschen auch als „petrothermales System“ bezeichnet. Siehe auch „hydraulische Risserzeugung“.
Zeotropes Fluidgemisch	Gemisch chemischer Stoffe, dessen Zusammensetzung der Fluid- und der Dampfphasen im Dampf-Flüssigkeits-Gleichgewicht immer unterschiedlich ist. Daher berühren sich Tau- und Siedekurven an keinem Punkt.

Literatur

Alle Daten ohne weitere Quellenangaben basieren auf Erfahrungswerten der Mitwirkenden der Fachgruppe. Die Urheber räumen ein Nutzungsrecht für die Verwendung der Abbildungen in diesem Technologiesteckbrief im Rahmen der Online-Publikation ein.

Agemar et al. 2014

Agemar, T./Weber, J./Schulz, R.: „Deep Geothermal Energy Production in Germany“. In: *Energies*, 7, 2014, S. 4397–4416.

Baisch/Vörös 2010

Baisch, S./Vörös, R.: „Reservoir induced seismicity: Where, when, why and how strong?“. In: *Proceedings of World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25.–29. April 2010. Bochum: International Geothermal Association (IGA) 2010. URL: <http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGASTandard/WGC/2010/3160.pdf> [Stand 26.01.2015].

Baumgärnter 2014

Baumgärnter, J.: „Betrieb des Geothermiekraftwerks Insheim“. In: *Tagungsunterlagen Praxisforum Geothermie Bayern*, Praxisforum Geothermie Bayern 08.–09. Oktober 2014. URL: www.praxisforum-geothermie.bayern [Stand 26.01.2015].

BBergG 1980

Bundesberggesetz vom 13. August 1980 (BGBl. I S. 1310), zuletzt geändert durch Artikel 4 Absatz 71 des Gesetzes vom 7. August 2013 (BGBl. I S. 3154), Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, Berlin, 1980.

Bendall et al. 2012

Bendall, B./Love, D./Hough, P./Malavazos, M./Long, A./Pepicelli, D.: „Towards understanding induced seismicity“. In: *Proceedings Thirty-Seventh Workshop on Geothermal Resources Engineering*, Stanford: Stanford University 30. Januar–01. Februar 2012. URL: <https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/IGASTandard/SGW/2012/Bendall2.pdf> [Stand: 08.09.2014].

Bleicher/Gross 2014

Bleicher, A./Gross, M.: *The Lure of Energy Independence: Geothermal Heat Pumps and the Vicissitudes of the Geological Underground*, Unpublished Working Paper to be submitted to *Organization & Environment*, UFZ Leipzig 2014.

BMWi 2014

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Eckpunkte für ein Ausschreibungsdesign für Photovoltaik-Freiflächenanlagen*, 2014. URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkt Papier-photovoltaik-freiflaechenanlagen,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> [Stand: 18.09.2014].

Canan 1986

Canan, P.: „Rethinking Geothermal Energy’s Contribution to Community Development“. In: *Geothermics*, 15:4, 1986, S. 431–434.

DOE 2008

U.S. Department of Energy: *Energy efficiency and renewable energy; Geothermal Technologies Program: An Evaluation of Enhanced Geothermal Systems Technology*, Washington DC, 2008.

Dowd et al. 2011

Dowd, A.-M./Boughen, N./Ashworth, P./Carr-Cornish, S.: „Geothermal Technology in Australia: Investigating Social Acceptance“. In: *Energy Policy*, 39:10, 2011, S. 6301–6307.

Edelstein/Kleese 1995

Edelstein, M. R./Kleese, D. A.: „Cultural Relativity of Impact Assessment: Native Hawaiian Opposition to Geothermal Energy Development“. In: *Society & Natural Resources*, 8:1, 1995, S. 19–31.

EEG 2014

Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), geändert durch Artikel 4 des Gesetzes vom 22. Juli 2014 (BGBl. I S. 1218), Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, Berlin, 2014. URL: http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2014/gesamt.pdf [Stand: 18.09.2014].

EIA 2014

U.S. Energy Information Administration: *Growth in U.S. hydrocarbon production from shale resources driven by drilling efficiency*, 2014. URL: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=15351>, [Stand 27.11.2014].

Ellsworth 2013

Ellsworth, W. L.: „Injection-induced earthquakes“. In: *Science*, 341, 2013.

