

Helmholtz-Zentrum Potsdam –

Deutsches GeoForschungsZentrum | 15. Dezember 2017

Technologiebericht

1.2 Tiefengeothermie

innerhalb des Forschungsprojekts

TF_Energiewende

Dr. Arnd Heumann

Prof. Dr. Ernst Huenges

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Disclaimer:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Heumann, A.; Huenges, E. (2017): Technologiebericht 1.2 Tiefengeothermie. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:

Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:

Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:

Prof. Dr. Ernst Huenges
Tel.: +49 331 / 288 – 1440
Fax: +49 331 / 288 – 1450
E-Mail: huenges@gfz-potsdam.de

Helmholtz-Zentrum Potsdam
Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ
Telegrafenberg
14473 Potsdam

Review durch:

Jens Kuckelkorn (Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V.)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	4
Tabellenverzeichnis	5
Abbildungsverzeichnis	7
Zusammenfassung (Steckbrief)	8
1 Beschreibung des Technologiefeldes	10
1.1 Einleitung	10
1.2 Hydro- und petrothermale Systeme sowie Erdwärmesonden	10
1.3 Nutzungsformen	12
2 Stand F&E in Deutschland	14
3 Relevanz öffentlicher Förderung	15
3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten	15
3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)	16
4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes	20
4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale	20
4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen	25
4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz	26
4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz	27
4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung	28
4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	31
4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz	35
4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	37
4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen	37
4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität	38
5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand	40
5.1 Erkundung	40
5.2 Erschließung	42
5.3 Reservoirmanagement	42
5.4 Fluidförderung und Energiebereitstellung	43
5.5 Akzeptanz und Rahmenbedingungen	44
Literaturverzeichnis	45

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

BAU	Business-as-usual
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CAGR	Compound Annual Growth Rate
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien Wärmegesetz
EGS	Enhanced Geothermal System, Engineered Geothermal System
IEA	International Energy Agency
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCA	Life Cycle Assessment
MAP	Marktanreizprogramm
ORC	Organic-Rankine-Cycle
THG	Treibhausgase
TRL	Technology Readiness Level

Einheiten und Symbole

%	Prozent
°C	Grad Celsius
€	Euro
EJ	Exajoule (1 EJ=10 ¹⁸ J)
GW	Gigawatt (1 GW=10 ⁹ W)
GW _{el}	Gigawattstunde, elektrisch
GWh	Gigawattstunde
GW _{th}	Gigawattstunde, thermisch
h/a	Stunden pro Jahr
MW	Megawatt (1 MW=10 ⁶ W)
PJ	Petajoule
TW	Terrawatt (1 TW=10 ¹² W)
TWh	Terawattstunde
TWh _{el}	Terawattstunde, elektrisch
TWh _{th}	Terawattstunde, thermisch

Tabellenverzeichnis


Tab. 1-1	Techno-ökonomische Kenndaten für das Technologiefeld Tiefengeothermie in Deutschland-----	13
Tab. 3-1	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Enhanced Geothermal Systems -----	15
Tab. 3-2	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von thermischen Aquiferspeichern -----	15
Tab. 3-3	Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Tiefengeothermie -----	16
Tab. 3-4	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken im Zusammenhang mit Technologiefeld Tiefengeothermie-----	18
Tab. 3-5	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken im Zusammenhang mit thermischer Aquiferspeicherung-----	18
Tab. 3-6	Einsatz kritischer Rohstoffe im Technologiefeld Tiefengeothermie -----	19
Tab. 4-1	Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Tiefengeothermie – Strom (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)-----	21
Tab. 4-2	Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Tiefengeothermie - Strom-----	22
Tab. 4-3	Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Tiefengeothermie – Wärme (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)-----	22
Tab. 4-4	Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Tiefengeothermie - Wärme-----	23
Tab. 4-5	Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Tiefengeothermie – Strom (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)-----	24
Tab. 4-6	Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Tiefengeothermie – Strom -----	24
Tab. 4-7	Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Tiefengeothermie – Wärme (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)-----	25
Tab. 4-8	Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Tiefengeothermie – Wärme -----	25
Tab. 4-9	Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Stromerzeugung im Technologiefeld Tiefengeothermie in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall-----	26
Tab. 4-10	Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Wärmebereitstellung im Technologiefeld Tiefengeothermie in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall-----	26
Tab. 4-11	Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Stromerzeugung im Technologiefeld Tiefengeothermie - in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall-----	27
Tab. 4-12	Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Wärmebereitstellung im Technologiefeld Tiefengeothermie - in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall-----	27
Tab. 4-13	Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale (oder Mehrkosten) durch Stromerzeugung im Technologiefeld Tiefengeothermie in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall-----	28
Tab. 4-14	Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale (oder Mehrkosten) durch Wärmebereitstellung im Technologiefeld Tiefengeothermie in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall-----	28
Tab. 4-15	Analyse des bisherigen Marktanteils für das Technologiefeld Tiefengeothermie -----	29
Tab. 4-16	Globales und nationales Zubaupotenzial für Tiefengeothermie (Strom)-----	29
Tab. 4-17	Inländische Wertschöpfung basierend auf dem Technologiefeld Tiefengeothermie (Strom) hinsichtlich des globalen und des nationalen Absatzmarktes -----	30
Tab. 4-18	Globales und nationales Zubaupotenzial für Tiefengeothermie (Wärme)-----	30

Tab. 4-19	Inländische Wertschöpfung basierend auf dem Technologiefeld Tiefengeothermie (Wärme aus hydrothormaler Nutzung) hinsichtlich des globalen und des nationalen Absatzmarktes -----	31
Tab. 4-20	Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Geothermie-----	32
Tab. 4-21	Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Tiefengeothermie – Input-Orientierung-----	34
Tab. 4-22	Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Tiefengeothermie – Output-Orientierung -----	35
Tab. 4-23	Bewertungsraster für die Akzeptanz von dem Technologiefeld Tiefengeothermie zum Status Quo (2015)-----	36
Tab. 4-24	Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Tiefengeothermie für EGS -----	37
Tab. 4-25	Abhängigkeit des Technologiefeldes Tiefengeothermie von Infrastrukturen -----	38

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1	Geothermische Reservoirs für Wärme-, Stromerzeugung und Speicherung-----	11
Abb. 1-2	Entwicklung der geothermischen Stromerzeugung und Direktwärmenutzung in Deutschland durch Tiefengeothermie seit dem Jahr 2007 (Stand März 2017) -----	13
Abb. 4-1	Verteilung der Fördermittel 2006-2016 für Tiefengeothermie in Deutschland-----	32
Abb. 4-2	Globales F&E-Budget (2004 – 2015) für Geothermie und prozentuale Verteilung nach Ländern -----	33
Abb. 4-3	Entwicklung relativer Anteile der Geothermieförderung am gesamten öffentlichen F&E-Budget der Energieforschung nach IEA Status Quo (2015) -----	33
Abb. 4-4	Entwicklung des Anteils der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen (Scopus® Recherche im März 2017) -----	35

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 1.2 Tiefengeothermie						
A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf						
Beschreibung des Technologiefeldes						
<p>Vor dem Hintergrund flexibel kombinierbarer Wärme- und Stromerzeugung lassen sich bei der Nutzung der tiefen Geothermie in Deutschland die folgenden Technologien unterscheiden:</p> <ul style="list-style-type: none"> – A: Hydrothermale Systeme – B: Petrothermale Systeme <p>die man beide als <i>Enhanced Geothermal Systems</i> (EGS) wirtschaftlich erschließen kann.</p>						
<p>Technologische Reife:</p> <ul style="list-style-type: none"> – A: haben in Deutschland das Technologieentwicklungsstadium TRL=7-9 erreicht – EGS-Anlagen (inkl. B) können demgegenüber je nach Standort den Stadien Technologieentwicklung - Demonstration (TRL=4-7) zugeordnet werden. 						
<p>Kritische Komponenten und Prozesse: Geothermisches Reservoir, Produktivität, Injektivität, Bohrung, Bohrlochausbau, Förderpumpe, Korrosion, chemische Ausfällungen, Wärmeübertrager</p>						
Entwicklungsziele						
<ul style="list-style-type: none"> – Nachhaltige Produktivitätssteigerung durch Erkundung, Erschließung, Bohrtechnik und Stimulationsverfahren sowie Kosten- und Risikosenkung und Sicherung eines effizienten Anlagenbetriebs – Standortunabhängige Nutzungskonzepte und vorwettbewerbliche Demonstrationsanlagen 						
Technologie-Entwicklung						
	Sektor	Einheit	2014-2020	2021-2030	2031-2040	2041-2050
Marktpotenzial	Strom ¹	GW _{el} / TWh _{el}	18 / 136	140 / 939	281 / 1774	256 / 1624
International (max)	Wärme ¹	GW _{th} / TWh _{th}	32 / 135	276 / 1104	527 / 2108	377 / 1508
Marktpotenzial	Strom ²	GW _{el} / TWh _{el}	0,3 / 1,6	0,7 / 4,8	1,2 / 7,7	2,7 / 17,7
Deutschland (max)	Wärme ³	GW _{th} / TWh _{th}	3,7 / 7,0	7,6 / 15,3	8,3 / 16,7	6,8 / 13,6
Ausnutzung		h/a	6.000	7.000	8.000	8.000
Lebensdauer		a	30	35	40	50
Investitionskosten		€/kW	11.000 - 15.000	10.000 – 14.000	9.000 – 12.000	8.000 - 10.000
¹ Szenarienbereich INT_besser_2°C; ² Szenarienbereich DE_95 %; ³ Szenarienbereich DE_80 %						
F&E-Bedarf						
<ul style="list-style-type: none"> – Verbesserte Erkundungsmethoden zur Minimierung des Fündigkeitsrisikos – Verfahren zur signifikanten Kostensenkung und Sicherung nachhaltiger Lagerstättenproduktivität – Ganzheitliche Forschungsansätze für einen effizienten und nachhaltigen Anlagenbetrieb – Akzeptanz- und vergleichende Risikoanalysen zur Nutzung des unterirdischen Raumes – Konzepte zur Bereitstellung und Speicherung von Wärme im urbanen Raum – Entwicklung von Demonstrationsvorhaben für die Wärmewende 						

B) Multikriterielle Bewertung
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen (gegenüber Referenz)
Einsparung von CO ₂ -Äq.-Emissionen bis zu 28 Mio. t (2020 – 2050) in Deutschland
Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz (gegenüber Referenz)
– Direkte Substitution fossiler Energieträger vor allem im Wärmesektor – Erhöhter spezifischer Stahlbedarf für Verrohrung der Bohrungen möglich
Kosteneffizienz (gegenüber Referenz)
Kostensenkungspotenziale durch Lern- und Skaleneffekte bei Bohrung und Bohrlochausbau
Inländische Wertschöpfung
– Bruttowertschöpfung im Bereich von 30 – 40 % – Investitionen in geothermische Stromerzeugung steigen 2030 - 2050 auf 1 Mrd. €/a. – Geothermische Wärmeerzeugung und –netzausbau erfordern 2 Mrd. €/a (2020 – 2050). – Weltweite Investitionen in Tiefengeothermie erreichen ab 2040 möglicherweise 290 Mrd. €/a.
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich
<input type="checkbox"/> Deutschland technologieführend bzw. wettbewerbsfähig <input type="checkbox"/> Öffentliche Fördermittel in Höhe von 13,4 Mio. € (= 1,5 % der Mittel für Energieforschung in 2015) <input type="checkbox"/> 9 % der wissenschaftlichen Publikationen (2014; an dritter Stelle nach USA und China) <input type="checkbox"/> 5 % der Patente weltweit (2014 - 2015)
Gesellschaftliche Akzeptanz
– Allgemein eher hohe Markt- und sozialpolitische Akzeptanz bei mittlerer lokaler Akzeptanz – Bei EGS potentiell Risiko der Verschlechterung lokaler Akzeptanz durch seismische Risiken
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit
Hohe Pfadabhängigkeit durch lange Planungszeiten und hohe Investitionskosten
Abhängigkeit von Infrastrukturen
– Sehr hohe Abhängigkeit, da Ausbau von Wärmeverteilungsnetzen erforderlich – Anpassung der Verteilungsnetze durch Dezentralisierung der Energiebereitstellung notwendig
Systemkompatibilität
– Grundlastfähig und sehr kompatibel im Strukturwandel der Fernwärmeversorgung – Nutzungskonkurrenz im tiefen Untergrund erfordert Abwägung konkurrierender Technologien

1 Beschreibung des Technologiefeldes

1.1 Einleitung

Mit der im Erdinnern gespeicherten Wärme erschließt die Geothermie eine kontinuierlich verfügbare und regulierbare Energiequelle. Dabei wird Wärmeenergie mit einem Trägerfluid über Bohrungen an die Erdoberfläche gefördert und dort entweder direkt oder nach Änderung des Temperaturniveaus flexibel für die Wärme-, Kälte-, oder Stromerzeugung bereitgestellt.

Die räumliche Verteilung der Wärme im Untergrund hängt grundsätzlich von den geologischen Randbedingungen ab. Neben dem lokalen Temperaturanstieg mit zunehmender Tiefe – der in den ersten 200 m noch von den klimatischen Bedingungen an der Erdoberfläche beeinflusst sein kann – bestimmt die Variabilität des Wärmestroms über Gesteine und in Fluiden sowie der Transport von Fluiden entlang hydraulischer Wegsamkeiten den Wärmeinhalt einer geothermischen Lagerstätte.

Die Technologien zur Nutzung der Tiefengeothermie¹ erfordern in der Regel jeweils mindestens eine Förder- und eine Schluckbohrung, die bedarfsgerecht Energie mit ausreichender Temperatur aus einer tiefen Erdwärmelagerstätte erschließt. Der Thermalwasser-Kreislauf wird über Tage geschlossen, die Energie in der Regel mit einem Wärmeüberträger an den jeweiligen Abnehmer weitergegeben und das ausgekühlte Wasser über die Schluckbohrung in die Lagerstätte zurückgeführt.

In der Tiefengeothermie wurden in den letzten 10 Jahren wichtige Fortschritte, beispielsweise in der Erkundung und der Reservoirerschließung, erzielt, wodurch es heute möglich ist, verschiedene Standorte für die Bereitstellung von Wärme und/oder Strom erfolgreich zu erschließen. Entscheidend für die wirtschaftliche Nutzung einer geothermischen Ressource ist – neben einem möglichst hohen Temperaturniveau – die Förderrate des Fluids. Die Nutzung des Untergrundes hängt also im besonderen Maße von der effizienten Bewirtschaftung des Reservoirs ab. Dazu muss man das Gesamtsystem aus Bohrung und Reservoir im Untergrund qualitativ und quantitativ verstehen. Mit diesem Verständnis kann man die Prozesse in der Bohrung, im bohrlochnahen Bereich und im Reservoir beherrschen.

Die Nutzungsmöglichkeiten geothermischer Energiequellen für den Temperaturbereich >20 °C gliedert sich in die folgenden Technologien.

