



Frankfurt School
FS-UNEP Collaborating Centre
for Climate & Sustainable Energy Finance

REPORT NR. 01/2016

ABSICHERUNG VON FÜNDIGKEITSRISIKEN BEI GEOTHERMIE- PROJEKTEN*

AUTOREN

Allegra Seipp, Christine Grüning und Ulf Moslener



* Die Studie stellt die persönliche Meinung der Autoren dar und nicht die der Institutionen, mit denen wir verbunden sind. Wir danken zahlreichen Interviewpartnern für die vielen Informationen und hilfreichen Kommentare. Ganz besonders: Kai Imolauer, Stephan A. Jacob, Matthias Kliesch, Christian Müller-Wagner, Kirsten Offermanns, Thorsten Schneider, Matthias Tönnis, Wesly Urena Vargas, Arndt Wierheim, und Jens Wirth.

Seipp, A., Grüning, C. und Moslener, U. (2016), Report Nr. 01/2016: Absicherung von Fündigkeitsrisiken bei Geothermieprojekten, Frankfurt School - UNEP Collaborating Centre for Climate & Sustainable Energy Finance, <http://www.fs-unep-centre.org/>

Diese Publikation kann ganz oder teilweise für Bildungs-oder gemeinnützige Zwecke ohne besondere Erlaubnis des Rechteinhabers vervielfältigt werden, sofern eine Quellenangabe erfolgt. Frankfurt School - UNEP Collaborating Centre for Climate & Sustainable Energy Finance würde sich freuen, ein Exemplar jeder Veröffentlichung zu erhalten, die diese Publikation als Quelle verwendet.

Ohne vorherige schriftliche Zustimmung von der Frankfurt School of Finance & Management gGmbH darf keine Verwendung dieser Publikation für den Weiterverkauf oder für andere kommerzielle Zwecke vorgenommen werden.

INHALTSVERZEICHNIS

1.	GEOTHERMIE-FÜNDIGKEITSRISIKO: DER „WERMUTSTROPFEN“ BEI EINER VIELVERSPRECHENDEN TECHNOLOGIE	4
2.	GEOTHERMIE IN DER STROMERZEUGUNG	4
2.1.	TECHNOLOGIE	5
2.2.	POTENZIAL.....	6
3.	GEOTHERMIEPROJEKTE: PHASEN UND SPEZIFISCHE RISIKEN.....	7
3.1.	EXPLORATIONSPHASE.....	7
3.2.	BOHRPHASE.....	8
3.2.1.	FÜNDIGKEITSRISIKO	8
3.2.2.	BOHRTECHNISCHE RISIKEN.....	9
3.3.	KONSTRUKTIONSPHASE.....	10
3.4.	BETRIEBSPHASE	11
4.	ABSICHERUNG VON FÜNDIGKEITSRISIKEN.....	11
4.1.	GRUNDPROBLEM DES MORALISCHEN RISIKOS (MORAL-HAZARD).....	11
4.2.	ANSÄTZE ZUR REDUZIERUNG VON FÜNDIGKEITSRISIKEN	12
5.	BEISPIELE FÜR MECHANISMEN ZUR ABSICHERUNG DES FÜNDIGKEITSRISIKOS.....	16
5.1.	ERFAHRUNG MIT ABSICHERUNGSMECHANISMEN IN INDONESIA	17
5.2.	ABSICHERUNGSMECHANISMEN IN KENIA	18
5.2.1.	GEOTHERMAL RISK MITIGATION FACILITY - „ERFOLGSMODELL“	19
5.2.2.	ARGE „RISIKOFONDS“	20
5.3.	ERFAHRUNG IN ANDEREN WELTREGIONEN	21
5.3.1.	POLITISCHE UND REGULATORISCHE RAHMENBEDINGUNGEN.....	21
5.3.2.	ZUSCHÜSSE FÜR GEOWISSENSCHAFTLICHE STUDIEN.....	22
5.3.3.	ÖFFENTLICHE PROGRAMME ZUM ABSICHERN DES BOHR- UND FÜNDIGKEITSRISIKOS.....	22
5.3.4.	ÖFFENTLICH REGIONALE PROGRAMME ZUR UMVERTEILUNG VON RISIKEN ZWISCHEN ÖFFENTLICHEN UND PRIVATEN AKTEUREN.....	23
5.3.5.	INTERNATIONALE KONZEPTE - DIE PRIVATE FÜNDIGKEITSVERSICHERUNG	26
5.3.6.	FÖRDERPROGRAMM „FÜNDIGKEITSRISIKO TIEFENGEOTHERMIE“	27
6.	HERAUSFORDERUNGEN UND AUSBLICK	29
7.	ANNEX	31
8.	LITERATURVERZEICHNIS	33