Elsner et al. 2015

Elsner, P./Fischedick, M./Sauer, D. (Hrsg.): *Analyse: Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge* (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2015.

Evans et al. 2012

Evans, K. F./Zappone, A./Kraft, T./Deichmann, N./Moia, F.: „A survey of the induced seismic responses to fluid injection in geothermal and CO₂ reservoirs in Europe“. In: *Geothermics*, 41, 2012, S. 30–54.

FKPE 2012

Forschungskollegium Physik des Erdkörpers e.V. : „Empfehlungen zur Überwachung induzierter Seismizität“. In: *DGG-Mitteilungen*, Potsdam: Deutsche Geophysikalische Gesellschaft, 3, 2012, S. 17–31.

Giardini 2009

Giardini, D.: „Geothermal quake risk must be faced“. In: *Nature*, 462, 2009, S. 848–849.

Grünthal 2014

Grünthal, G.: „Induced seismicity related to geothermal projects versus natural tectonic earthquakes and other types of induced seismic events in Central Europe“. In: *Geothermics*, 52, 2014, S. 22–35.

GTU 2014

Geothermie Unterhaching: Daten & Fakten: *Geothermie Unterhaching(GTU)*, Unterhaching, 2014.
 URL: https://www.geothermie-unterhaching.de/cms/geothermie/web.nsf/id/pa_daten_fakten.html [Stand: 12.02.2015].

GtV 2014

Bundesverband Geothermie: *Nutzung der Geothermie in Deutschland*, 2014. URL:
<http://www.geothermie.de/wissenswelt/geothermie/in-deutschland.html> [Stand: 06.10.2014].

Häring et al. 2008

Häring, M. O./Schanz, U./Ladner F./Dyer B. C.: „Characterization of Basel 1 enhanced geothermal system.“ In: *Geothermics*, 37, 2008, S. 469–495.

Heiskanen et al. 2008

Heiskanen, E./Hodson, M./Mourik, R. M./Raven, R. P. J. M./Feenstra, C. F. J./Torrent, A. A./Brohmann, B./Daniels, A./Di Fiore, M./Farkas, B./Fritsche, U./Fucsko, J./Hünecke, K./Jolivet, E./Maack, M. H./Matschoss, K./Onizk-Poplawska A./Poti, B. M./Prasad, G./Schaefer, B./Willmense, R.: „Factors Influencing the Soci etal Acceptance of New Energy Technologies“. In: *Meta-analysis of recent European projects, 2008*: URL:
www.ecn.nl/docs/library/report/2007/e07058.pdf [Stand: 13.03.2015].

IINAS 2014

Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien: *Gemis – Globales Emissions-Modell integrierter Systeme Version 4.93*, Software zur Berechnung von Ökobilanzen („life-cycles“), 2014. URL: www.iinas.org [Stand: 25.01.2015].

IZES 2014

Institut für ZukunftsEnergieSysteme: *Bewertung von Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell für Anlagen erneuerbarer Energienutzung*, Endbericht einer Studie im Auftrag des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V. (BEE), Saarbrücken: Bundesverband Erneuerbarer Energie 2014. URL: http://www.izes.de/cms/upload/publikationen/IZES_2014-05-20_BEE_EE-Ausschreibungen_Endbericht.pdf [Stand: 25.11.2014].

Jain 2012

Jain, C.: *Optimized Layout of Engineered Geothermal Systems and Potential in Germany*, Masterarbeit, Aachen: RWTH Aachen, Institut für Applied Geophysics and Geothermal Energy, E.ON Energy Research Center, 2012.

Jain et al. 2015

Jain, C./Vogt, C./Clauser, C.: „Maximum Potential for Geothermal Power in Germany based on Engineered Geothermal Systems“. In: *Geothermal Energy*, 3:15, 2015.

Janczik/Kupfermann 2014

Janczik, S./Kupfermann, A.: *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG – Vorhaben IIb Stromerzeugung aus Geothermie*, Hamburg: Technische Universität Hamburg-Harburg und Helmholtz-Zentrum Potsdam Deutsches GeoForschungsZentrum – GFZ 2014.

Jung 2013

Jung, R.: „EGS – Goodbye or back to the future“. In: A. P. Bunger, J. McLennan, R. Jeffrey (Hrsg.): *Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing*, InTech 2013, S. 95–121.