1.2 Hydro- und petrothermale Systeme sowie Erdwärmesonden

Hochtemperatur-Lagerstätten treten in Deutschland gegenwärtig nicht auf, da sie an besondere geologische Prozesse im Umfeld vulkanischer oder tektonischer Aktivität gebunden sind. Bereits seit mehr als 100 Jahren wird aus Hochtemperatur-Lagerstätten mit etablierter Technologie weltweit der Großteil an geothermischer Energie für die Stromerzeugung gewonnen. Gleichwohl zählt die Wärmegewinnung aus hydrothermalen Niedertemperatur-Lagerstätten (<100 °C) in Deutschland zu

¹ Anmerkung: In Abgrenzung zur oberflächennahen Geothermie verwenden Behörden und Wirtschaft in Deutschland den Begriff „Tiefengeothermie“ bzw. auch „Tiefe Geothermie“ für Bohrtiefen >400 m, was in etwa dem Temperaturbereich >20 °C entspricht (siehe *Technologiefeld 1.7: Umweltwärme*).

den traditionellen Nutzungsformen wie der Beheizung von Gebäuden und Schwimmbädern oder der Bereitstellung von Prozesswärme für die Industrie.

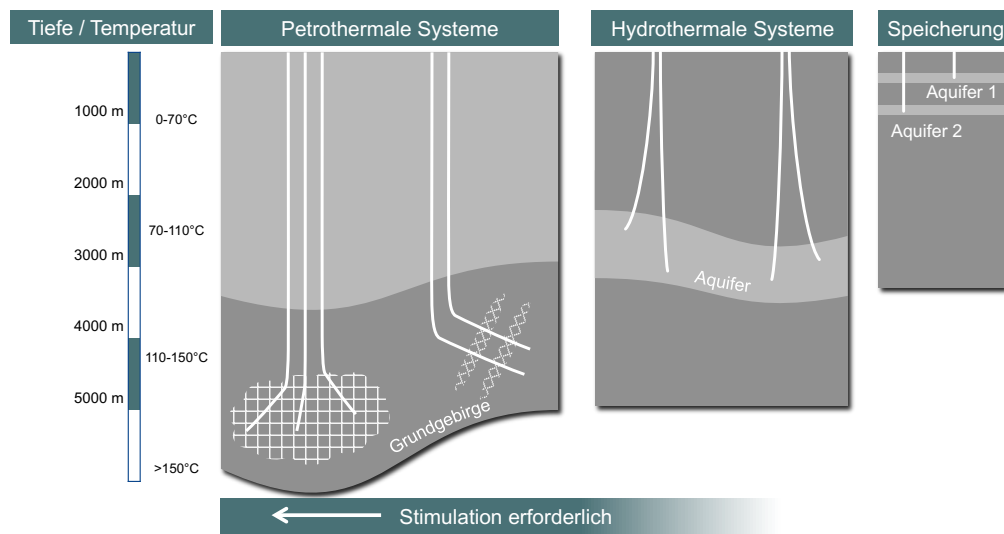


Abb. 1-1 Geothermische Reservoirs für Wärme-, Stromerzeugung und Speicherung

Quelle: GFZ

Bei den in Deutschland verfügbaren geothermischen Lagerstätten (Abb. 1-1) handelt es sich um heiße Tiefenwässer führende Schichten (Hydrothermale Systeme) und um in Tiefengesteinen gespeicherte Wärme (Petrothermale Systeme) ohne oder mit begrenzter Wasserführung. Zum überwiegenden Teil existieren Lagerstätten mit Übergängen von hydro- zu petrothermalen Systemen, die man mit Hilfe des sogenannten Enhanced-Geothermal-Systems-(EGS)-Konzeptes zu einer wirtschaftlichen Nutzung führen kann (Huenges 2016). EGS-Technologien stellen die Summe der ingenieurtechnischen Maßnahmen dar, die zum Austausch der Wärme und zur Optimierung der Erschließung der Lagerstätte erforderlich sind.

Für den Fall, dass die Bohrungen keine ausreichenden Fließraten an Fluiden zulassen, wurden Stimulationsmaßnahmen entwickelt (Baumgärtner et al. 2010). Stimulation bezeichnet die Erhöhung der Permeabilität des geothermischen Reservoirs durch geeignete mechanische (z. B. hydraulische Stimulation), chemische (z. B. Säuerung) oder thermische Maßnahmen (z. B. Kaltwasserinjektion). Mit hydraulischer Stimulation oder Säurebehandlung sind demnach Methoden verfügbar, mit denen künstlich eine höhere hydraulische Leitfähigkeit in gering permeablen Gesteinen hergestellt werden können. Alle dazu notwendigen Systemkomponenten sind verfügbar, es besteht aber noch Verbesserungspotenzial hinsichtlich der Verlässlichkeit und Effizienz der Technologie.

Die Methodik leitet sich aus dem Reservoirengineering ab, das die erwähnten EGS-Maßnahmen wie die hydraulische Stimulation zur Produktivitätssteigerung nicht fündiger Bohrungen umfasst. Ist die natürliche Durchlässigkeit des Gesteins gering, so dass der Wasserdurchsatz zu niedrig und die Fläche für einen effektiven Wärmeaustausch zu klein ist, werden mit speziellen Stimulationsmethoden künstliche Risse im Gestein erzeugt. Bei der hydraulischen Stimulation wird in kurzer Zeit unter hohem Druck ein Fluid, meist Wasser, über eine Bohrung verpresst. Der Druck des

Fluids überschreitet die im Gebirge vorherrschenden Spannungen, erweitert vorhandene Risse im Gestein, verbindet sie und erzeugt neue Klüfte. Neben der Erzeugung eines weitreichenden Rissystems soll auch der Anschluss an natürlich vorhandene Wasser führende Klüfte hergestellt werden. Durch Stimulation werden also EGS-Systeme geschaffen.

Einen Sonderfall der tiefen Erdwärmennutzung bilden tiefe Erdwärmesonden. Eine Erdwärmesonde ist eine geschlossene Bohrung, aus der ausschließlich konduktiv zugeführte Wärme aus dem Erdreich gefördert wird. Tiefe Erdwärmesonden werden wegen ihrer geringen Effizienz und Wirtschaftlichkeit nur in Ausnahmefällen (unter anderem für die Nachnutzung von Altbohrungen aus der Erdöl- und Erdgasexploration) eingesetzt.

1.3 Nutzungsformen

Erst bei Bohrtiefen von in der Regel über 1.000 m sind im Untergrund Temperaturen größer 50 °C zu erwarten, so dass Heizwärme direkt über einen Wärmeübertrager ausgekoppelt werden kann. Neben der lokalen Nutzung der im Thermalwasser enthaltenen Wärme zu balneologischen Zwecken und zur Gebäudeheizung (im Sinne von Nahwärme), die derzeit an mehr als 160 Standorten erfolgt, stellt die Belieferung von Fernwärmenetzen heute die vorrangige Nutzung tiefer geothermischer Reservoirs dar. 23 Anlagen mit einer installierten thermischen Leistung von mehr als 300 MW stellten 2015 rund 2,5 PJ (690 GWh) Wärmeenergie bereit (Abb. 1-2). Die Nutzung der Thermalwasserwärme zur Wandlung in Strom wird derzeit an 8 Standorten verfolgt, wobei überwiegend ein- und zweistufige Organic-Rankine-Cycle-Kraftwerke zum Einsatz kommen. Die Stromerzeugung stellt am Großteil der Standorte eine Ergänzung zur Wärmebereitstellung dar. Eine reine Stromerzeugung ist nur an 3 Standorten realisiert. Die elektrische Anlagenkapazität beläuft sich momentan auf ca. 37 MW_{el} und stellte 2015 etwa 150 GWh bereit. Die Tiefengeothermie leistet somit einen wichtigen Beitrag zur Grundlastenergiebereitstellung.

Neben der Nutzung der im Untergrund natürlich vorhandenen Wärme ist die Speicherung von Wärme/Kälte in sogenannten Aquiferspeichern eine weitere Anwendungsoption geothermischer Systeme. Aquifere sind Schichten aus Locker- oder Festgestein (z. B. Sand, Kies, Sandstein, Kalkstein), in deren Poren- und/oder Kluftsräumen sich Grundwasser befindet und bewegen kann. Da Aquiferspeicher mit Kapazitäten von bis zu 10 GWh ausgeführt werden können, ist eine saisonale Speicherung thermischer Energie möglich. Bei Aquifer-Wärmespeichern kann z. B. Überschusswärme aus einer KWK-Anlage im Sommer oder industrielle Prozesswärme für die Wärmebereitstellung in den Wintermonaten zur Verfügung gestellt werden. Aquifer-Kältespeicher nutzen die stabilen Untergrundtemperaturen im Winter für die Kältebereitstellung in den Sommermonaten. Aquiferspeicher sind in Deutschland bislang erst an 3 Standorten realisiert, während andere Länder weit mehr Anlagen realisiert haben, beispielsweise die Niederlande (über 2000).

Tab. 1-1 fasst die wichtigsten techno-ökonomischen Kenndaten zur Tiefengeothermie zusammen.

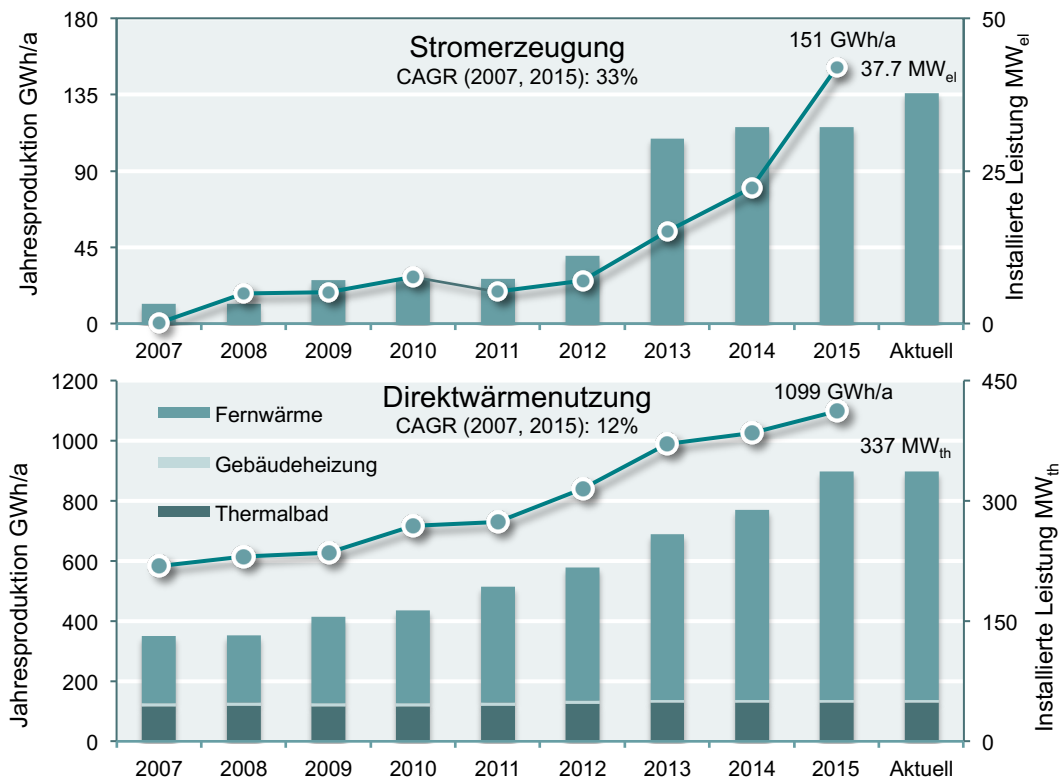


Abb. 1-2 Entwicklung der geothermischen Stromerzeugung und Direktwärmenutzung in Deutschland durch Tiefengeothermie seit dem Jahr 2007 (Stand März 2017)

Quelle: GFZ nach Geothermisches Informationssystem GeotIS: <http://www.geotis.de>

Tab. 1-1 Techno-ökonomische Kenndaten für das Technologiefeld Tiefengeothermie in Deutschland

	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Mittlere Bohrtiefen	m	3.000 – 4.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Durchschnittliche Nennleistung	MW _{el} / MW _{th}	3 / 10	4 / 40	5 / 50	5 / 50	5 / 50
Volllaststunden - Strom	h/a	7.000	8.000	8.000	8.000	8.600
Volllaststunden - Wärme	h/a	2.000	2.000	3.000	3.000	4.000
Lebensdauer	A	20-30	30	30	40	50
Investitionskosten - EGS	€/kW	15.000	14.000	12.000	10.000	8.000
Stromgestehungskosten	€/kWh _{el}	28	25	15	10	8
Wärmegestehungskosten	€/kWh _{th}	18	15	11	7	4

Quelle: AGFW (2014); Clauser und Elsner (2015); Janczik et al. (2013); Janczik et al. (2014)

2 Stand F&E in Deutschland

In der Tiefengeothermie wurden in den letzten 10 Jahren wichtige Fortschritte, beispielsweise in der Erkundung und der Reservoirerschließung, erzielt, wodurch es heute möglich ist, verschiedene Standorte für die Bereitstellung von Wärme und/oder Strom erfolgreich zu erschließen. Diese Entwicklung ist sehr positiv im Vergleich zu anderen Ländern mit ähnlichen geologischen Voraussetzungen. Das Energieforschungsprogramm der Bundesregierung, das EEG und das Marktanzreizprogramm bilden dafür den Rahmen.

Die Entwicklung von Projekten zur Nutzung geothermischer Systeme für die Wärmebereitstellung ist an folgende 4 Kriterien geknüpft: (1) Es müssen geeignete geologische Bedingungen (nachweislich) vorhanden sein; (2) es besteht ein ausreichender und langfristig planbarer Wärmeabsatz sowie die Möglichkeit zum Anschluss an ein Wärmeverteilnetz; (3) die Projektfinanzierung ist mit den hohen Anfangsinvestitionen, der langen Umsetzungsdauer und der langen Projektlaufzeit darstellbar; (4) es kann die Akzeptanz der lokalen Bevölkerung gewonnen werden.

Gute Voraussetzungen für die Projektentwicklung sind gegenwärtig insbesondere im Süddeutschen Molassebecken im Großraum München zu finden. Im innerstädtischen Bereich gibt es ein großräumiges Heißwasser-Wärmeverteilnetz, welches die Anbindung von tiefengeothermischen Anlagen ermöglicht. Im Umland werden und wurden lokale Wärmenetze in kommunaler Hand realisiert. Zudem werden durch die zunehmenden Kenntnisse der geologischen Gegebenheiten und die Erfahrung in der Projektrealisierung technische und wirtschaftliche Risiken minimiert, was nicht zuletzt zusammen mit dem nachgewiesenen verlässlichen Betrieb zu einer gestiegenen Akzeptanz in der Bevölkerung geführt hat.