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

ADB	Asian Development Bank
AFD	l'Agence Française de Développement
AIST	Japan Agency of Industrial Science and Technology
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Gebäude und Reaktorsicherheit
BMZ	Bundesministerium für Wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung
BRGM	Bureau de recherches Géologiques et Minières, Frankreich
ECA	Europe and Central Asia
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
ENEL	Empresa Nicaragüense de Electricidad, Nicaragua
ENI Group	italienischer Erdöl- und Energiekonzern, Aquater S.p.A.
GEF	Global Environment Facility
GEOFAR	Geothermal Finance and Awareness in European Regions
GDC	Geothermal Development Company
GIZ	Deutschen Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
GRI	Geothermal Risk Insurance
GRMF	Geothermal Risk Mitigation Facility
GW	Gigawatt
HCl	Wasserstoffchlorid
HDR	Hot-Dry-Rock-Verfahren
ICEIDA	Icelandic International Development Agency
INDE	Instituto Nacional de Electrificación, Guatemala
IPP	Independent Power Producer
JICA	Japan International Cooperation Agency
Kalina-Anlage	Arbeitsmedium = Ammoniak-Wasser-Gemisch (binäres Kraftwerk)
KenGen	Kenya Electricity Generating Company
KfW	KfW Bankengruppe
MOL	MOL Rt. (Magyar Olaj- és Gázipari Részvénytársaság), Ungarn
Munich Re	Münchener Rückversicherungs-Gesellschaft AG (Münchener Rück)
MW	Megawatt
NEDO	New Energy Development Organization
NEF	National Energy Fund, Island
ORC-Anlage	Organic Rankine Cycle
PDPA	Perusahaan Daerah Pembangunan Aceh
PGE	PT Pertamina Geothermal Energy
PLN	PT PLN (Persero)
POS	Probability of Success
PPA	Power Purchase Agreement (Stromabnahmevertrag)
PPP	Public Private Partnership
REI	Reykjavík Energy Invest
RPS	Renewable Portfolio Standards
SERNAGEOMIN	Servicio Nacional de Geología y Minería, Chile
UNU-GTP	United Nations University Geothermal Training Programme

1. GEOTHERMIE-FÜNDIGKEITSRISIKO: DER „WERMUTSTROPFEN“ BEI EINER VIELVERSPRECHENDEN TECHNOLOGIE

Der Ausbau erneuerbarer Energien wird weltweit vorangetrieben. Ein Indikator hierfür sind global investierte USD 270 Milliarden in 2014.¹ Aufgrund der Begrenztheit fossiler Ressourcen und ihrem schädlichen Klimaeffektes fossiler Brennstoffe, wie Kohle, Gas und Erdöl², erfahren nachhaltige Alternativen der Stromgewinnung eine besondere Bedeutung.

Im Vergleich zu fossilen Brennstoffen hat die Stromproduktion auf Basis von Erdwärme (Geothermie) den Vorteil, dass die Treibhausgas-Emissionen je nach konkret genutzter Technologie geringer oder sogar verschwindend sind. Mit erneuerbaren Energieträgern wie Wind oder Sonne teilt sie die Eigenschaft, dass die Grenzkosten der Stromerzeugung – also die Kosten, mit einer bestehenden Anlage eine weitere Kilowattstunde Strom zu erzeugen – sehr gering sind. Gegenüber Wind und Sonne hat die Geothermie allerdings den Vorteil, dass sie – falls sie überhaupt zur Verfügung steht – eine Dauerhafte und im Wesentlichen unterbrechungsfreie Stromerzeugung bereitstellt. In gegenwärtigen elektrischen Systemen wird dies häufig als „Grundlastfähigkeit“ bezeichnet. All diese Eigenschaften machen die Geothermie zu einer wichtigen Option, wenn es darum geht, die drei Zielgrößen der Energieversorgung, sicher, kostengünstig und umweltfreundlich miteinander zu vereinen.

Wesentliche Herausforderungen bei der Nutzung der Geothermie bestehen neben der an sich teuren Erschließung darin, dass das so genannte geothermische Potenzial nicht überall gleichermaßen vorhanden ist. Selbst in Regionen mit viel Potenzial ist keineswegs sicher, dass dieses mit den sehr teuren Explorationsbohrungen auf Anhieb gefunden, und nutzbar gemacht werden kann. Dieses so genannte Fündigkeitsrisiko stellt ein häufiges Hindernis für Projekte und Investoren dar, die eine Absicherung der Investition gegen größere Risiken für die Kapitalbereitstellung fordern. Die Absicherung gegen Fündigkeitsrisiken nimmt daher eine zentrale Rolle für das Zustandekommen von Geothermieprojekten ein.