Köhler 2005

Köhler, S.: *Geothermisch angetriebene Dampfkraftprozesse – Analyse und Prozessvergleich binärer Kraftwerke*, Dissertation, Berlin: Technische Universität Berlin 2005.

Lederle 2014

Lederle, A.: „Der Wärmeverbund und die Energieerzeugung in Grünwald – Perspektiven und Einsparpotentials“. In: *Tagungsunterlagen Praxisforum Geothermie Bayern*, Praxisforum Geothermie Bayern 08.–09. Oktober 2014. URL: www.praxisforum-geothermie.bayern [Stand: 26.01.2015].

Leopoldina/acatech/Akademienunion 2015

Leopoldina/acatech/Akademienunion (Hrsg.): *Stellungnahme: Mit Energieszenarien gut beraten. Anforderungen an wissenschaftliche Politikberatung* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), München 2015. Im Druck.

Leucht 2013

Leucht, M.: „Wirtschaftliche Rahmenbedingungen“. In: Böttcher, J. (Hrsg.): *Geothermie-Vorhaben: Tiefe Geothermie: Recht, Technik und Finanzierung*, München: Oldenbourg Verlag 2013, S. 221–277.

McGarr 1976

McGarr, A.: „Seismic moments and volume change“. In: *Journal of Geophysical Research*, 81:8, 1976, S. 1487–1494.

Paschen et al. 2003

Paschen, H./Oertel, D./Grünwald, R.: *Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland – Sachstandsbericht*, TAB – Arbeitsbericht Nr. 84, Ausschuss-Drucksache 15(17)70, Deutscher Bundestag, 15. Wahlperiode, Berlin: Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung (TAB) 2013.

Quoilin et al. 2013

Quoilin, S./van den Broek, M./Declaye, S./Dewallef, P./Lemort, V.: „Techno-economic survey of Organic Rankine Cycle (ORC) systems“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 22, 2013, S. 168–186.

Schlagermann 2014

Schlagermann, P.: *Exergoökonomische Analyse geothermischer Strombereitstellung am Beispiel des Oberrheingrabens*, München: Technische Universität München 2014.

Suckale 2009

Suckale, J.: „Induced seismicity in hydrocarbon fields“. In: *Advances in Geophysics*, 51, 2009, S. 55–106.

TUM 2014-1

Technische Universität München: *Experteninterviews*, Interviewer: Christoph Wieland, am 08. Oktober 2014, Lehrstuhl für Energiesysteme, Technische Universität München 2014.

TUM 2014-2

Technische Universität München: *Eigene Daten*, erhoben im Zeitraum Februar 2012 bis November 2014 am Lehrstuhl für Energiesysteme, Technische Universität München 2014.

UVP-V Bergbau 1990

UVP-V Bergbau: *Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben vom 13. Juli 1990* (BGBl. I S. 1420), zuletzt geändert durch Artikel 8 der Verordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, Berlin.

Van Douwe/Kluge 2014

van Douwe, A./Kluge, J.: „Akzeptanz, Information und Kommunikation: Grundlagen für den Erfolg geothermischer Projekte“. In: *bbr*, 2, 2014, S. 48–52.

Walker 1995

Walker, G.: „Renewable Energy and the Public“, In: *Energy Policy*, 12:1, 1995, S. 49–59.

Weimann 2011

Weimann, T.: *Erfahrungsbericht 2011 gemäß § 65 EEG – Vorhaben IIb Geothermie*, Wirtschaftsforum Geothermie e.V. (WFG), Augsburg 2011.

Wellmer/Herzig 2016

Wellmer, F.-W./Herzig, P. (Hrsg.): *Rohstoffe für die Energiesysteme der Zukunft* (Analyse aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2016 i. E.

WFG 2014

Wirtschaftsforum Geothermie: Pressemitteilung: Knapke: *Das neue EEG bestätigt die Bedeutung der Geothermie*, Wirtschaftsforum Geothermie e. V. (WFG), Augsburg, 27.06.2014. Mit Verweis auf die IZES Studie (IZES 2014). URL: http://www.wirtschaftsforum-geothermie.de/upload/pdf/PM_140627_EEG_schafft_Investitionssicherheit.pdf [Stand: 12.02.2015].