Im Oberrheingraben, welcher trotz eines erheblichen Potenzials bislang nur über eine geringe Anzahl von tiefengeothermischen Anlagen verfügt, ist die Akzeptanz der Bevölkerung und Entscheidungsträger eher verhalten und der Zugang zu geeigneter Wärmeinfrastruktur (Wärmenachfrage und Verteilnetz) schwierig. Die Auswirkungen induzierter Seismizität beim Bau und Betrieb der Anlagen ist ein zentrales Akzeptanz-Thema. Seismizität spielt hier aufgrund der geologischen Vorbedingungen eine stärkere Rolle als an anderen Standorten, wengleich das Risiko mit geeigneten Maßnahmen gering gehalten werden kann. Projekte mit dem Ziel der Stromerzeugung stellen im Hinblick auf Fließrate und Temperatur sehr hohe Anforderungen an die geologischen Gegebenheiten und werden zurzeit nur an einzelnen Standorten realisiert.

Das Norddeutsche Becken, welches prinzipiell über das größte Potenzial verfügt, ist bislang nur durch einzelne Anlagen für die Wärmebereitstellung erschlossen. Geeignete Abnehmerstrukturen sind überwiegend in größeren Städten zu finden. Die nachhaltige Stromerzeugung in wirtschaftlichen Größenordnungen konnte hier aber noch nicht gezeigt werden, obwohl das erste geothermisch betriebene Kraftwerk Deutschlands in Neustadt-Glewe schon 2003 in Betrieb genommen wurde. Die technologischen Kenntnisse für die verlässliche Stromerzeugung sind für diese geologische Umgebung noch unzureichend.

Die Nutzung von Aquiferspeichern zur Bereitstellung von Wärme oder Kälte ist insbesondere in Ballungsgebieten von Interesse. Herkömmliche Methoden zur geologischen Exploration sind hier nur eingeschränkt anwendbar. Zur Aquiferspeicherung sind tiefere Horizonte empfehlenswert, die nicht zur Trinkwassernutzung geeignet sind.

3 Relevanz öffentlicher Förderung

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Die Entwicklungsdauer tiefengeothermischer Anlagen bis zur kommerziellen Inbetriebnahme (Tab. 3-1 und Tab. 3-2) hängt stark vom verlässlichen Kenntnisstand der geologischen Gegebenheiten und den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (Investitionsbereitschaft, Energiepreisentwicklung, vorhandene Infrastruktur) ab. Insbesondere der EGS-Lernprozess schreitet in Ermangelung einer ausreichenden Anzahl von Projekten bisher nur sehr langsam voran. Die Europäische Union hat im Rahmen ihres Strategieplans für Energietechnologie (SET-PLAN) bereits verschiedene Maßnahmen ergriffen, um die Entwicklung von EGS bis zur Anwendungsreife zu forcieren, unter anderem durch die im Jahr 2016 gegründete *European Technology and Innovation Platform (ETIP) on Deep Geothermal Energy* ². Die nationale Förderpolitik kann im Rahmen der energie- und klimapolitischen Zielsetzung beider Szenarienbereiche (sowohl 80 % wie auch 95 % THG-Reduktion) die Lernprozesse bei geothermischen Technologien beschleunigen und Vorlaufzeiten erheblich verkürzen, indem sie in Deutschland entsprechende Investitionsanreize für die Realisierung von Demonstrationsvorhaben in Regionen mit unterschiedlichen geologischen Verhältnissen und Versorgungsstrukturen setzt. Durch entsprechende Fördermaßnahmen können EGS-Anlagen in den kommenden 15 Jahren in die Wirtschaftlichkeit geführt werden. Der kommerzielle Systemeinsatz von Aquiferspeichern kann bis 2020 erfolgen.

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Enhanced Geothermal Systems

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...

Szenarienbereich DE_80 % bis 2020 bis 2030 bis 2040 bis 2050 nach 2050

Szenarienbereich DE_95 % bis 2020 bis 2030 bis 2040 bis 2050 nach 2050

Tab. 3-2 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von thermischen Aquiferspeichern

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...

Szenarienbereich DE_80 % bis 2020 bis 2030 bis 2040 bis 2050 nach 2050

Szenarienbereich DE_95 % bis 2020 bis 2030 bis 2040 bis 2050 nach 2050

² <http://www.geoelec.eu/etip-dg/>

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Teilkriterium 2.1 Entwicklungsstadium

In Deutschland hat sich die Geothermie trotz ihres hohen technischen Potenziales in verschiedenen Regionen unterschiedlich und insgesamt eher verhalten entwickelt.

Bei den bislang erprobten tiefengeothermischen Anlagen handelt es sich überwiegend um hydrothermale Systeme, die keine Stimulationsmaßnahmen erfordern (T1 in Tab. 3-3) und bereits die Kommerzialisierung erreicht haben (TRL = 7 - 9). Dabei bleiben aufgrund des technisch sehr anspruchsvollen Anlagenbetriebs weiterhin projektbegleitende Maßnahmen zur Langzeitbeobachtung, Betriebsoptimierung und Kostenreduktion zwingend erforderlich. Dies betrifft insbesondere Bauteile, die technologisch noch deutlich weiterentwickelt werden können, z. B. auf die Anforderungen von Thermalwässern abgestimmte Förderpumpen.

Tab. 3-3 Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Tiefengeothermie

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	TF	T1	T2	T3
Grundlagenforschung					
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Technologieentwicklung					
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Demonstration					
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Kommerzialisierung					
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

TRL = Technology Readiness Level, TF = Technologiefeld

T1 = Hydrothermale Systeme, T2 = EGS (inkl. Petrothermale Systeme), T3 = Aquiferspeicher

Daneben existieren hydrothermale Systeme, deren Wirtschaftlichkeit nur durch EGS erreichbar sind (Bestandteil von T2 in Tab. 3-3). Vor allem mit Blick auf die Wärmeversorgung in urbanen Gebieten geht deren Entwicklung darüber hinaus wegen grundsätzlicher Anforderungen zur Beherrschung des Thermalwassertransports sowie der mikroseismischen Aktivitäten langsamer voran. Ihre technologische Reife entspricht gegenwärtig dem Entwicklungsstadium – Demonstration (TRL = 6 - 7).

Petrothermale Systeme, die in Deutschland das größte geothermische Potenzial ausmachen (Paschen et al. 2003) und ausschließlich als EGS erschlossen werden können (T2 in Tab. 3-3), befinden sich national noch in der Technologieentwicklung (TRL = 4). Für eine weiträumige Entwicklung der Technologie sind in Abhängigkeit der regionalgeologischen Gegebenheiten noch grundlegende Forschungsfragen zur hydraulisch dauerhaften Nutzung geothermischer Reservoirs mit Demonstration an geeigneten Anlagen zu beantworten.

Zusammen genommen können EGS-Anlagen demzufolge in Deutschland je nach Standort den Stadien Technologieentwicklung – Demonstration (TRL = 4 - 7) zugeordnet werden.

Die Aquiferspeicherung hat einen fortgeschrittenen Entwicklungsstand erreicht (Technologieentwicklungsstadium TLR = 7 - 9), so dass vorrangige weitere Entwicklungsaufgaben im Bereich der System- und Betriebsoptimierung liegen. Die beobachtete geringe Anzahl realisierter Anlagen hat ihre Ursache in geringer Förderung bzw. Setzung von Anreizen und in mangelnder Einbindung verschiedener Akteure (z. B. Behörden, Energieversorgungsunternehmen). Die Entwicklung von qualifizierten Speichersystemen ist wichtig, da sichtbare und erfolgreiche Demonstrationsprojekte Vorbehalte abbauen und eine wertvolle Informationsbasis für weitere Projekte schaffen können.

Teilkriterium 2.2 Technisches und wirtschaftliches Forschungs- und Entwicklungsrisiko

Das übergeordnete Ziel von Geothermieprojekten ist die Nutzung eines geothermischen Reservoirs zur Förderung oder Speicherung von Fluiden eines bestimmten Temperaturniveaus über einen definierten langfristigen Zeitraum. Die verlässliche Charakterisierung des geologischen Untergrunds, des geothermischen Fluids und der im Betrieb ablaufenden Prozesse ist somit wesentlicher Bestandteil der Projektplanung und –realisierung, angefangen bei der Standortbewertung über die Bohrungsplanung bis zur Festlegung der Parameter. Die Projekte der Tiefengeothermie unterliegen aufgrund der geologischen Komplexität einem hohen Fündigkeitsrisiko und durch oftmals mehr als fünfjährigen Planungs- und Entwicklungszeiträumen einem hohen Kapitalbedarf.

Trotz eines geplanten Investitionsvolumens der Geothermie-Branche von rund 8,7 Mrd. Euro für den Zeitraum 2014-2020 befindet sich auch im Rahmen der aktuellen EEG-Vergütung und den Fördermaßnahmen zur Minderung der Investitionsrisiken in Deutschland kein einziges petrothermales Projekt in der Ausführungsphase (Weimann 2014). Neben fehlender Investitionssicherheit stellen die mit EGS verbundenen geologischen wie finanziellen Risiken noch stets eine massive Hürde dar,

wodurch das finanzielle Forschungs- und Entwicklungsrisiko als hoch bis sehr hoch einzustufen ist (Tab. 3-4).

Tab. 3-4 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken im Zusammenhang mit Technologiefeld Tiefengeothermie

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Im Gegensatz zum europäischen Ausland findet die Speicherung thermischer Energie in Aquiferen in Deutschland trotz des vorhandenen Potenziales bislang nur in einem sehr eingeschränkten Maße Anwendung. Die technischen Forschungs- und Entwicklungsrisiken können als eher gering bewertet werden, wohingegen die wirtschaftlichen Risiken in Ermangelung einer ausreichenden Anzahl umgesetzter Demonstrationsvorhaben noch als eher hoch betrachtet werden müssen (Tab. 3-5).

Tab. 3-5 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken im Zusammenhang mit thermischer Aquiferspeicherung

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Teilkriterium 2.3 Rohstoffrisiken

Unter den Aspekten Wirtschaftlichkeit, Effizienz und Flexibilität kann davon ausgegangen werden, dass tiefengeothermische Anlagen künftig nicht nur als ein Dubletten-System ausgelegt werden, sondern aus einer größeren und variablen Anzahl von Produktions- und Injektionsbohrungen bestehen werden (Jain et al. 2015; RHC-Plattform 2014). Bei fortschreitendem Zubau von Geothermieanlagen mit durchschnittlichen Bohrtiefen von 5.000 m ist demnach für die Verrohrung – in Abhängigkeit der jeweiligen Bohrlochkonstruktion – mit einer zunehmenden Nachfrage an spezifischem Stahl mit hohen Anforderungen an die Werkstoffeigenschaften zu rechnen. Im Rahmen der Bewertung von Rohstoffrisiken wären daher neben Roheisen und Rohstahl vornehmlich schlecht substituierbare Legierungselemente im Stahl als kritische Rohstoffe zu berücksichtigen, deren zukünftig relevanter Bedarf nach bisherigem Kenntnisstand jedoch nur unzureichend abgeschätzt und als voraussichtlich unkritisch erachtet werden kann (Moss et al. 2013; Sullivan et al. 2010; Viebahn et al. 2014). Die gemäß Länderkonzentration (HHI) und gewichtetem Länderrisiko (GLR) nach der Dera-Rohstoffliste 2014 (DERA 2014) mit einem möglicherweise hohen Risiko zu bewertenden Rohstoffe für die Verrohrung von Bohrlöchern sind in

Tab. 3-6 zusammengefasst. Andere Rohstoffe sind für den Bau und Betrieb von tiefeingeothermischen Anlagen weniger bedeutsam. Eine Möglichkeit des Recyclings von Rohstoffen aus den Bohrlochkonstruktionen wird ausgeschlossen.

Die Entwicklung von Rohstoffpreisen am Weltmarkt kann dazu führen, dass neben einer energetischen Nutzung die geothermischen Fluide auch als Rohstoffquelle erschlossen werden (Thomas et al. 2016; Ventura et al. 2016). Aus geothermischen Fluiden gewonnene kritische Rohstoffe verbessern somit potenziell die Rohstoffbilanz und erhöhen die Wirtschaftlichkeit von Geothermieprojekten.

Tab. 3-6 Einsatz kritischer Rohstoffe im Technologiefeld Tiefengeothermie

Kritische Rohstoffe mit potenziell hohem Risiko	
Bergwerksförderung	Raffinadeproduktion
Chromit	Ferromangan
Kobalt	Ferroniob
Niob	Molybdän
Vanadium	Roheisen
Wolfram	Rohstahl
	Titanmetall

Quelle: Moss et al. (2013) und Dera (2014)

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Die Nutzungsoptionen geothermischer Energieerzeugung werden in den Modellen von Szenariostudien generell in sehr unterschiedlichem Umfang berücksichtigt und interpretiert. Im internationalen Kontext steht vor allem die alleinige Stromerzeugung aus geothermischen Hochtemperatur-Lagerstätten im Fokus. Eine differenzierte Betrachtung der Geothermie nach unterschiedlichen Erzeugungs- und Nutzungsformen für Strom und Wärme – in Abgrenzung zum Einsatz mit Wärmepumpen – findet lediglich in einem der betrachteten globalen Modelle eine gesonderte Beachtung (Greenpeace International et al. 2015). Allerdings sind die Datengrundlagen und die Wahl der Annahmen, wie beispielsweise die installierte thermische Leistung, Wirkungsgrade oder die Höhe der Vollaststundenzahl, nur bedingt nachvollziehbar und führen in den Energieszenariostudien zu teilweise deutlich divergierenden Entwicklungspfaden in Bezug auf die Wärmebereitstellung durch Geothermie. Für geothermisch erzeugten Strom wird im Allgemeinen ein Wirkungsgrad von 10 % angesetzt, wohingegen Wärme aus Geothermie zu 100 % Primärenergie substituiert.

Im Folgenden stützt sich die Bestimmung von Marktpotenzialen maßgeblich auf die Bandbreite von Szenarien, die sowohl die geothermische Stromerzeugung als auch die Wärmebereitstellung berücksichtigen (national: DLR et al. 2012; Greenpeace International et al. 2015; IEA 2016a | international: IEA 2016b; Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015; Prognos et al. 2014; World Energy Council 2016). Bei fehlenden separaten Angaben zur geothermischen Wärmeleistung im globalen Kontext basiert die Umrechnung von Arbeit auf Leistung auf einer jährlichen Auslastung von 4.000 h/a, wie aus den Angaben im entsprechenden Szenario abzuleiten ist (Seiten 89 und 316 folgende Greenpeace International et al. 2015). Für die Ermittlung des Marktpotenziales wurden die Leistungs- und Produktionsdaten der bis zum Jahr 2014 realisierten geothermischen Installationen in Abzug gebracht (Agemar et al. 2014; Bertani 2015; Lund and Boyd 2015). Eine Ausnahme bilden die Annahmen für Wärme im Referenzszenario (Greenpeace International et al. 2015), dessen ungeklärt niedrigen Werte weder aus dem Quellenverweis ableitbar sind (IEA 2014) noch dem Status Quo geothermischer Wärmeerzeugung entsprechen (Lund und Boyd 2015) und deshalb nicht weiter behandelt werden.