Die vorliegende Studie ordnet das Fündigkeitsrisiko bei Geothermieprojekten in den Projektkontext ein und bietet einen Überblick über die unterschiedlichen Absicherungsmechanismen gegen das Fündigkeitsrisiko, welche von staatlichen aber auch privaten Akteuren in unterschiedlichen Geothermieregionen rund um den Globus angeboten werden. Es zeigt sich, dass zunehmend auch private Akteure neben den Staatlichen Versicherungslösungen auf dem Markt anbieten, so dass sich für die staatlichen Akteure die Möglichkeit einer Fokussierung eröffnet.

Nach einführenden Bemerkungen zum geothermischen Potenzial und zu den klassischen Projektphasen erläutern wir die spezifischen Risiken bei der Nutzung der Geothermie (Kapitel 2 und 3). Daran anschließend betrachten wir zunächst in verkürzter Form die grundsätzlichen Ansätze zur Absicherung von Fündigkeitsrisiken. Der Hauptteil bietet dann einen Überblick für die bisherigen Erfahrungen – zunächst in bereits etablierten Geothermieregionen wie Indonesien und Kenia sowie anschließend in anderen Teilen der Welt. Die Studie schließt mit einem Ausblick in dem die Entwicklungen vor dem Hintergrund der Rolle einzelner Akteure eingeordnet werden.

2. GEOTHERMIE IN DER STROMERZEUGUNG

Der Begriff „Geothermie“ bezeichnet die in der Erde gespeicherte Wärmeenergie.³ „99% der Erde sind heißer als 1000°C; 0,1% der Erde sind kälter als 100°C.“⁴ Die in der Erdkruste vorhandene Wärme stammt allerdings nur zu einem geringen Teil aus dem Erdinneren, der Wärmeabstrahlung des Erdmantels und des Erdkerns. Ein weitaus größerer Part der Wärme entsteht durch den Zerfall radioaktiver Isotope in der Erdkruste. Innerhalb dieser ist ein Temperaturanstieg von 3 Kelvin⁵ pro 100 Meter Tiefe feststellbar (normaler Temperaturgradient)⁶, der aber aufgrund der unterschiedlichen Gesteinsarten und deren

¹ Vgl. Frankfurt School – UNEP Collaborating Centre for Climate & Sustainable Energy Finance (2015).

² Vgl. Stober, I./Bucher, K. (2012), S.30.

³ Vgl. VDI-Richtlinie 4640, (2001).

⁴ Stober, I./Bucher, K. (2012), S.2.

⁵ Entspricht einem Temperaturunterschied von 3 Grad Celsius.

⁶ Vgl. Stober, I. et al. (2011), S.7.

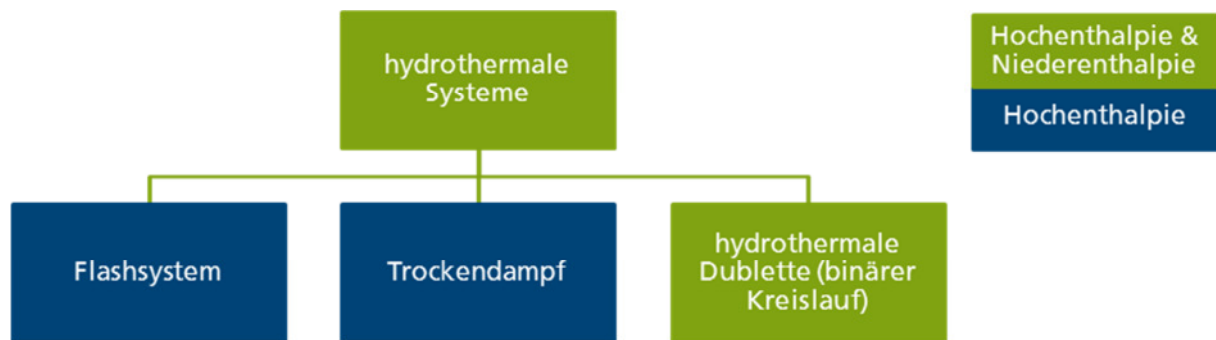
Wärmeleitfähigkeit stark variieren kann. Der Abkühlungsprozess der Erde erfolgt nach menschlichen Zeitskalen sehr langsam, weswegen Erdwärme typischerweise als erneuerbare Energie gilt.⁷