WHG 2009

Wasserhaushaltsgesetz: *Gesetz zur Neuregelung des Wasserrechts vom 31. Juli 2009*, Bundesgesetzblatt, Teil I Nr. 51, ausgegeben zu Bonn am 6. August 2009. URL: http://www.bgbl.de/banzxaver/bgbl/start.xav?start=%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl109s2585.pdf%27%5D [Stand: 16.11.2014].

Zang et al. 2014

Zang, A./Oye, V./Jousset, P./Deichmann, N./Gritto, R./McGarr, A./Majer, E./Bruhn, D.: „Analysis of induced seismicity in geothermal reservoirs – An overview“. In: *Geothermics*, 52, 2014, S. 6–21.

Köhler 2005

Köhler, S.: *Geothermisch angetriebene Dampfkraftprozesse – Analyse und Prozessvergleich binärer Kraftwerke*, Dissertation, Berlin: Technische Universität Berlin 2005.

Lederle 2014

Lederle, A.: „Der Wärmeverbund und die Energieerzeugung in Grünwald – Perspektiven und Einsparpotentials“. In: *Tagungsunterlagen Praxisforum Geothermie Bayern*, Praxisforum Geothermie Bayern 08.–09. Oktober 2014. URL: www.praxisforum-geothermie.bayern [Stand: 26.01.2015].

Leopoldina/acatech/Akademienunion 2015

Leopoldina/acatech/Akademienunion (Hrsg.): *Stellungnahme: Mit Energieszenarien gut beraten. Anforderungen an wissenschaftliche Politikberatung* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), München 2015. Im Druck.

Leucht 2013

Leucht, M.: „Wirtschaftliche Rahmenbedingungen“. In: Böttcher, J. (Hrsg.): *Geothermie-Vorhaben: Tiefe Geothermie: Recht, Technik und Finanzierung*, München: Oldenbourg Verlag 2013, S. 221–277.

McGarr 1976

McGarr, A.: „Seismic moments and volume change“. In: *Journal of Geophysical Research*, 81:8, 1976, S. 1487–1494.

Paschen et al. 2003

Paschen, H./Oertel, D./Grünwald, R.: *Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland – Sachstandsbericht*, TAB – Arbeitsbericht Nr. 84, Ausschuss-Drucksache 15(17)70, Deutscher Bundestag, 15. Wahlperiode, Berlin: Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung (TAB) 2013.

Quoilin et al. 2013

Quoilin, S./van den Broek, M./Declaye, S./Dewallef, P./Lemort, V.: „Techno-economic survey of Organic Rankine Cycle (ORC) systems“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 22, 2013, S. 168–186.

Schlagermann 2014

Schlagermann, P.: *Exergoökonomische Analyse geothermischer Strombereitstellung am Beispiel des Oberrheingrabens*, München: Technische Universität München 2014.

Suckale 2009

Suckale, J.: „Induced seismicity in hydrocarbon fields“. In: *Advances in Geophysics*, 51, 2009, S. 55–106.

TUM 2014-1

Technische Universität München: *Experteninterviews*, Interviewer: Christoph Wieland, am 08. Oktober 2014, Lehrstuhl für Energiesysteme, Technische Universität München 2014.

TUM 2014-2

Technische Universität München: *Eigene Daten*, erhoben im Zeitraum Februar 2012 bis November 2014 am Lehrstuhl für Energiesysteme, Technische Universität München 2014.

UVP-V Bergbau 1990

UVP-V Bergbau: *Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben vom 13. Juli 1990* (BGBl. I S. 1420), zuletzt geändert durch Artikel 8 der Verordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, Berlin.

Van Douwe/Kluge 2014

van Douwe, A./Kluge, J.: „Akzeptanz, Information und Kommunikation: Grundlagen für den Erfolg geothermischer Projekte“. In: *bbr*, 2, 2014, S. 48–52.

Walker 1995

Walker, G.: „Renewable Energy and the Public“, In: *Energy Policy*, 12:1, 1995, S. 49–59.

Weimann 2011

Weimann, T.: *Erfahrungsbericht 2011 gemäß § 65 EEG – Vorhaben IIb Geothermie*, Wirtschaftsforum Geothermie e.V. (WFG), Augsburg 2011.

Wellmer/Herzig 2016

Wellmer, F.-W./Herzig, P. (Hrsg.): *Rohstoffe für die Energiesysteme der Zukunft* (Analyse aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2016 i. E.