Teilkriterium 3.1 Globales Marktpotenzial

Die resultierenden Bandbreiten für die globale geothermische Stromerzeugung sowie die Wärmebereitstellung entsprechen im Mittel traditionellen Zukunftsprojektionen auf Basis der bisherigen Entwicklung des globalen Geothermiemarktes bis in das Jahr 2050 (Jahresproduktion Strom: 1.182 TWh / Wärme: 2.102 TWh in Goldstein et al. 2011; oder Strom: 1.400 TWh / Wärme: 1.600 TWh in IEA 2011). Im Fall von Strom (Tab. 4-1) variieren die Annahmen für das Jahr 2050 von 301 TWh (Referenzszenario) bis maximal 4.547 TWh im ambitionierten, klimarelevanten Szenarienbereich INT_besser_2°C. Die Annahmen zunehmender Wärmebereitstellung und Nutzung in Ergänzung zur Erzeugung von Strom aus geothermischer Energie entstammen einer einzigen Szenariostudie (Greenpeace International et al. 2015) und spiegeln sich im Szenarienbereich INT_2°C und Szenarienbereichs INT_besser_2°C

(Tab. 4-3) durch einen deutlichen Anstieg der Wärmebereitstellung bis 4.928 TWh im Jahr 2050 wider.

Die über die Bandbreite aller Szenarien hinweg ermittelten Marktpotenziale für geothermische Technologien (Tab. 4-2, Tab. 4-4) lassen sich durch mittlere jährliche Wachstumsraten CAGR (2014, 2050) im Bereich von 5-7 % (Stromerzeugung) und 6-7 % (Wärmebereitstellung) hinsichtlich der in den Szenarien implizierten Wachstumsraten verifizieren. Die Resultate stimmen auch mit den Wachstumsannahmen anderer Studien überein (jährliche Wachstumsraten Strom: 7 % / Wärme: 11 %; Goldstein et al. 2011). Lediglich aus dem Referenzszenario für Wärme ergibt sich infolge der anomal niedrigen Entwicklungspfade auch eine abweichende Wachstumsrate von 0,6 %. Zum Vergleich: Im Zeitraum 1990 bis 2013 betrug die Wachstumsrate der Primärenergie-Versorgung durch Geothermie weltweit 2,9 % pro Jahr (IEA 2015).

Tab. 4-1 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Tiefengeothermie – Strom (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C
	GW _{el} / TWh _{el}		GW _{el} / TWh _{el}		GW _{el} / TWh _{el}
	Min	Max	Min	Max	
2014	13 / 74	13 / 77	13 / 74	13 / 77	13 / 74
2020	17 / 91	19 / 129	18 / 113	28 / 190	31 / 210
2030	28 / 133	35 / 246	44 / 262	137 / 916	171 / 1149
2040	42 / 194	60 / 430	80 / 448	325 / 2198	452 / 2923
2050	62 / 301	99 / 710	155 / 735	485 / 3286	708 / 4547

Tab. 4-2 Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Tiefengeothermie - Strom

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C
	Min	Max	Min	Max	
Einheit	GW _{el} / TWh _{el}		GW _{el} / TWh _{el}		GW _{el} / TWh _{el}
2014-2020	4 / 17	6 / 52	5 / 39	15 / 113	18 / 136
2021-2030	11 / 42	16 / 117	26 / 149	109 / 726	140 / 939
2031-2040	14 / 61	25 / 184	36 / 186	188 / 1282	281 / 1774
2041-2050	20 / 107	39 / 280	75 / 287	160 / 1088	256 / 1624
CAGR (2014, 2050)	5,0 %		6,1 %		7,1 %

Tab. 4-3 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Tiefengeothermie – Wärme (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Referenz (BAU) ¹	Szenarienbereich INT_2°C	Szenarienbereich INT_besser_2°C
	GW _{th} / TWh _{th}	GW _{th} / TWh _{th}	GW _{th} / TWh _{th}
2014	2 / 4	20 / 73	20 / 73
2020	3 / 8	52 / 208	52 / 208
2030	6 / 12	328 / 1312	328 / 1312
2040	8 / 16	852 / 3408	855 / 3420
2050	9 / 21	1178 / 4712	1232 / 4928

¹ ungeklärt niedrige Werte für Stichjahr im Referenzszenario (Greenpeace International et al. 2015; S. 88)

Tab. 4-4 Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Tiefengeothermie - Wärme

Jahr	Referenz (BAU) ¹	Szenarienbereich INT_2°C	Szenarienbereich INT_besser_2°C
Einheit	GW _{th} / TWh _{th}	GW _{th} / TWh _{th}	GW _{th} / TWh _{th}
2014-2020	1 / 4	32 / 135	32 / 135
2021-2030	3 / 4	276 / 1104	276 / 1104
2031-2040	2 / 4	524 / 2096	527 / 2108
2041-2050	1 / 5	326 / 1304	377 / 1508
CAGR (2014, 2050)	0,6 %	6,6 %	6,9 %

¹ ungeklärt niedrige Werte für Stichjahr im Referenzszenario (Greenpeace International et al. 2015; S. 88).

Teilkriterium 3.2 Nationales Marktpotenzial

Die Bandbreiten des nationalen Einsatzes der tiefen Geothermie im Strom- und Wärmebereich werden überwiegend durch die Ergebnisse aus den Langfristszenarien des BMU bestimmt (DLR et al. 2012). Jeweils identische Minimalwerte für die geothermische Stromerzeugung im Szenarienbereich DE_80 % wie auch DE_95 % sind auf die eindeutig niedrigen Annahmen in der Studie des Öko-Institut and Fraunhofer ISI (2015) zurückzuführen. Die gesamte Bandbreite der Werte verdeutlicht jedoch nochmals, dass die höheren emissionsspezifischen THG-Minderungsziele (Szenarienbereich DE_95 %) mit einem verstärkten Anwachsen und erhöhten Beiträgen der EE-Stromerzeugung einhergehen (Beitrag der Geothermie maximal 31,9 TWh im Jahr 2050). Neben der Nutzung von größeren Strommengen im Kontext der Elektromobilität und Erzeugung chemischer Energieträger im gesamten Energiesystem steigt insbesondere auch der Einsatz von Wärmepumpentechnologien, wodurch die Ausbaupfade divergieren und die prozentualen Anteil geothermischer Wärme im Szenarienbereich DE_95 % mit maximal 37 TWh durch deutlich geringere Beiträge gekennzeichnet sind als im Szenarienbereich DE_80 % mit maximal 54 TWh.

Für die auf Basis der nationalen Szenarien berechneten Marktpotenziale (Tab. 4-8) wurden die jeweils bis Ende der vorausgegangenen Dekade realisierten Umsetzungen subtrahiert. In Abgrenzung zur bisherigen Entwicklung geothermischer Stromerzeugung und Direktwärmenutzung in Deutschland ergeben sich somit Bandbreiten von Marktpotenzialen mit implizierten mittleren jährlichen Wachstumsraten CAGR (2014, 2050) von rund 0,7-2 % für den Strombereich und 11 % für die Wärmebereitstellung. Vor dem Hintergrund gegenwärtiger Projektentwicklungen und dem Stichjahr 2014 für das Marktpotenzial bis 2020 werden die Ausbauziele voraussichtlich nicht erreicht.

Tab. 4-5 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Tiefengeothermie – Strom (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	Einheit			
	GW _{el} / TWh _{el}		GW _{el} / TWh _{el}	
	Min	Max	Min	Max
2020	0,2 / 1,3	0,3 / 1,7	0,2 / 1,3	0,3 / 1,7
2030	0,6 / 3,9	1,1 / 7,0	0,6 / 3,9	1,0 / 6,5
2040	1,2 / 7,8	2,2 / 14,2	1,2 / 7,8	2,2 / 14,2
2050	1,9 / 12,4	3,6 / 23,4	1,9 / 12,4	4,9 / 31,9

Tab. 4-6 Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Tiefengeothermie – Strom

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	Einheit			
	GW _{el} / TWh _{el}		GW _{el} / TWh _{el}	
	Min	Max	Min	Max
2014 - 2020	0,2 / 1,2	0,3 / 1,6	0,2 / 1,2	0,3 / 1,6
2021 - 2030	0,4 / 2,6	0,8 / 5,3	0,4 / 2,6	0,7 / 4,8
2031 - 2040	0,6 / 3,9	1,1 / 7,2	0,6 / 3,9	1,2 / 7,7
2041 - 2050	0,7 / 4,6	1,4 / 9,2	0,7 / 4,6	2,7 / 17,7
CAGR (2014, 2050)	4,4 %		6,0 %	

Tab. 4-7 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Tiefengeothermie – Wärme (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %
	Min	Max	
Einheit	GW _{th} / TWh _{th}		GW _{th} / TWh _{th}
2020	4,0 / 8,1	4,0 / 8,1	3,9 / 7,8
2030	11,7 / 23,3	11,7 / 23,3	9,9 / 19,7
2040	19,2 / 38,3	20,0 / 40,0	14,3 / 28,6
2050	24,6 / 49,2	26,8 / 53,6	18,6 / 37,2

Tab. 4-8 Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Tiefengeothermie – Wärme

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %
	Min	Max	
Einheit	GW _{th} / TWh _{th}		GW _{th} / TWh _{th}
2014 - 2020	3,7 / 7,0	3,7 / 7,0	3,6 / 6,8
2021 - 2030	7,6 / 15,3	7,6 / 15,3	6,0 / 11,9
2031 - 2040	7,5 / 15,0	8,3 / 16,7	4,4 / 8,9
2041 - 2050	5,4 / 10,8	6,8 / 13,6	4,3 / 8,6
CAGR (2014, 2050)	1,5 %		0,7 %

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen

Da eine umfassende Analyse der Strukturen des zukünftigen Kraftwerksparks und der resultierenden Substitutionsbeziehungen über den Rahmen dieses Projekts hinausgeht, erfolgt ein überschlägiger Vergleich zu Referenztechnologien im Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (AMS) von Öko-Institut and Fraunhofer ISI (2015) und zu dem gegenwärtigen Brennstoffmix für die Erzeugung von Fernwärme (UBA 2014).

Unter der Annahme, dass die geothermische Stromerzeugung vornehmlich Grund- und Mittellaststrom aus Stein- und Braunkohle substituiert und geothermische Wärme zu 100 % Fernwärme mit dem momentanen fossilen Brennstoffmix für die Erzeugung (Memmler et al. 2014) substituiert, können unter Berücksichtigung der in Kapitel 4.1 ermittelten nationalen Marktpotenziale (Tab. 4-8) im Jahr 2050 insgesamt 25 - 28 Mio. t CO₂-äq.-Emissionen vermieden werden (Summe der Werte in

Tab. 4-9 und Tab. 4-10). Die Werte unterscheiden sich damit nicht wesentlich von den Emissionsbilanzen der geothermischen Stromerzeugung und Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie nach dem Verfahren des Umweltbundesamtes (Memmler et al. 2014).

Ergänzend ist anzumerken, dass Kommunen mit Tiefengeothermieprojekten innerhalb weniger Jahre ihren Wärmebedarf bezüglich Treibhausgas-Emissionen, Primärenergiebedarf und Immissionen maßgeblich verbessern können, was z. B. durch Maßnahmen der Gebäudesanierung mit dieser Geschwindigkeit und vergleichbaren Kosten nicht zu erreichen ist.

Tab. 4-9 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Stromerzeugung im Technologiefeld Tiefengeothermie in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

Mio. t CO ₂ -äq./a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
	Min - Max	Min - Max
2020	3 / 6	3 / 5
2030	6 / 11	6 / 11
2040	6 / 10	6 / 10
2050	9 / 16	9 / 22

Tab. 4-10 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Wärmebereitstellung im Technologiefeld Tiefengeothermie in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

Mio. t CO ₂ -äq./a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
	Min - Max	Min - Max
2020	5 / 5	4
2030	7 / 8	5
2040	7 / 7	5
2050	8 / 9	6

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Wie in Kapitel 4.2 beschrieben, kann davon ausgegangen werden, dass geothermische erzeugter Strom und bereitgestellte Wärme zur Substitution von Grundlastenergiebereitstellung aus fossilen Kraftwerken beitragen. Der durch die Stromerzeugung bzw. Wärmebereitstellung jährlich vermiedene Primärenergieeinsatz im Vergleich zu der Referenztechnologie ist je Szenarienbereich und Zeithorizont in Tab. 4-11 und Tab. 4-12 zusammengefasst. Dabei wurde eine Verbesserung des Wirkungsgrades der fossilen Kraftwerke um 10 % bis 2050 zugrunde gelegt.

Tab. 4-11 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Stromerzeugung im Technologiefeld Tiefengeothermie - in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

PJ/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
	Min - Max	Min - Max
2020	10 / 14	10 / 14
2030	30 / 53	30 / 49
2040	56 / 102	56 / 102
2050	85 / 160	85 / 219

Tab. 4-12 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Wärmebereitstellung im Technologiefeld Tiefengeothermie - in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

PJ/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
	Min - Max	
2020	54 / 54	52
2030	134 / 134	114
2040	209 / 218	156
2050	256 / 279	194

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

In der Tiefengeothermie werden Kostensenkungspotenziale insbesondere durch Lern- und Skaleneffekte erwartet. Hierzu zählen vor allem Einsparungen bei den Bohr- und Simulationskosten infolge des Ausbaus von Bohrfeldern mit mehr als zwei Bohrungen sowie auch die Verbesserung und Optimierung der Anlagentechnik (z. B. effizientere Tief- oder Reinjektionspumpen, mehrstufigen ORC-Anlagen in Kaskadenkonfiguration, Absenkung der Fernwärme-Rücklauftemperaturen, Einsatz von großen Wärmepumpen oder Eigenstromversorgung). Langfristig wird hierdurch mit einer deutlichen Senkung der Investitions- und Gestehungskosten für Strom und Wärme gerechnet (Tab. 1-1).

Die in Tab. 4-13 und Tab. 4-14 zusammengefassten Kosteneinsparpotenziale (oder Mehrkosten) stellen die Differenz dar zwischen den Gestehungskosten anteilmäßig substituierter Energie aus den fossilen Referenzkraftwerken und denen für geothermisch erzeugten Strom bzw. geothermische Wärme ausgehend von den realisierbaren nationalen Marktpotenzialen (Tab. 4-6, Tab. 4-8). Die Kostenentwicklung von Strom und die Referenzpreis-Projektionen für Rohöl, Erdgas, Stein- und Braunkohle wurden Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015) entnommen. Für entsprechende CO₂-Zertifikate können ca. 1,4 Mrd. € im Jahr 2050 eingespart werden.