2.1. TECHNOLOGIE

Die Nutzung von Geothermie ist abhängig von den natürlichen Ressourcen und der konkret eingesetzten Technologie. Beides variiert über die Länder hinweg sehr deutlich. Erdwärmesonden und Erdwärmekollektoren nutzen die oberflächennahe Geothermie direkt. Genutzt wird die Wärme u. a. zum Heizen von Wohnraum, Gewächshäusern und Bädern und für industrielle Zwecke.⁸

Ab einer Tiefe von ca. 400 m erfolgt die Nutzung durch geothermische Projekte zur Stromerzeugung und Wärmeengewinnung.⁹ Die Abwärme kann z.B. Fernwärmenetze versorgen und damit die Wirtschaftlichkeit vieler Anlagen steigern. Insbesondere vor dem Hintergrund des allgemein niedrigen Wirkungsgrades der Stromproduktion aus „Niedrigtemperatur-Wärme“ im Allgemeinen.¹⁰ Nachfolgend werden die verschiedenen Systeme in der Tiefengeothermie zur Stromerzeugung erläutert (Abbildung 1). Abhängig von der Temperatur unterscheidet man zwischen Hochenthalpie- und Niederenthalpielagerstätten. Hierbei bezeichnen „Hochenthalpie-Lagerstätten“ Gebiete in denen hohe Temperaturen (über 200 °C) und/oder hohe Drücke vorherrschen.¹¹ Dagegen steht in „Niederenthalpie-Lagerstätten“ die Wärmeenergie bei niedrigen Temperaturen (unter 150°C) zur Verfügung.¹²

Abbildung 1: Systeme in der Tiefengeothermie zur Stromerzeugung



So genannte hydrothermale Systeme werden in Hoch- und Niederenthalpie-Gebieten eingesetzt.¹³ **Hydrothermale Systeme** sind vom Erschließen eines Fluides, wie Wasser, Dampf oder ein Gemisch der beiden im Untergrund abhängig.

Im Bereich der hydrothermalen Systeme wird geothermische Energie sowohl durch **Trockendampf-** oder **Flash-Systeme**¹⁴ als auch durch **binäre Systeme** gewonnen. Das Thermalfluid,¹⁵ Wasserdampf, wird in den ersten beiden Fällen direkt zum Antrieb einer Turbine genutzt. Bei einem „Flash-System“ gelangt heißes Wasser, welches unter Druck steht aus einem Reservoir im Untergrund an die Oberfläche, wo der Druck abnimmt und das Wasser verdampft. Durch einen „Flasher“ kann der Druck ebenfalls gesenkt werden. Der Dampf wird direkt zum Antrieb eines Generators genutzt. Anders bei einem binären System, bei dem zwei voneinander geschlossene Kreisläufe existieren. Hier wird heißes Wasser mithilfe einer Förderbohrung aus einem Grundwasserleiter (Aquifer) gefördert. An der Oberfläche wird dem heißen Wasser unter Einsatz eines Wärmetauschers ein Teil der Wärme entzogen und sodann auf ein Arbeitsmittel (Sole) übertragen, das durch einen geringeren Siedepunkt gekennzeichnet ist. Der entstehende Dampf

⁷ Die Temperatur des Erdmantels hat sich in den letzten drei Billionen Jahren um ca. 300 bis 350°C abgekühlt. Vgl. Stober, I./Bucher, K. (2012), S.9.

⁸ Vgl. GtV-Bundesverband e.V. (2015b).

⁹ Vgl. Stober, I./Bucher, K. (2012), S.35.

¹⁰ Vgl. Stober, I./Bucher, K. (2012), S.53.

¹¹ Vgl. GtV-Bundesverband e.V. (2015d).

¹² Vgl. GtV-Bundesverband e.V. (2015e).

¹³ Petrothermale Systeme unter Anwendung der „Enhanced Geothermal System“ (EGS)-Technologie können in Hoch- und Niederenthalpie-Gebieten eingesetzt werden. Sie befinden sich allerdings noch in der Forschungsphase.

¹⁴ National Renewable Energy Laboratory, Washington (2015).