WFG 2014

Wirtschaftsforum Geothermie: Pressemitteilung: Knapke: *Das neue EEG bestätigt die Bedeutung der Geothermie*, Wirtschaftsforum Geothermie e. V. (WFG), Augsburg, 27.06.2014. Mit Verweis auf die IZES Studie (IZES 2014). URL: http://www.wirtschaftsforum-geothermie.de/upload/pdf/PM_140627_EEG_schafft_Investitionssicherheit.pdf [Stand: 12.02.2015].

WHG 2009

Wasserhaushaltsgesetz: *Gesetz zur Neuregelung des Wasserrechts vom 31. Juli 2009*, Bundesgesetzblatt, Teil I Nr. 51, ausgegeben zu Bonn am 6. August 2009. URL: http://www.bgbl.de/banzxaver/bgbl/start.xav?start=%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl109s2585.pdf%27%5D [Stand: 16.11.2014].

Zang et al. 2014

Zang, A./Oye, V./Jousset, P./Deichmann, N./Gritto, R./McGarr, A./Majer, E./Bruhn, D.: „Analysis of induced seismicity in geothermal reservoirs – An overview“. In: *Geothermics*, 52, 2014, S. 6–21.

Über das Akademienprojekt

Mit der Initiative „Energiesysteme der Zukunft“ geben acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften Impulse für eine faktenbasierte Debatte über Herausforderungen und Chancen der Energiewende in Deutschland. Acht Arbeitsgruppen bündeln fachliche Kompetenzen und identifizieren relevante Problemstellungen. Interdisziplinär zusammengesetzte Ad-hoc-Gruppen erarbeiten Handlungsoptionen zur Umsetzung einer sicheren, bezahlbaren und nachhaltigen Energiewende.

Die Ad-hoc-Gruppe „Flexibilitätskonzepte“

Die Ad-hoc-Gruppe „Flexibilitätskonzepte“ hat sich mit der Frage beschäftigt, wie die Versorgungssicherheit in der Stromversorgung bei einem wachsenden Anteil volatil einspeisender erneuerbarer Energien sichergestellt werden kann. Sie hat untersucht, wie die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik sinnvoll durch flexible Stromerzeuger, Demand-Side-Management, Speicher und Netzausbau ergänzt werden kann. Als Zeithorizont wurde das Jahr 2050 betrachtet. Neben dem Technologiebedarf und den Kosten wurden auch die gesellschaftlichen Implikationen sowie der Ressourcenbedarf unterschiedlicher Gestaltungsoptionen für das Energiesystem beleuchtet.

Zur Ad-hoc-Gruppe gehören elf Fachgruppen mit Experten aus Wissenschaft und Industrie. Die Ergebnisse wurden in drei Formaten aufbereitet.

Die **Technologiesteckbriefe** dokumentieren Details zu den einzelnen Technologien und stellen den Stand der Technik ausführlich dar, zeigen Entwicklungspotenziale auf und beschreiben den Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Anhand einer interdisziplinären Matrix wurden alle Technologien im Hinblick auf Ressourcenverfügbarkeit, gesellschaftliche Akzeptanz, technischen Reifegrad und relevante Aspekte des Energiewirtschaftsrechts sowie des Bau- und Emissionsschutzrechts bewertet. Die Steckbriefe richten sich in erster Linie an Energiesystem-Modellierer, denen hiermit eine aktuelle, von Experten erstellte Datenbasis zur Verfügung gestellt wird.

Weitere Formate von der Ad-hoc-Gruppe „Flexibilitätskonzepte“:

- Die **Analyse** „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge“ dokumentiert die Methodik und die Ergebnisse der Ad-hoc-Gruppe in umfassender Form und setzt diese in Bezug zu energiepolitischen Fragen.
- Die **Stellungnahme** „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Stabilität im Zeitalter der erneuerbaren Energien“ stellt die Synthese der Ergebnisse in kompakter, allgemein verständlicher Form dar und zeigt Handlungsoptionen zur Gestaltung der zukünftigen Stromversorgung auf.

Mitwirkende der Ad-hoc-Gruppe

In der Ad-hoc-Gruppe arbeiteten rund 100 Experten aus Wissenschaft und Industrie mit. Neben Naturwissenschaftlern und Ingenieuren waren auch Wirtschaftswissenschaftler, Psychologen, Politik- und Sozialwissenschaftler vertreten.