Tab. 4-13 Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale (oder Mehrkosten) durch Stromerzeugung im Technologiefeld Tiefengeothermie in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

Mrd. € _{2015/a}	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
	Min - Max	Min - Max
2020	- 0,26 / - 0,34	- 0,26 / - 0,34
2030	- 0,30 / - 0,53	- 0,30 / - 0,49
2040	0,26 / 0,47	0,26 / 0,47
2050	0,51 / 0,96	0,51 / 1,31

Grau hinterlegte Felder: negative Werte (Mehraufwand)

Tab. 4-14 Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale (oder Mehrkosten) durch Wärmebereitstellung im Technologiefeld Tiefengeothermie in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

Mrd. € _{2015/a}	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
	Min - Max	Min - Max
2020	- 1,04 / - 1,04	- 1,01
2030	- 2,00 / - 2,00	- 1,69
2040	- 1,57 / - 1,64	- 1,17
2050	- 0,24 / - 0,26	- 0,18

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Nach aktuellen Studien liegt die im Jahr 2012 in Deutschland generierte Bruttowertschöpfung durch tiefengeothermische Anlagen im Bereich von 40 % und ist zum Teil auch durch einen erheblichen Anteil an lokalen Bauleistungen geprägt (Hirschl et al. 2015; Lehr et al. 2015). Die Autoren kommen zu dem Schluss, dass im Bereich Geothermie/Umweltwärme im Zeitraum 2015- 2050 zwischen 1,3 und 1,9 Mrd. €₂₀₁₂ pro Jahr investiert werden. Durch die künftige Zusammensetzung des Energiemixes für Fernwärme (KWK-Stromerzeugung, solarthermische Nahwärmanlagen und hydrothermale Nutzung von Geothermie) sind darüber hinausgehend zunehmend Investitionen in Nah- und Fernwärmenetze erforderlich, die im Bereich von 0,6 bis 1,2 Mrd. €_{2012/a} liegen.

Im vorliegenden Bericht erfolgt die Abschätzung der möglichen zukünftigen Wertschöpfung über die Bandbreite der in Kapitel 4.1 ermittelten Marktpotenziale unter der Annahme, dass der Marktanteil deutscher Unternehmen in Deutschland bei 95 % liegt und bis zum Jahr 2050 um ca. 10 % sinken wird (Tab. 4-15). Für die Entwicklung der globalen Welthandelsanteile wurden die Werte aus Lehr et al. (2015) über-

nommen. Die Abschätzung der möglichen inländischen Wertschöpfung der Tiefengeothermie erfolgt dann über die realisierbaren Produktionsvolumina auf Basis der Zubaupotenziale (Tab. 4-16) und der spezifischen Investitionskosten für EGS-Anlagen (Strom) bzw. für geothermische Heizwerke aus Tab. 4-24. Aufgrund der aus Szenarienstudien abgeleiteten Marktpotenziale und der prinzipiell hybriden Nutzungsweise von Geothermieanlagen muss jedoch beachtet werden, dass sich die abgeleitete Wertschöpfung auf die Zahl von Anlagen und nicht zwangsläufig auf deren Nutzungsform (Strom, Wärme) bezieht. Deshalb wird die gesamte Wertschöpfung als Summe beider Nutzungsformen behandelt (Tab. 4-17, Tab. 4-19). Die so ermittelte Wertschöpfung steigt bezüglich des nationalen Zubaus im Zeitraum 2041-2050 bis auf insgesamt 1 Mrd. €/a an. Unter der Annahme einer ebenfalls für den globalen Markt gültigen Bruttowertschöpfung von 40 % würde in Deutschland aufgrund des extremen Zubaus internationaler Produktionsvolumina (Advanced Energy [R]evolution Scenario, Greenpeace International et al. 2015) bereits im Zeitraum 2031-2040 eine zusätzliche Wertschöpfung aus dem globalen Welthandel im Bereich von 9 Mrd. €/a erreicht werden.

Tab. 4-15 Analyse des bisherigen Marktanteils für das Technologiefeld Tiefengeothermie

	2012	2020	2030	2040	2050
Marktanteil deutscher Unternehmen in Deutschland (%)	95	95	90	85	85
Marktanteil deutscher Unternehmen weltweit (%)	8	4	5	6	7

Tab. 4-16 Globales und nationales Zubaupotenzial für Tiefengeothermie (Strom)

Jahr	International				National			
	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	GW		GW		GW		GW	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max		
2014 - 2020	0,2	0,3	0,2	0,3	0,3	0,9		1,1
2021 - 2030	0,4	0,7	0,4	0,6	1,3	5,5		7,0
2031 - 2040	0,5	0,9	0,5	1,0	2,2	11,3		16,9
2041 - 2050	0,6	1,2	0,6	2,3	5,3	11,2		17,9

Tab. 4-17 Inländische Wertschöpfung basierend auf dem Technologiefeld Tiefengeothermie (Strom) hinsichtlich des globalen und des nationalen Absatzmarktes

Jahr	International				National		
	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %
	Mrd. € _{2015/a}		Mrd. € _{2015/a}		Mrd. € _{2015/a}		Mrd. € _{2015/a}
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	
2014 - 2020	0,15	0,23	0,15	0,23	0,24	0,72	0,86
2021 - 2030	0,17	0,35	0,17	0,30	0,62	2,62	3,36
2031 - 2040	0,20	0,37	0,20	0,41	0,86	4,51	6,74
2041 - 2050	0,19	0,38	0,19	0,73	1,68	3,58	5,73

Tab. 4-18 Globales und nationales Zubaupotenzial für Tiefengeothermie (Wärme)

Jahr	International				National	
	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C		Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
	GW		GW		GW	GW
	Min	Max				
2014 - 2020	3,5	3,5	3,4		2	2
2021 - 2030	6,8	6,8	5,4		14	14
2031 - 2040	6,4	7,1	3,7		31	32
2041 - 2050	4,6	5,8	3,7		23	26

Tab. 4-19 Inländische Wertschöpfung basierend auf dem Technologiefeld Tiefengeothermie (Wärme aus hydrothermalen Nutzung) hinsichtlich des globalen und des nationalen Absatzmarktes

Jahr	International		National	
	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C	
	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	Min	Max		
	Mrd. € _{2015/a}		Mrd. € _{2015/a}	
2014 - 2020	0,39	0,39	0,38	0,21
2021 - 2030	0,52	0,52	0,41	1,05
2031 - 2040	0,47	0,52	0,28	2,34
2041 - 2050	0,33	0,42	0,27	1,92

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Teilkriterium 8.1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie

Das Geschäftsfeld der Tiefengeothermie in Deutschland ist im Wesentlichen von kleinen und mittelständischen Unternehmen (Projektentwickler, Planungsbüros, Anlagenbau) dominiert, die zu rund einem Drittel ihre Leistungen in 28 Ländern im europäischen Ausland erbringen (Hegele und Knappek 2014). Neben Österreich treten besonders Länder wie Niederlande, Schweiz, Italien und die Türkei als Exportmärkte hervor. Großfirmen sind im Markt ebenfalls aktiv, verharren aber oft in einer abwartenden Marktposition. Die Erschließung ausländischer Geothermie-Märkte wird u. a. im Rahmen der Exportinitiativen des BMWi gefördert und aktiv durch das Geschäftsreiseprogramm Erneuerbare Energien von den deutschen Auslandshandelskammern unterstützt (z. B. AHK Beijing 2012; AHK Nicaragua 2016; AHK Niederlande 2016). Dabei kooperieren deutsche Unternehmen vielfach im engen Verbund mit wissenschaftlichen Einrichtungen.

Im Laufe des vergangenen Jahrzehnts haben sich überregional wie auch international agierende Netzwerkverbände etabliert, die den Wissens- und Technologietransfer zwischen Wirtschaft und Wissenschaft fördern (z. B. in Bayern, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen). Geothermie ist zwischenzeitlich als eigene Fachdisziplin an vielen deutschen Hochschulen und Universitäten etabliert und wird durch Unternehmen aus der Energie- und Geothermie-Branche mit Stiftungsprofessuren aktiv unterstützt. Die Aufstellung der deutschen Industrie ist insgesamt als technologieführend und wettbewerbsfähig einzustufen (Tab. 4-20).

Tab. 4-20 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Geothermie

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieses Technologiefeldes weltweit?

- Technologiefeld Technologieführerschaft wettbewerbsfähig
 nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig abgeschlagen

Teilkriterium 8.2 F&E-Budgets

Im Zeitraum 2006 bis 2016 flossen insgesamt 150,59 Mio. € in die Förderung der Tiefengeothermie in Deutschland, wobei das Fördervolumen seit dem Jahr 2012 stetig abgenommen hat (Abb. 4-1). Ein Großteil der Förderung wurde für die Entwicklung hydrothermaler Systeme verausgabt, wohingegen petrothermale Systeme in Ermangelung ausreichender Projektvorhaben nur in beschränktem Umfang Zuwendungen erhielten. Die abrupte Zunahme an Fördermitteln im Rahmen von Prospektion und Exploration ab dem Jahr 2012 zeugt von der Notwendigkeit die Komplexität des geologischen Untergrunds ausführlicher zu berücksichtigen.

Auf Grundlage der jährlich von der IEA erfassten Daten zählt Deutschland international zu den führenden Förderern der Geothermie, an zweiter Stelle hinter den USA, gefolgt von Australien, der Europäischen Kommission und der Schweiz (Abb. 4-2). Im Kontext der IEA-Daten steht der Begriff „Geothermie“ synonym zur Tiefengeothermie im deutschsprachigen Raum. Aussagen zu China können nicht getroffen werden, da die IEA keine Daten für das Land führt. Die relativen Anteile der Förderung am gesamten öffentlichen F&E-Budget der jeweiligen Länder sind gekennzeichnet vom Wirtschaftsprogramm der USA (2009) und den erfolgreichen Bestrebungen Australiens kommerzielle EGS-Anlagen zu realisieren (Abb. 4-3). Im direkten Vergleich (Tab. 4-21) ragt dabei die Schweiz mit 4,3 % des Budgets ihrer gesamten Energieforschung für Geothermie deutlich hervor.

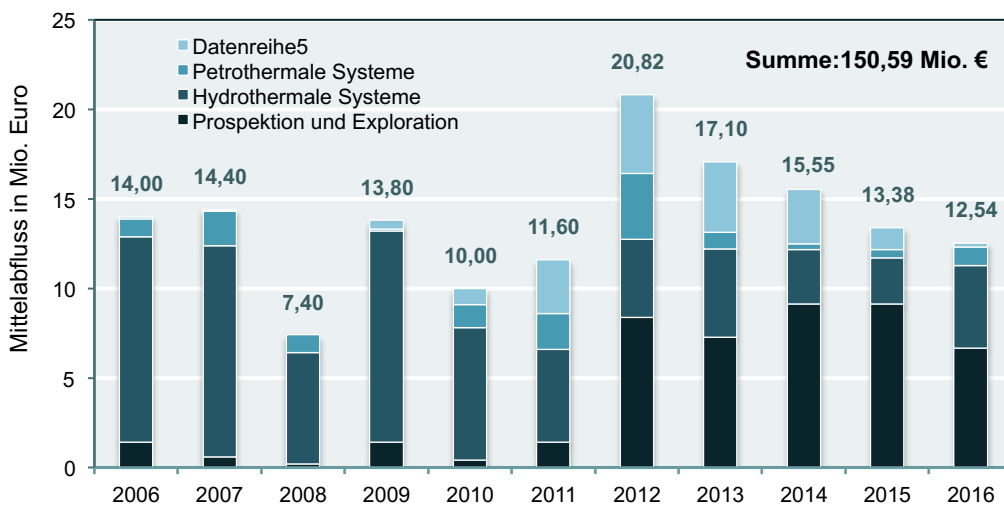


Abb. 4-1 Verteilung der Fördermittel 2006-2016 für Tiefengeothermie in Deutschland

Quelle: GFZ (nach BMWi 2013, 2017)

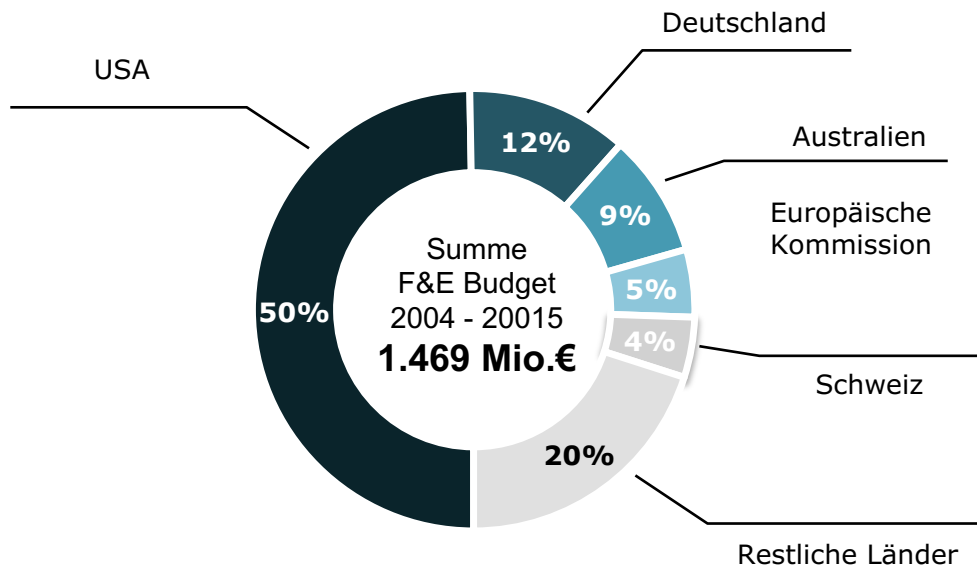


Abb. 4-2 Globales F&E-Budget (2004 – 2015) für Geothermie und prozentuale Verteilung nach Ländern

Quelle: GFZ nach OECD/IEA (2016)

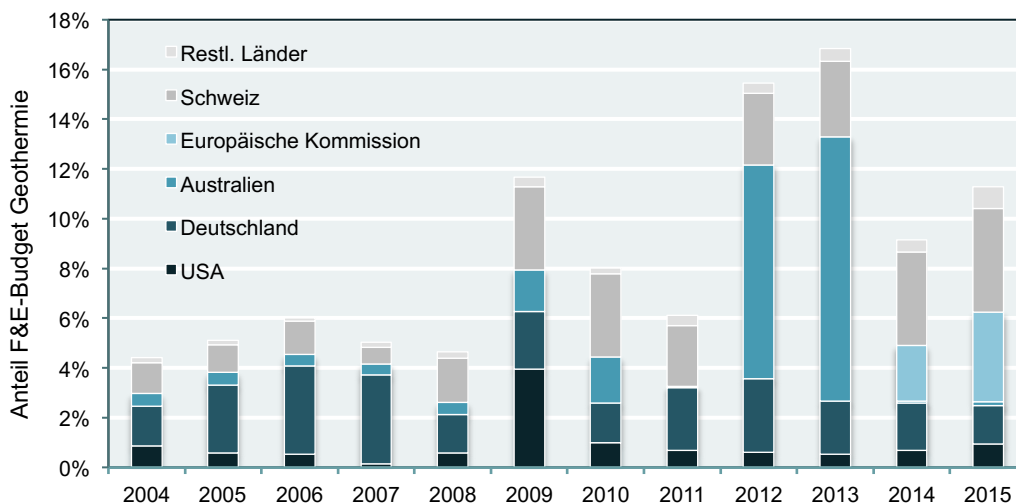


Abb. 4-3 Entwicklung relativer Anteile der Geothermieförderung am gesamten öffentlichen F&E-Budget der Energieforschung nach IEA Status Quo (2015)