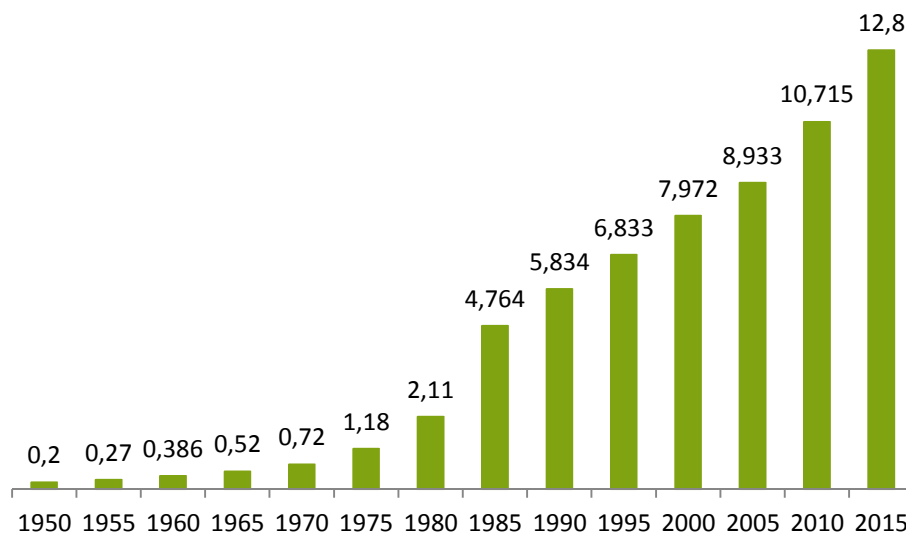
¹⁵ Der Begriff setzt sich aus den Wort „thermal“ = Wärme und dem Wort „fluid“ = Flüssigkeit, Gase, oder Dampf zusammen. Das Thermalfluid kann je nach Temperatur der Lagerstätte in Form von Wasser, Dampf oder einem Gemisch der beiden vorliegen.

treibt eine Turbine an, die Strom erzeugt. Der Einsatz des Arbeitsmittels erhöht den Wirkungsgrad der Anlage. So kann auch bei geringeren Temperaturen die Turbine eines Generators zur Stromerzeugung angetrieben werden. Allerdings ist die Stromgewinnung erst ab ca. 100°C¹⁶ unter dem Einsatz entsprechender Technologien (ORC- oder Kalina-Anlage)¹⁷ wirtschaftlich und ein angemessener Wirkungsgrad nachweisbar. Je nach Temperatur und Arbeitsmedium liegt der Wirkungsgrad bei 10 bis 15%. Das abgekühlte Wasser wird durch eine Reinjektionsbohrung in einiger Entfernung zur Förderbohrung wieder zurück in die Erde gelassen, wenn nötig, gepumpt. Ein hydraulischer Kurzschluss¹⁸ soll so vermieden werden. Im optimalen Fall bildet sich ein Kreislauf, in dem der bestehende Druck im Grundwasserleiter aufrechterhalten wird.¹⁹

2.2. POTENZIAL

Geothermisches Potenzial existiert in vielen Teilen der Erde. Auch wenn Gebiete vulkanischen Ursprungs besonders zur Nutzung von Geothermie geeignet sind, werden ebenfalls wirtschaftliche Projekte in Nieder-Enthalpie-Regionen,²⁰ wie z. B. Deutschland, realisiert.²¹ Die weltweit installierte elektrische Leistung von Geothermie-Kraftwerken betrug im Januar 2015 12,8 Gigawatt (GW) in 24 Ländern (Abbildung 2).²² Ein hoher Anteil an installierter Leistung von Geothermie in 2014 liegt in den USA (3525 MW), den Philippinen (1915 Megawatt; MW), Mexico (1005 MW) und Indonesien (1380MW).²³

Abbildung 2: Weltweit installierte Leistung von Geothermiekraftwerken von 1950 bis 2015 in GW



Weltweit installierte Leistung von Geothermiekraftwerken von 1950 bis 2015 in GW
Quelle: Bertani, R. (2015), S.1.

Die Nutzung der Erdwärme hat weltweit ein enormes Potenzial. Berechnungen zufolge besteht ein weltweites Potenzial von 70 GW installierter Leistung bei gegebenem technischen Stand bis 2050.²⁴ Werden neue Technologien zur Erschließung petrothermaler Lagerstätten bis zur Marktreife vorangetrieben, so

¹⁶ Vgl. Teodoriu, C./Fitcher, C. (2010), S.87.

¹⁷ Organic Rankine Cycle, Arbeitsmedium z.B. Pentan). Kalina-Anlage, Arbeitsmedium typischerweise ein Ammoniak-Wasser-Gemisch (binäres Kraftwerk).

¹⁸ Verbindung von ursprünglich getrennten, Wasser führenden Gesteinsschichten.