Leitung

Prof. Dr. Peter Elsner	Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie
Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer	RWTH Aachen

Mitwirkende der Fachgruppe Geothermie

Fachgruppenmitglieder

Prof. Dr. Christoph Clauser (Leitung)	RWTH Aachen
Dr. Jörn Bartels	Geothermie Neubrandenburg GmbH
Werner Grigo	Bezirksregierung Arnsberg
Prof. Dr. Matthias Groß	Friedrich-Schiller-Universität Jena
Dr. Reinhard Jung	JUNG GEOTHERM UG
Prof. Dr. Frank Schilling Prof. Dr. Thomas Kohl	Karlsruher Institut für Technologie
Prof. Dr. Joachim F. Oppelt	Baker Hughes INTEQ GmbH
Prof. Dr. Hartmut Spliethoff Christoph Wieland	Technische Universität München
Priv.-Doz. Dr. Arno Zang	Helmholtz-Zentrum Potsdam Deutsches GeoForschungsZentrum

Wissenschaftliche Referenten

Dr. Berit Erlach	acatech
Benedikt Lunz	RWTH Aachen
Dr. Matthias Merzkirch	Karlsruher Institut für Technologie

Institutionen und Gremien des Akademienprojekts

Beteiligte Institutionen

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (Federführung)
Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina
Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

Steuerkreis

Der Steuerkreis koordiniert die Arbeit in acht interdisziplinären, thematischen Arbeitsgruppen.

Prof. Dr. Robert Schlögl (Vorsitzender)	Fritz-Haber-Institut der Max-Planck-Gesellschaft und Max-Planck-Institut für Chemische Energiekonversion
Prof. Dr. Peter Elsner	Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie
Prof. Dr. Armin Grunwald	Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse, Karlsruher Institut für Technologie

Prof. Dr. Peter Herzig	Helmholtz-Zentrum für Ozeanforschung Kiel
Prof. Dr. Ortwin Renn	Universität Stuttgart, Institut für Sozialwissenschaften, Abteilung für Technik- und Umweltsoziologie
Prof. Dr. Christoph M. Schmidt	Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung
Prof. Dr. Ferdi Schüth	Max-Planck-Institut für Kohlenforschung
em. Prof. Dr. Rüdiger Wolfrum	Max-Planck-Institut für ausländisches öffentliches Recht und Völkerrecht, Heidelberg
Prof. Dr. Eberhard Umbach	acatech Präsidium

Kuratorium

Das Kuratorium verantwortet die strategische Ausrichtung der Projektarbeit.

Prof. Dr. Reinhard F. Hüttl (Vorsitzender)	acatech Präsident
Prof. Dr. Jörg Hacker	Präsident Leopoldina
Prof. Dr. Dr. Hanns Hatt	Präsident Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (seit September 2015), Präsident Nordrhein-Westfälische Akademie der Wissenschaften und der Künste
Prof. Dr. Günter Stock	Präsident Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (bis August 2015), Präsident Berlin-Brandenburgische Akademie der Wissenschaften (bis September 2015)
Prof. Dr. Bärbel Friedrich	Vizepräsidentin Leopoldina
Prof. Dr. Jürgen Gausemeier	Mitglied acatech Präsidium
Prof. Dr. Andreas Löschel	Universität Münster, Vorsitzender der Expertenkommission zum Monitoring- Prozess „Energie der Zukunft“
Prof. Dr. Klaus Töpfer	Ehemaliger Exekutivdirektor Institute for Advanced Sustainability Studies
Dr. Georg Schütte (Gast)	Staatssekretär Bundesministerium für Bildung und Forschung
Rainer Baake (Gast)	Staatssekretär Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Dr. Ingrid Wüning Tschol (Gast)	Bereichsdirektorin „Gesundheit und Wissenschaft“ Robert-Bosch-Stiftung

Projektkoordination

Dr. Ulrich Glotzbach	Leiter der Koordinierungsstelle, acatech
----------------------	--

Rahmendaten

Projektlaufzeit

04/2013 bis 02/2016

Finanzierung

Das Projekt wird vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (Förderkennzeichen EDZ 2013) und der Robert-Bosch-Stiftung gefördert.