Quelle: GFZ nach OECD/IEA (2016)

Tab. 4-21 Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Tiefengeothermie – Input-Orientierung

	Einheit	Wert
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene im Technologiefeld Tiefengeothermie - Deutschland		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2015)	Mio. €	13,4
Zeitlicher Trend (2004 - 2015)	+ Mio. €/a	0,65
Zeitlicher Trend (2004 - 2015)	+ %/a	9,9
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	Mio. €	864
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	%	1,5
Zeitlicher Trend (2004 - 2015)	+ %/a	0,009
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene im Technologiefeld Tiefengeothermie – Internationaler Vergleich		
F&E-Förderung der jeweiligen Technologie im OECD-Durchschnitt und/oder im Vgl. mit im Technologiefeld besonders aktivem Land/Ländern		
(Vergleichsland <i>Schweiz</i>)		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2015)	Mio. €	12,4
Zeitlicher Trend (2004 - 2015)	+ Mio. €/a	0,968
Zeitlicher Trend (2004 - 2015)	+ %/a	9,2
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	Mio. €	284
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA	%	4,16
Zeitlicher Trend (2004 - 2015)	+ %/a	0,276
(Vergleichsland <i>USA</i>)		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2015)	Mio. €	51,9
Zeitlicher Trend (2004 - 2015)	+ Mio. €/a	2,43
Zeitlicher Trend (2004 - 2015)	+ %/a	10,0
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	Mio. €	5.709
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA	%	0,94
Zeitlicher Trend (2004 - 2015)	+ %/a	0,015

Teilkriterium 8.3 F&E-Outputs

Deutschland nimmt mit einem Anteil von rund 10 % der akademischen Publikationen weltweit im Zeitraum (2004 – 2014) stets den dritten Platz ein hinter den USA und China. Des Weiteren folgt es dem weltweiten Trend (Scopus® Recherche im März 2017; Tab. 4-23).

DEPATISnet rechnet 5 % der weltweit eingereichten Patente deutschen Firmen/Privatpersonen zu (depatisnet.dpma.de).

Tab. 4-22 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Tiefengeothermie – Output-Orientierung

	Einheit	Wert
Akademische Publikationen als Forschungsindikator		
(Relativer) Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2014)	Absolutwert	182
	% bzgl. Welt	9
Zeitlicher Trend (2004 - 2014)	+ %/a	10
Patente (2014 - 2015) als Entwicklungsindikator		
Relativer Anteil der von deutschen Firmen/Privatpersonen und Institutionen eingereichten Patente am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2014)	Absolutwert	320
	% bzgl. Welt	5

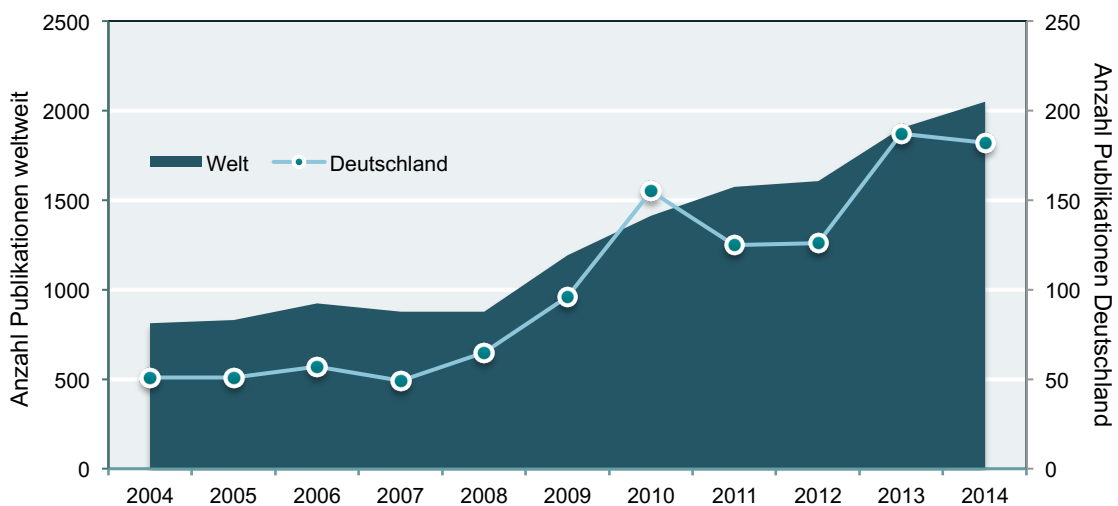


Abb. 4-4 Entwicklung des Anteils der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen (Scopus® Recherche im März 2017)

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Obwohl innovative Erschließungskonzepte wie EGS in Deutschland seit den siebziger Jahren des vergangenen Jahrhunderts neben den bereits etablierten hydrothermalen Nutzungsformen der Geothermie verfolgt und umgesetzt werden (Breede et al. 2013), steht die Tiefengeothermie erst durch Aufnahme in das EEG im Jahr 2000, das Inkrafttreten des EEWärmeG im Jahr 2009 sowie die Förderung durch das MAP im gesamtgesellschaftlichen Kontext der Energiewende. Dabei unterliegt die Tiefengeothermie in der öffentlichen Wahrnehmung einerseits den allgemein zu beobach-

teten sozialen Akzeptanztendenzen erneuerbarer Energien im Rahmen der Energiewende (Renn 2015; Walter et al. 2011; Wunderlich 2012) und andererseits dem Einfluss von technologie- und standortspezifischen Aspekten (z. B. Gross 2013) dezentraler Energieversorgung, die in Bezug auf die soziale Dimension der Nutzung der Tiefengeothermie bisher nur in sehr begrenztem Umfang systematisch erforscht sind.

Der Fokus bisheriger sozialwissenschaftlicher Forschung um das Thema Tiefengeothermie liegt größtenteils in den Bereichen der Analyse von Wissens- und Meinungsbildungsprozessen auf Basis von Umfragen, Medienresonanzanalysen, der Erhebung von Akzeptanzfaktoren, der Projektkommunikation sowie des Entstehens von Bürgerinitiativen (Enerchange 2014; Frey 2014; Leucht 2014; van Douwe und Kluge 2014).

Hierbei zeigt sich hinsichtlich der sozialpolitischen, marktbezogenen und lokalen Ebenen von Akzeptanz (Wüstenhagen et al. 2007) eine räumliche Differenzierung. Während allgemein positive Akzeptanztendenzen eng an energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen sowie Partnerschaften von Kommunen, Projektentwicklern und Betreibern gekoppelt sind (Bsp. Wärmeprojekte im Süddeutschen Molassebecken), überwiegt bei lokalen negativen Akzeptanztendenzen die größtenteils durch mikroseismische Ereignisse beeinflusste Risikowahrnehmung (Bsp. Stromprojekte im Oberrheingraben). Frühzeitige Kommunikationsmaßnahmen sind maßgebend im Rahmen der Wissens- und Meinungsbildung (Borg und Bauer 2017) und stellen eine unabdingbare Grundvoraussetzung für die Entwicklung und Akzeptanz petrothermaler Geothermieprojekte dar.

Zusammenfassend ergibt sich eine allgemein eher hohe markt- und sozialpolitische Akzeptanz bei mittlerer lokaler Akzeptanz sowie ein potenzielles Risiko der Verschlechterung von lokaler Akzeptanz durch seismische Risiken, insbesondere im Rahmen der Technologieentwicklung für petrothermale Systeme (Tab. 4-23).

Tab. 4-23 Bewertungsraster für die Akzeptanz von dem Technologiefeld Tiefengeothermie zum Status Quo (2015)

Technologien	Ebene Markt		Ebene Gesellschaft		Lokale Ebene	
	Marktakzeptanz		Sozialpol. Akzeptanz		Lokale Akzeptanz	
	Kunden, Haushalte, Nutzer, Industrie: Wie viel investieren Marktakteure?		Sozio-politische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmung / Diskurse; Image		Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie	
	Bewertung	Begründung/Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/Quelle (Studien)
Tiefe Geothermie	eher hohe Akzeptanz (2)	(Greller und Bieberbach 2015; Leucht 2014)	eher hohe Akzeptanz (2)	(Frey 2014; Leucht 2014; van Douwe und Kluge 2014)	<i>Eher mittlere bis hohe Akzeptanz (3)-(2)</i>	(Borg und Bauer 2017; Frey 2014; Leucht 2014; van Douwe und Kluge 2014)

Bewertung mittels 5-stufiger Skala: Hohe Akzeptanz (1), eher hohe Akzeptanz (2), mittlere Akzeptanz (3), eher niedrige Akzeptanz (4), niedrige Akzeptanz (5)

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Projekte der Tiefengeothermie sind kapitalintensiv und durch lange Planungs- und Bauzeiten gekennzeichnet. Insbesondere langwierige administrative und rechtliche Regelungen führen zu Projektentwicklungszeiten von gegenwärtig 5 – 7 Jahren. Demgegenüber konnten im Rahmen der bisherigen Entwicklungsprozesse von Geothermieprojekten in Deutschland wichtige Erkenntnisse gewonnen und Wissen direkt angewendet werden. Erfahrungen in der Projektumsetzung werden daher wichtige Beiträge für den Lernprozess liefern, um künftig Projektentwicklungszeiten von 24 Monaten zu realisieren. Aufgrund von Lernkurven und Skaleneffekte vor allem bei der Auslegung und Konfiguration von Bohrungen als Mehrlochsysteme (GtV 2017) ist zu erwarten, dass die von Bohrkosten dominierten spezifischen Investitionskosten vor allem bei EGS um ein Drittel sinken werden.

Bei der in Tab. 4-24 zusammengefassten Entwicklung der Indikatoren bleiben die Anforderungen wärmegeführter Geothermieanlagen für die Integration oder den Anschluss an die notwendigen Infrastrukturen unberücksichtigt (siehe Kapitel 4.9).

Projekte der Tiefengeothermie unterliegen demnach durch lange Planungszeiten und hohe Investitionskosten einer hohen Pfadabhängigkeit.

Tab. 4-24 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Tiefengeothermie für EGS

Variable	Einheit	2014-2020	2021-2030	2031-2040	2041-2050
Planungszeit	Monate	36	24	18	18
Bauzeit	Monate	24	18	14	12
Nutzungsdauer	Jahre	30	35	40	50
Spezifische Investition EGS	€ ₂₀₁₅ /kW	11.000 - 15.000	10.000 - 14.000	9.000 - 12.000	8.000 - 10.000
Hydrothermal*					
Anlagentyp 1	€ ₂₀₁₅ /kW	7952	7282	6598	6154
Anlagentyp 2		9058	8529	8104	7757
Anlagentyp 3		1940	1900	1860	1820

Anlagentyp 1 = Kraftwerke; 2 = KWK-Anlagen; 3 = Heizwerke

Quelle: *Lehr et al. (2015), S. 135, nach Berechnungen des DLR und GFZ

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Das standortabhängige Anlagenkonzept eines Projekts der Tiefengeothermie ergibt sich gemeinhin erst in der Bohrphase und richtet sich neben den angetroffenen geologischen Verhältnissen vorrangig nach der Temperatur und Schüttung des Thermalwassers. Vorhaben mit dem Ziel geothermischer Wärmebereitstellung setzen dabei stets eine entsprechende Wärme- oder Kältenachfrage sowie vorhandene Abnehmerstrukturen in Siedlungs- und Industrieräumen voraus.

Tab. 4-25 Abhängigkeit des Technologiefeldes Tiefengeothermie von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist <i>unabhängig</i> von Infrastrukturen möglich.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von <i>bestehenden</i> Infrastrukturen abhängig.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>bestehende</i> Infrastrukturen ausgebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>neue</i> Infrastrukturen gebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Während geothermisch erzeugter elektrischer Strom ortsungebunden direkt an das Stromübertragungsnetz angeschlossen wird, sind im Fall wärmegeführter Geothermianlagen unterschiedliche Vorlauftemperaturen bereits vorhandener Nah- bzw. Fernwärmenetze zu berücksichtigen und im Einzelfall entsprechende Anpassungen des Temperaturniveaus mittels Heizkessel oder Wärmepumpe erforderlich. Häufig sind die Anpassung des Fernwärmenetz- und Hausübergabekonzeptes sowie die Integration in bestehende Wärmebereitstellungen notwendig.

Beim Neubau von überwiegend geothermischen Fernwärmenetzen sind eine passgenaue Auslegung des Fernwärmenetzes und die Installation von spezifischen Hausübergabestationen erforderlich. Damit führen im Rahmen der netzgebundenen Wärmeversorgung sowohl die Anpassung von Verteilnetzen durch dezentrale Wärmebereitstellung wie auch der notwendige Ausbau von Fernwärmenetzen zu einer sehr hohen Abhängigkeit von Infrastrukturen. Letzteres gilt gleichfalls auch für die geothermische Nutzung des geologischen Untergrunds im Rahmen dezentraler und zentraler (saisonaler) Wärmespeicherung in Aquiferen.

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Vor dem Hintergrund ganzjähriger Verfügbarkeit lässt sich die geothermische Energieerzeugung oder -speicherung sehr gut in die Grundlast der Strom- und Wärmeversorgung integrieren und erweist sich insbesondere beim zwingend erforderlichen Strukturwandel der größtenteils aus fossilen Energien gespeisten Fernwärmeversorgung in städtischen Regionen als sehr kompatibel. Dabei zählt die Tiefengeothermie eindeutig zum kostengünstigsten Anlagentyp unter den erneuerbaren Energiequellen (Greller und Bieberbach 2015) und kann potenziell bereits jetzt mit fossiler Wärmeerzeugung konkurrieren (AGFW 2014).

Die Untergrundspeicherung von Wärme oder Kälte verbessert die bedarfsgerechte Bereitstellung von Energie. Durch saisonale Einspeicherung von Überschusswärme in Aquiferen können beispielsweise KWK-Anlagen flexibel auf variable Wärmenachfrage reagieren und ganzjährig stromgeführt betrieben werden.