¹⁹ Vgl. Stober, I. et al. (2011), S.15

²⁰ Nieder-Enthalpie-Regionen beschreibt eine Region, die im Bereich der Kontinentalplatten anzutreffen ist. Um die Erdwärme zur Stromerzeugung nutzen zu können, sind Bohrungen von 3.000 - 5.000 m Tiefe erforderlich, da erst in dieser Tiefe Temperaturen von 100 - 150°C anzutreffen sind.

²¹ In Deutschland wird das geothermische Potenzial derzeit überwiegend für Fernwärmeezwecke verwendet. Aber auch die Stromproduktion ist in manchen Fällen durch den Einsatz neuer Technologien, wie der binären ORC- oder Kalina-Anlagen, wirtschaftlich. Vgl. GtV-Bundesverband e.V. (2015b)

²² Vgl. Matek, B. (2015), S.4.

²³ Vgl. Matek, B. (2015), S.4.

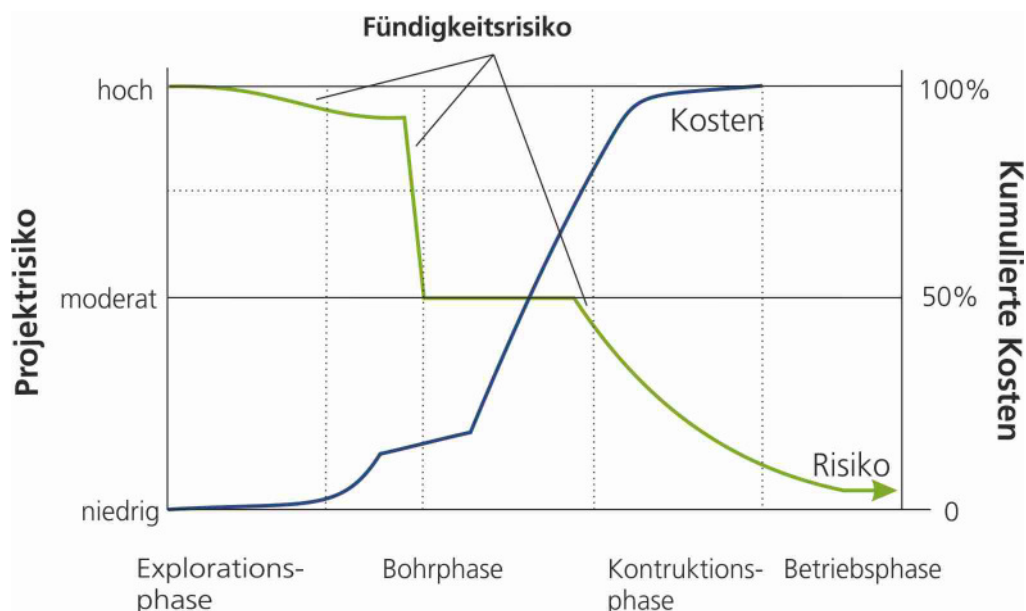
²⁴ Bertani, R. (2015), S.17.

dürfte sich das Potenzial noch einmal vervielfachen. Eine Schätzung prognostiziert eine installierte Leistung von 140 GW bis 2050.²⁵

3. GEOTHERMIEPROJEKTE: PHASEN UND SPEZIFISCHE RISIKEN

Im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien Projekten existieren bei Geothermieprojekten höhere und differenziertere Risiken. Die Projekte sind abhängig von geologischen Begebenheiten, die im Vorhinein unsicher, aber aufwändig und teuer abschätzbar sind.²⁶ Ein Geothermieprojekt kann man in vier Phasen unterteilen (Abbildung 3). Zu diesen gehört die anfängliche Explorationsphase, an die sich nach positiven Voruntersuchungen die Bohrphase anschließt. Wird das Reservoir Model (Kapazität und Qualität) festgestellt, so folgen die oberflächige Anlagen-Konstruktionsphase und schließlich die Betriebsphase der geothermischen Anlage. Nachfolgend werden die einzelnen Phasen, die assoziierten Risiken und Minderungsmechanismen aufgezeigt. Fokussiert wird auf das Fündigkeitsrisiko, obwohl allgemeine phasenübergreifende Risiken wie z.B. Umwelt- und soziale Risiken bei Geothermieprojekten ebenfalls ein bedeutendes Risiko darstellen (siehe Annex A).

Abbildung 3: Risiken eines Geothermieprojektes mit Investitionskostenkurve²⁷



3.1. EXPLORATIONSPHASE

Die Explorationsphase beinhaltet geologische, geochemische und geophysikalische²⁸ Voruntersuchungen (häufig bis ca. USD 1 Millionen)²⁹ und gibt Aufschluss über die zu erwartende Temperatur, Größe des Reservoirs, Permeabilität und Beschaffenheit des Fluides.³⁰ Wie (Abbildung 3) zeigt, sind die Projektrisiken in der Explorationsphase hoch. Zwar sind die Erfolgsaussichten bei Vorstudien eher gering, sie gehen aber mit ebenfalls relativ geringen kumulierten Kosten einher. Die Vorstudien geben Aufschluss über die vorhandenen Ressourcen und reduzieren daher das Risiko, ein geothermisches Reservoir mit einer (oder mehreren) Bohrung(en) in nicht ausreichender Quantität oder Qualität zu erschließen, das sogenannte Fündigkeitsrisiko. Das Fündigkeitsrisiko ist das bedeutendste Risiko eines Geothermieprojektes, da es den

²⁵ Bertani, R. (2015), S.17.

²⁶ Vgl. Bericht der Bundesregierung (2009), S.10.

²⁷ Wang, Xiaoping (2012), S.37.

²⁸ Vgl. Combs, J. (2006), S.9.

²⁹ Vgl. IT Power India Ltd./Mirador Consulting/ Marsh Ltd (2006),S.21.

³⁰ Vgl. Combs, J. (2006), S.9.

Fortgang und die Realisierbarkeit des Projektes maßgeblich bestimmt. Grundlegend nimmt das Fündigkeitsrisiko mit zunehmendem Informationsgehalt ab d.h. die Erfolgswahrscheinlichkeit steigt.

3.2. BOHRPHASE

Positiven Voruntersuchungen schließt sich eine Bohrphase an. Sie besteht aus teuren Test- und Produktions- bzw. Injektionsbohrungen.³¹ In deren Verlauf sinkt die Unsicherheit darüber, ob erstens überhaupt hinreichend Wärme vorgefunden wird und zweitens ob diese dann auch wirtschaftlich nutzbar gemacht werden kann. Die Bohrphase ist geprägt durch die anfangs große Unsicherheit über den Fortgang des Projektes aufgrund des phasenübergreifenden Fündigkeitsrisikos (Kapitel 3.2.1) und des Bohrrisikos (Kapitel 3.2.2).

3.2.1. FÜNDIGKEITSRISIKO

„Das Fündigkeitsrisiko bei geothermischen [(Test-)]Bohrungen ist das Risiko, ein geothermisches Reservoir mit einer (oder mehreren) Bohrung(en) in nicht ausreichender Quantität oder Qualität zu erschließen.“³²

Das Fündigkeitsrisiko hängt von der Differenz zwischen der Fördertemperatur T_i und der Reinjektionstemperatur T_0 , der Förderrate/ Schüttung (m^3/s) Q , der Dichte des Fluids (kg/m^3) ρ_F und der spezifischen Wärmekapazität ($J/kg K$) c ab. Das Fündigkeitsrisiko wird anhand der thermischen Leistung P definiert wie folgt:³³
$$P = \rho_F \cdot c \cdot Q \cdot (T_i - T_0)$$

Betroffen sind vor allem hydrothermale Bohrungen, da der Erfolg des Projektes hier vom erschlossenen Thermalfluid abhängt.³⁴ Zum einen muss das Thermalfluid eine zur wirtschaftlichen Stromproduktion geeignete Fördertemperatur aufweisen, wobei die spezifische Wärmekapazität die Fähigkeit des Fluids beschreibt Wärme zu speichern;³⁵ zum anderen muss der Druck für eine adäquate Fließrate³⁶ groß genug sein.³⁷ Die Größe des Reservoirs muss ausreichen, um das Kraftwerk über die Nutzungszeit hinweg zu versorgen und einen nachhaltig langfristigen Betrieb zu gewährleisten. Bei der chemischen Zusammensetzung des Thermalfluids herrscht die Gefahr eines hohen Gehalts an gelösten Feststoffen und nicht kondensierbaren Gasen sowie korrodierender Elemente, die das Kraftwerk oder das Reservoir beschädigen können.³⁸ Die Leistung des Geothermiekraftwerks richtet sich nach der Temperatur und Fließrate des Thermalfluids. Deshalb ist es besonders wichtig, zu Beginn eines Projektes diese beiden Parameter zur Bestimmung der Fündigkeit zu definieren.