Im Rahmen der klima- und energiepolitischen Ausgestaltung der Energiewende ergeben sich aber auch vermehrt neue Nutzungsanforderungen an den tiefen Untergrund (Kabuth et al. 2016). Aufgrund geologischer Gegebenheiten kann die tiefe Geothermie daher in direkter Konkurrenz zu andern Nutzungsformen des unterirdi-

schen Raums stehen. Zur konkurrierenden Nutzung zählen die Gewinnung nicht-konventioneller Kohlenwasserstoffe oder die untertägige Speicherung von klima- und energierelevanten Gasen wie Kohlendioxid (Suchi et al. 2014), Methan oder Wasserstoff, und zudem die vorrangige Berücksichtigung geologischer Formationen im Verlauf der Standortsuche für die Endlagerung nuklearer Abfälle (§21 StandAG 2017). Zwar lassen sich an einem Standort unterschiedliche Nutzungsformen in verschiedenen Tiefenstockwerken prinzipiell miteinander kombinieren (Buscheck et al. 2016), gleichwohl gilt es zu berücksichtigen, dass der Einflussbereich von spezifischen Technologien auf das Wasser- und Wärmeregime des Untergrunds weit über den betreffenden Nutzungsraum hinaus reichen kann.

Erkennbare Nutzungskonkurrenzen sollten daher im Idealfall frühzeitig durch eine gesamträumliche Betrachtung des tiefen Untergrundes vermieden werden (Akademie für Geowissenschaften und Geotechnologien 2014). Die intensivere Nutzung des geologischen Untergrunds als Grundwasserreservoir, Energiespeicher sowie als Lagerstätte energetischer und mineralischer Rohstoffe steht zweifelsohne im Fokus des wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Interesses und erfordert daher vor allem für die Tiefengeothermie eine Abwägung konkurrierender Technologien.

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

Bedingt durch den verlässlichen Kenntnisstand der geologischen Gegebenheiten sowie die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (Investitionsbereitschaft, hohe Wärmepreise, vorhandene Infrastruktur) hat sich die Geothermie in verschiedenen Regionen unterschiedlich entwickelt. Entsprechend leitet sich ein nationaler Förderbedarf ab:

- Tiefengeothermische Anlagen im Süddeutschen Molassebecken haben heute bereits eine gewisse Marktreife erreicht, so dass hier der Schwerpunkt auf projektbegleitende Maßnahmen zur Langzeitbeobachtung, Betriebsoptimierung und Kostenreduktion gelegt werden sollte. Insbesondere die Anreizgebung durch das MAP hat wesentlich zur Entwicklung beigetragen und ist eine wichtige Voraussetzung für die Entwicklung weiterer Projekte. Andererseits sollten die Potenziale zur Effizienzsteigerung der Geothermiesysteme untersucht und deren technische Umsetzung weiterentwickelt werden (unter anderem Optimierungen zur Erhöhung der Schüttungsrate, Absenkung der Rücklauftemperaturen, indirekte Nutzung mit Großwärmepumpen, Verbesserung von Wärmeübergängen).
- Die Entwicklung tiefengeothermischer Anlagen im Oberrheingraben geht im Vergleich dazu langsamer voran, obwohl auch hier teilweise eine gewisse Marktreife erreicht wurde. Notwendige Forschungsthemen sind durch die Beherrschung des Thermalwassertransports und der mikroseismischen Aktivitäten, insbesondere mit Blick auf die Wärmeversorgung in urbanen Gebieten, definiert. Im Hinblick auf die Anreizgebung ist festzustellen, dass es hier besonders projektabhängig ist, ob Investitionsanreize oder feste Vergütungssätze für die bereitgestellte Energie zu einer positiven Projektentscheidung führen.
- Tiefengeothermische Anlagen im Norddeutschen Becken sind bisher an einzelnen Standorten mit bekannter Geologie und vorhandenen Heiznetzen realisiert. Für eine weiträumigere Entwicklung des Norddeutschen Beckens sind zunächst noch grundlegende Forschungsfragen z. B. zur Vermeidung von unkontrollierten Ausfällungen im Reservoir und zur hydraulisch dauerhaften Reservoirnutzung mit Demonstration an geeigneten Anlagen zu beantworten.

Die Aquiferspeicherung hat einen fortgeschrittenen Entwicklungsstand, so dass vorrangige weitere Entwicklungsaufgaben im Bereich der System- und Betriebsoptimierung liegen. Die beobachtete geringe Anzahl realisierter Anlagen hat ihre Ursache in geringer Förderung bzw. Setzung von Anreizen und in mangelnder Einbindung verschiedener Akteure (Behörden, Wärmeversorger, etc.). Es ist die Entwicklung von Demonstratoren wichtig, da sichtbare und erfolgreiche Demonstrationsprojekte Vorbehalte abbauen und eine wertvolle Informationsbasis für weitere Projekte schaffen können.

5.1 Erkundung

- Um den Ausbau verlässlicher, effizienter und wirtschaftlicher geothermischer Anlagen voranzutreiben, wird die belastbare Prognose der geologischen Gegebenheiten (lokale Geologie, chemische und physikalische Fluideigenschaften sowie mechanisch-hydraulische Gesteinseigenschaften) für eine noch größere Anzahl von Standorten benötigt. Eine verlässliche Prognose beinhaltet dabei einerseits die

Erhebung qualitativ hochwertiger Daten durch die Kombination aus etablierten und neuen Erkundungsmethoden sowie die Einbindung der Interpretation vorhandener Informationen. Andererseits ist die Bewertung der Eignung des Untergrunds zur langfristigen Nutzung für den jeweiligen Anwendungsfall mit geeigneten Modellierungswerkzeugen, die eine Gesamtsystembetrachtung ermöglichen, erforderlich. Dazu sollten die hydraulisch-mechanischen und die thermisch-chemischen Kopplungen berücksichtigt und die ablaufenden Prozesse 3-dimensional abgebildet werden.

- Die verlässliche Charakterisierung des Untergrunds, des geothermischen Fluids und der im Betrieb ablaufenden Prozesse ist wesentlicher Bestandteil der erfolgreichen Projektplanung und -realisierung, angefangen bei der Standortbewertung über die Bohrungsplanung bis hin zur Festlegung der Parameter für die Betriebsführung. Je früher die benötigten Daten einem Projekt zur Verfügung stehen, desto einfacher (d. h. schneller und kostengünstiger) können notwendige Anpassungen in der Anlagengestaltung und -betriebsführung vorgenommen werden. Aufgrund der Fülle an benötigten Daten und der vielfältigen Standortcharakteristiken gehen die Bestrebungen dahin, öffentlich zugängliche systematische Datenkataloge zu erstellen, um so die standortspezifischen Explorations- und Charakterisierungsmaßnahmen zukünftig zu minimieren und auch erst später vorliegenden Betriebserfahrungen vorzugreifen.
- Zur Erhebung geologischer Daten sind heute verschiedene Erkundungsmethoden verfügbar, welche zur Beantwortung unterschiedlicher Fragestellungen eingesetzt werden können. Insbesondere hat die integrierte Anwendung verschiedener Explorationsmethoden gezeigt, dass die Qualität der erhobenen Daten deutlich gesteigert werden kann. Urbane Räume kommen zunehmend in den Fokus, weil sie einen großen Bedarf an erneuerbarer Wärmebereitstellung haben, die aus lokalen geothermischen Quellen oder aus gespeicherter Wärme gedeckt werden kann. Dafür sind die Entwicklung spezieller Explorationsstrategien sowie ein einfacher Zugang zu bestehenden Daten erforderlich.
- Fluide und ihr Transport spielen neben der Temperatur für die thermische Nutzung des geologischen Untergrundes eine entscheidende Rolle. Geothermische Fluide stellen aufgrund ihrer komplexen chemischen Zusammensetzung und der Gasgehalte oft enorme Herausforderungen an die Materialwahl, die Anlagengestaltung und Betriebsführung dar. Die für die Planung benötigten Daten umfassen für den im Betrieb relevanten Druck- und Temperaturbereich Informationen zur Fluidzusammensetzung, Fluid- Gesteins- und Fluid-Material-Wechselwirkungen sowie thermophysikalische Stoffeigenschaften, um standortspezifische Aussagen zur Entwicklung und Vermeidung von Korrosion oder Scaling (Ablagerung von Ausfällungen) ableiten zu können. Zur Verhinderung dieser Betriebsrisiken gehören die Identifizierung geeigneter Materialien und Beschichtungen zum Schutz vor Korrosion, die Entwicklung von Inhibitoren und operativen Strategien zur Vermeidung von Ausfällungen sowie die Entwicklung von Additiven und Betriebsstrategien zur kontrollierten Mineralausfällung. Bei der Nutzung des Untergrunds als Aquiferspeicher werden zudem Informationen zu temperaturbedingten Veränderungen der mikrobiellen Aktivität und damit zusammenhängenden chemischen Reaktionen benötigt. Die für die verlässliche Planung benötigten Daten und

Erfahrungen sind bislang nur für wenige Standorte/einzelne Gebiete vorhanden. Kenntnisse über die thermophysikalischen Eigenschaften (z. B. Dichte, Viskosität und Wärmekapazität) geothermischer Fluide liegen im Falle komplexerer Mischungen nicht vor, sind jedoch für die Planung und Betrieb der Geothermieanlagen wichtig. Die Kalibrierung der Rechenmodelle beispielsweise zur Planung von Anlagen erfordert Daten, die auf Laborexperimenten basieren.

5.2 Erschließung

- Die Kosten für die Niederbringung der Bohrungen stellen häufig einen Großteil der Anfangsinvestitionen tiefengeothermischer Systeme dar. Aufgrund von Weiterentwicklungen und Anpassungen in der Bohrtechnik und Bohrablaufplanung konnten insbesondere an Standorten mit bekannter Geologie erhebliche Zeit- und damit auch Kosteneinsparungen erzielt werden. Mit steigender Erfahrung bei der bohrtechnischen Erschließung geothermischer Reservoirs ist eine Kostendegression an ähnlichen Standorten zu erwarten. Im Hinblick auf die Erschließung geothermischer Standorte in städtischen Gebieten sind jedoch auch steigende Anforderungen an den Betriebsablauf und die Lärmemissionen gestellt, wodurch z. T. auch mit steigenden Kosten zu rechnen ist und weitere Kostensenkungspotenziale erschlossen werden müssen.
- Um die Entwicklung tiefengeothermischer Standorte, insbesondere im Norddeutschen Becken, voranzutreiben, sind weitere Aktivitäten zur hydraulischen Reservoirstimulation, bei welcher der Anschluss der Bohrung an das Reservoir durch künstliche Risse verbessert wird, notwendig. Mehrere tiefengeothermische Anlagen (auch in Deutschland) standen in der Vergangenheit im Zusammenhang mit der unbeabsichtigten Auslösung an der Oberfläche spürbarer mikroseismischer Aktivitäten, so dass man sich in den letzten Jahren auf die Entwicklung umweltschonender Konzepte zur Stimulation geothermischer Reservoirs konzentriert hat, die im Rahmen internationaler Demonstrationsvorhaben umgesetzt werden.

5.3 Reservoirmanagement

- Für die Betriebsoptimierung geothermischer Standorte, die mit dem gegenwärtigen Kenntnisstand bereits gut erschließbar sind, ist die Entwicklung geeigneter Monitoring-Konzepte ein zentrales Thema. Geothermische Systeme sind während des Betriebs aufgrund der im Untergrund und im Übertagesystem ablaufenden Prozesse ständigen Veränderungen unterworfen. Die Beobachtung der Systemparameter ist daher unverzichtbar, um negative Entwicklungen frühzeitig zu erkennen und entsprechende Gegenmaßnahmen einleiten zu können.
- Die modelltechnische Betrachtung des Betriebs stellt im Rahmen der Betriebsoptimierung, insbesondere aber auch bei der Planung ein wichtiges Werkzeug dar, um eine schädigende Betriebsführung bereits im Vorfeld zu detektieren und zu vermeiden. Von besonderem Interesse sind dabei permeabilitätsreduzierende Prozesse im Untergrund, die, wenn überhaupt, nur sehr aufwändig rückgängig zu machen sind. Heutige Reservoirmodelle können bei Verfügbarkeit der Gesteinsparameter und der wichtigsten thermophysikalischen Stoffdaten thermische, hydraulische und mechanische Prozesse im Untergrund gekoppelt abbilden. Zukünftig soll auch die Kopplung mit geochemischen Prozessen möglich sein. Mit

der Weiterentwicklung der Modelle mit zugänglichen, verlässlichen Modellparametern ist eine breitere Anwendung und eine Verbesserung der Planbarkeit geothermischer Anlagen zu erwarten.

5.4 Fluidförderung und Energiebereitstellung

- Im Bereich Anlagentechnik sind Weiterentwicklungen im Hinblick auf Effizienz notwendig. Dies betrifft insbesondere die zur Fluidförderung genutzten Tiefpumpen. Bisher kommen meist Pumpen aus der Erdölförderung zum Einsatz, deren Einsatzbedingungen (z. B. Temperatur, Fließrate, Fluidzusammensetzung und Betriebsführung) deutlich von denen einer Geothermieanlage abweichen können. Effizienz und Standfestigkeit können dadurch bedingt deutlich reduziert sein. Technische Entwicklungen zeigen aber, dass es möglich ist, Tiefpumpen hinsichtlich Materialwahl, Lagergestaltung und Sensorik auf die speziellen Anforderungen in geothermischen Anwendungen anzupassen. Weitere F&E-Aktivitäten sollen verlässliche und effiziente Pumpen für verschiedene Standortrandbedingungen zur Verfügung stellen.
- Bei Stromerzeugungsanlagen ist die Anpassung des Kraftwerkskreislaufs an die Wärmequelle sowie die am Standort realisierbare Wärmesenke ein wichtiges Effizienz-Kriterium. Im Hinblick auf die Wärmesenke kommen an den meisten Standorten dabei zwangsbelüftete Kühlsysteme zum Einsatz (Nasskühlturm oder trockengekühlte Kondensatoren). Bei der Anpassung spielen die Wahl des Arbeitsmittels, die Verschaltung des Kraftwerkskreislaufs, die Prozessparameter sowie die Dimensionierung der Wärmeübertragerflächen (insbesondere bei der Wärmeabfuhr) eine wesentliche Rolle. Weiterentwicklungen sind hier im Bereich der Turbinen- und Anlagenwirkungsgrade insbesondere mit Blick auf variable Betriebsbedingungen zu erwarten, welche typischerweise bei der kombinierten oder gekoppelten Bereitstellung von Strom und Wärme sowie dem Einsatz von zwangsbelüfteten Kühlsystemen auftreten.
- Für Anlagen mit Wärmebereitstellung ist die Einbindung in das Energieversorgungssystem und die Wärmebedarfsstruktur entscheidend dafür, in welchem Umfang die geothermische Ressource genutzt werden kann. Die Entwicklung der Systeme zur Effizienzsteigerung beinhaltet die Anpassung der Wärmeverteilnetze und Abnehmer an die Energiebereitstellung. Da der Betrieb der Energiezentralen in der Regel den größten Anteil der Systemkosten verursacht, stellt die zukünftige Effizienzsteigerung der Grund- und Mittellastanlagen eine wichtige Aufgabe dar.
- Geeignete Strategien im Hinblick auf die Realisierung angepasster Wärmeverteilnetze müssen den Neubau von dezentralen Niedertemperatur-Wärmenetzen und Kältenetzen und die Modifikation von (zentralen) Bestandsnetzen einbeziehen. Die Betriebstemperaturen in konventionellen Wärmeverteilnetzen sind dabei meist zu hoch, um das Reservoir an einem geothermischen Standort umfangreich auszulasten. Sofern technisch möglich, sollten Bestandsnetze daher mit niedrigeren Temperaturen betrieben werden. Ist dies in der Hauptverteilung nicht möglich, sollte die Möglichkeit der Abkopplung von Unterverteilsystemen geprüft werden. Kann die Temperatur nicht abgesenkt werden, bieten Aquiferspeicher bei bestehender Versorgung aus einer konventionellen KWK-Anlage die Möglichkeit,

den KWK-Anteil zu erhöhen, in dem die ungenutzte Überschusswärme eingespeichert wird.

5.5 Akzeptanz und Rahmenbedingungen

- Geothermische Anlagen sind, wie jede Technologie, nicht frei von Risiken und Umwelteinflüssen. Offene und sachliche Diskussion über Vor- und Nachteile mit transparenter Darstellung der Komplexität und Fehleranfälligkeit einzelner Sachverhalte, die mit der Realisierung geothermischer Projekte verbunden sein können, und der technischen Lösungsansätze führen zu Akzeptanz und Vertrauen. In verschiedenen Projekten wird bereits gezeigt, wie ein konstruktiver Dialog mit der lokalen Bevölkerung gestaltet werden kann. Eine weiter gefasste Akzeptanzanalyse, welche neben der Bevölkerung auch öffentliche und private Entscheidungsträger einbindet, und die Entwicklung geeigneter Kommunikationsstrategien sind daher zwingend notwendig.
- Bei der Erschließung von Ballungsräumen sind neben technischen Herausforderungen zusätzlich organisatorische und vor allem auch rechtliche Fragestellungen zu lösen. Die abweichenden Vorgaben zum Klima- und Grundwasserschutz und zu verschiedenen Nutzungen des Untergrunds können gegenwärtig sogar eine hemmende Wirkung haben. Die Erarbeitung von Vorschlägen zur rechtlichen Gestaltung der Nutzung des Untergrunds unter Wahrung des vorsorgenden Schutzgutansatzes ist daher unumgänglich.

Literaturverzeichnis

- Agemar, T.; Alten, J.-A.; Ganz, B.; Kuder, J.; Kühne, K.; Schumacher, S.; Schulz, R. (2014): The Geothermal Information System for Germany - GeotIS. Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften, 165 (2) 129-144.
- AGFW (Hrsg.) (2014): Transformationsstrategien Fernwärme. TRAFO - Ein Gemeinschaftsprojekt von ifeu-Institut, GEF Ingenieur AG und AGFW. Abschlussbericht. FKZ 0325184 (24) Frankfurt am Main.
- AHK Beijing (2012): Zielgruppenanalyse China - Geothermie. Berlin: AHK Beijing - BMWi.
- AHK Nicaragua (2016): Zielmarktanalyse 2016: Erneuerbare Energien in Nicaragua - Dezentrale Energieversorgung mit Schwerpunkt Geothermie und PV mit Profilen der Marktakteure. Managua, Nicaragua: Deutsch-Nicaraguanische Industrie- und Handelskammer.
- AHK Niederlande (2016): Zielmarktanalyse Geothermie 2015. Den Haag, Niederlande: Deutsch-Niederländische Handelskammer.
- Akademie für Geowissenschaften und Geotechnologien (Hrsg.) (2014): Geoforum 2013, Raumordnung für den tiefen Untergrund Deutschlands (Heft 30), Hannover.
- Baumgärtner, J.; Teza, D.; Hettkamp, T.; Hauße, P. (2010): Stimulierung tiefer geothermischer Systeme. bbr Sonderheft Geothermie (2014) 14-23.
- Bertani, R. (2015): Geothermal Power Generation in the World 2010-2014 Update report. Paper presented at the Proceedings World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia. 19-25 April 2015
- BMWi (2013): Bundesbericht Energieforschung 2013. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).
- BMWi (2017): Bundesbericht Energieforschung 2017 - Forschungsförderung für die Energiewende. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).
- Borg, A.; Bauer, M. J. (2017): TIGER – Kommunikationskonzept Tiefe Geothermie. Wiesbaden: Springer Fachmedien.
- Breede, K.; Dzebisashvili, K.; Liu, X.; Falcone, G. (2013): A systematic review of enhanced (or engineered) geothermal systems: past, present and future. Geothermal Energy 1 (2013).
- Buscheck, T.; Bielicki, J.; Edmunds, T.; Hao, Y.; Sun, Y.; Randolph, J.; Saar, M. (2016): Multifluid geo-energy systems: Using geologic CO₂ storage for geothermal energy production and grid-scale energy storage in sedimentary basins. Geosphere.
- Clauser, C.; Elsner, P. (Hrsg.) (2015): Geothermische Kraftwerke - Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“: acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften.

- Dera (2014): DERA-Rohstoffliste 2014. Angebotskonzentration bei mineralischen Rohstoffen und Zwischenprodukten – potenzielle Preis- und Lieferrisiken. DERA Rohstoffinformationen 24. Berlin: Deutsche Rohstoffagentur (DERA).
- DLR; Fraunhofer IWES; IfnE (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht an das BMU vom 29.03.2012. FKZ 03MAP146.
- Enerchange (2014): Evaluation der Öffentlichkeitsarbeit für Geothermieprojekte in Deutschland und Erarbeitung von praxisbezogenen Hilfestellungen für Entwickler und Betreiber von geothermischen Anlagen: Schlussbericht zum Forschungsvorhaben. Freiburg, Hannover: Techn. Informationsbibl. und Univ.-Bibl. <https://doi.org/10.2314/GBV:834245957>. Letzter Zugriff: 22.03.2017.
- Frey, M. (2014): Kommunikation und Akzeptanz. In M. Bauer, W. Freeden, H. Jacobi und T. Neu (Hrsg.): Handbuch Tiefe Geothermie: Prospektion, Exploration, Realisierung, Nutzung (739-765). Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-54511-5_24.
- Goldstein, B.; Hiriart, G.; Bertani, R.; Bromley, C.; Gutiérrez-Negrín, L.; Huenges, E.; Zui, V. (2011): Geothermal Energy. In O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer und C. von Stechow (Hrsg.): IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press.
- Greenpeace International; Global Wind Energy Council; SolarPowerEurope (2015): Energy [R]evolution - A sustainable World Energy Outlook 2015. <http://www.greenpeace.org/international/en/publications/Campaign-reports/Climate-Reports/Energy-Revolution-2015/>. Letzter Zugriff: 07.01.2017.
- Greller, M.; Bieberbach, F. (2015): Entwurf eines technischen und ökologischen Strukturwandels in der Fernwärmeversorgung. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 65 (8) 14-17.
- Gross, M. (2013): Old Science Fiction, New Inspiration: Communicating Unknowns in the Utilization of Geothermal Energy. *Science Communication*, 35 (6) 810-818.
- GtV (2017): Lexikon der Geothermie: Bundesverband Geothermie e.V. <http://www.geothermie.de/wissenswelt/glossar-lexikon/m/mehrlochsystem.html>. Letzter Zugriff: 19.04.2017.
- Hegele, H.; Knappek, E. (2014): Geothermiebranche Deutschland. In M. Bauer, W. Freeden, H. Jacobi und T. Neu (Hrsg.), Handbuch Tiefe Geothermie: Prospektion, Exploration, Realisierung, Nutzung (791-811). Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-54511-5_26.
- Hirschl, B.; Heinbach, K.; Prahl, A.; Salecki, S.; Schröder, A.; Aretz, A.; Wei, J. (2015): Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien - Ermittlung der Effekte

- auf Länder- und Bundesebene. Berlin: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW).
- Huenges, E. (2016): Enhanced geothermal systems: Review and status of research and development. In R. DiPippo (Hrsg.): Geothermal Power Generation. 743-761. Woodhead Publishing
- IEA (2011): Technology Roadmap - Geothermal Heat and Power. Paris: International Energy Agency.
- IEA (2014): World Energy Outlook 2014. Paris: International Energy Agency.
- IEA (2015): Renewables Information 2015. Paris: International Energy Agency.
- IEA (2016a): Energy Technology Perspectives 2016. Paris: International Energy Agency.
- IEA (2016b): World Energy Outlook 2016. Paris: International Energy Agency.
- Jain, C.; Vogt, C.; Clauser, C. (2015): Maximum potential for geothermal power in Germany based on engineered geothermal systems. *Geothermal Energy*, 3 (1) 15.
- Janczik, S.; Kabus, F.; Kaltschmitt, M.; Kock, N.; Seibt, P. (2013): Nutzung tiefer Geothermie. In M. Kaltschmitt, W. Streicher und A. Wiese (Hrsg.), Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. 699-803. Berlin, Heidelberg: Springer. http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-03249-3_10.
- Janczik, S.; Kupfermann, G. A.; Sadaat, A.; Kaltschmitt, M. (2014): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2014 gemäß § 65 EEG - Vorhaben IIB Stromerzeugung aus Geothermie. Technische Universität Hamburg Harburg, Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft und GeoForschungsZentrum Potsdam, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
- Kabuth, A.; Dahmke, A.; Beyer, C.; Bilke, L.; Dethlefsen, F.; Dietrich, P.; Bauer, S. (2016): Energy storage in the geological subsurface: dimensioning, risk analysis and spatial planning: the ANGUS+ project. *Environmental Earth Sciences* 76 (1) 23.
- Lehr, U.; Ulrich, P.; Lutz, C.; Thobe, I.; Edler, D.; O'Sullivan, M.; Bickel, P. (2015): Beschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland: Ausbau und Betrieb, heute und morgen. Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung.
- Leucht, M. (2014): Sozio-technische Parameter der Projektentwicklung: Soziale Akzeptanz von Vorhaben der Tiefen Geothermie. In J. Böttcher (Hrsg.): Geothermie-Vorhaben - Tiefe Geothermie: Recht, Technik und Finanzierung. 221-248. DE GRUYTER.
- Lund, J.; Boyd, T. (2015): Direct Utilization of Geothermal Energy 2015 Worldwide Review. Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia.

- Memmler, M.; Schrempf, L.; Hermann, S.; Schneider, S.; Pabst, J.; Dreher, M. (2014): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2013. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- Moeck, I.; Kuckelkorn, J. (2015): Tiefengeothermie als Grundlastwärmequelle in der Metropolregion München. FVEE-Jahrestagung 2015 „Forschung für die Wärmewende“, Berlin.
- Moss, R.; Tzimas, E.; Willis, P.; Arendorf, J.; Tercero Espinoza, L. (2013): Critical Metals in the Path towards the Decarbonisation of the EU Energy Sector - Assessing Rare Metals as Supply-Chain Bottlenecks in Low-Carbon Energy Technologies. Petten: Publications Office of the European Union. <http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC82322>. Letzter Zugriff: 31.07.2017.
- OECD/IEA (2016): IEA Energy Technology RD&D Budgets. Paris <http://www.iea.org/statistics/RDDonlinedataservice/>. Letzter Zugriff: 29.05.2017.
- Öko-Institut; Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin, Karlsruhe.
- Paschen, H.; Oertel, D.; Grünwald, R. (2003): Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland (Arbeitsbericht Nr. 84). Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB) Berlin.
- Prognos; Ewing, Rodney C.; GWS (2014): Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Projekt Nr. 57/12. Basel/Köln, Osnabrück.
- Renn, O. (Hrsg.) (2015): Aspekte der Energiewende aus sozialwissenschaftlicher Perspektive (Analyse aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft) München.
- RHC-Plattform (2014): Geothermal Technology Roadmap. Brüssel: The European Technology Platform on Renewable Heating and Cooling (RHC-Plattform). www.rhc-platform.org. Letzter Zugriff: 27.03.2017.
- StandAG (2017): Gesetz zur Fortentwicklung des Gesetzes zur Suche und Auswahl eines Standortes für ein Endlager für Wärme entwickelnde radioaktive Abfälle und anderer Gesetze. Bundesgesetzblatt, Teil 1 (26) 1074-1102.
- Suchi, Evelyn; Dittmann, Jan; Knopf, Stefan; Müller, Christian; Schulz, Rüdiger (2014): Geothermie-Atlas zur Darstellung möglicher Nutzungskonkurrenzen zwischen CO₂-Einlagerung (CCS) und Tiefer Geothermie in Deutschland. Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften, 165 (3) 439-453.
- Sullivan, J. L.; Clark, C. E.; Han, J.; Wang, M. (2010): Life-Cycle Analysis Results of Geothermal Systems in Comparison to Other Power Systems. Argonne, Illinois: Argonne National Laboratory. <http://www.ipd.anl.gov/anlpubs/2010/09/67933.pdf>. Letzter Zugriff: 31.3.2017

- Thomas, H.; Reinhardt, T.; Andersen, A.; Segneri, B. (2016.): Critical and Strategic Materials and Potential Importance for Geothermal Projects. Paper presented at the Proceedings, 41st Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California.
- UBA (2014): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2014 - Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2012. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- van Douwe, A.; Kluge, J. (2014): Akzeptanz, Information und Kommunikation – Grundlagen für den Erfolg geothermischer Projekte. *bbr*, 2014 (2) 48-52.
- Ventura, S.; Bhamidi, S.; Hornbostel, M.; Nagar, A.; Perea, E. (2016): Selective Recovery of Metals from Geothermal Brines (DOE-SRI--6747 United States 10.2172/1336270 GFO English). ; SRI International, Menlo Park, CA (United States) <http://www.osti.gov/scitech/servlets/purl/1336270>. Letzter Zugriff: 31.03.2017.
- Viebahn, P.; Arnold, K.; Friege, J.; Krüger, C.; Nebel, A.; Samadi, S.; Wiesen, K. (2014): KRESSE - kritische mineralische Ressourcen und Stoffströme bei der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems : Abschlussbericht. Wuppertal: Wuppertal Inst. für Klima, Umwelt, Energie. <https://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docId/5419>. Letzter Zugriff: 31.03.2017.
- Walter, G.; Krauter, S.; Schwenzer, A. (2011): Erfolgsfaktoren für die Akzeptanz von Erneuerbare-Energie-Anlagen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 61 (3) 2-4.
- Weimann, T. (2014): Das klare “Ja” zur Energiewende - und das Warten darauf: Stand der Tiefengeothermie in Deutschland - Erfahrungen und Perspektiven. *bbr*, Sonderheft Geothermie (2014) 68-73.
- World Energy Council (2016): World Energy Scenarios - the Grand Transition, ISBN 978 0 946121 571. London.
- Wunderlich, C. (2012): Akzeptanz und Bürgerbeteiligung für Erneuerbare Energien - Erkenntnisse aus Akzeptanz- und Partizipationsforschung (Renews Special Ausgabe 60). Berlin: Agentur für Erneuerbare Energien e. V.
- Wüstenhagen, R.; Wolsink, M.; Bürer, M. J. (2007): Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept. *Energy Policy* 35 (5) 2683-2691.