Das Fündigkeitsrisiko ist eines der bedeutendsten Risiken eines Geothermieprojektes, das sowohl in der Explorations- als auch der Bohrphase auftritt. Es beeinflusst maßgeblich den Fortgang und die Realisierbarkeit des Projektes. Mechanismen zur Absicherung dieses besonderen für die Geothermie relevanten Fündigkeitsrisikos werden in Kapitel 4 genauer analysiert.

Für ein konkretes Projektvorhaben steigen die Erfolgsaussichten mit zunehmender Anzahl von Testbohrungen in einem Gebiet. Nach den Testbohrungen kann genauer abgeschätzt werden, ob und in welchem Umfang die entsprechenden zur Stromgewinnung erforderlichen Ressourcen vorhanden sind. Das spiegelt die deutliche Abnahme des Projektrisikos durch sinkendes Fündigkeitsrisiko (Abbildung 3)³⁹ wider. Eine spätere Verwendung der Testbohrungen als Produktions- oder Reinjektionsbohrloch ist denkbar.

Ergeben Voruntersuchungen und Testbohrungen, dass das ausgewählte Gebiet nicht geeignet ist, wird das Projekt eingestellt, wobei bis dahin bereits erhebliche Kosten für die Bohrungen angefallen sein können (sunk costs).

³¹ Zuerst wird die Produktionsbohrung durchgeführt. Hier wird das heiße Wasser oder der Dampf gewonnen. Am Ende des Kreislaufes wird, je nach Ressourcenqualität und Reservoir Model, das warme oder kalte Abwasser durch das Injektionsloch wieder in die Erde injiziert.

³² Schulz, R. (2009), S. 13.

³³ Schulz, R. (2009), S.13.

³⁴ Vgl. GEOFAR (o. J.), S. 27.

³⁵ Vgl. Schulz, R. (2009), S. 17.

³⁶ Eine adäquate Fließrate des Fluids ist für die Stromgewinnung essentiell. Hierbei wird gemessen wie viel Flüssigkeit oder Gas an der Messstelle in der Zeiteinheit die Messstelle passiert.

³⁷ Vgl. Robertson-Tait, A./Henneberger, Roger/Sanyal, Subir (2008), S.12f.

³⁸ Vgl. Robertson-Tait, A./Henneberger, Roger/Sanyal, Subir (2008), S.12f.

³⁹ Vgl. Wang, Xiaoping (2012), S.vi.

Für eine abschließende Beurteilung über das Ressourcenvorkommen ist eine Produktionsbohrung unverzichtbar.⁴⁰ Die ausführliche Planungsphase generiert keine neue Information und tangiert daher das Projektrisiko zu Beginn der Produktionsbohrung nicht. Die Produktionsbohrungen geben Aufschluss über die ausreichende Quantität oder Qualität des Bohrplatzes (Fündigkeitsrisiko) und bestimmt daher die Rentabilität des Projektes. Geschätzte Temperaturen aufgrund von Daten von Bohrungen in der Umgebung können von den tatsächlich angetroffenen Werten abweichen. Dies liegt an der unterschiedlichen Wärmeleitfähigkeit der Gesteinsformationen und am konvektiven Wärmefluss, der z. B. von oberflächennahen, heißen Grundwasserleitern abgelenkt werden kann.⁴¹

Die Bohrkosten spielen bei Geothermieprojekten eine entscheidende Rolle und können bis zu 75 % der Gesamtprojektkosten betragen (siehe Abbildung 3). Da sie in einem Zeitraum anfallen, in dem die Unsicherheit über das Fortbestehen des Projektes anfangs noch erheblich ist und erst im Laufe der Bohrungen sinkt, ist das Fündigkeitsrisiko ein für Geothermieprojekte bedeutendes Risiko. Es reduziert sich mit jeder weiteren Bohrung erheblich, da die aus der ersten Bohrung gewonnenen Daten Aufschluss über die Gegebenheiten im Untergrund geben und die Prognosen z.B. auch für die Injektionsbohrung erleichtern.⁴² Das Fündigkeitsrisiko wird pro Bohrung geprüft und ihre Test-Ergebnisse kontinuierlich in das Reservoir-Model angenommen, um die Information über die Ressource zu vervollständigen. Wenn allerdings z.B. am Anfang der Bohrphase zwei bis drei Bohrungen negative Ergebnisse zeigen, dann wird das Projekt als nicht erfolgreich betrachtet und nicht mehr weiter untersucht.

Sollte ein nach zuvor definierten Kriterien, wie z.B. Förderrate und Temperatur des Fluides (siehe Kapitel 3.2.1), entsprechendes Reservoir erschlossen werden, ist ein Projekt fündig geworden. Das Fündigkeitsrisiko ist damit nicht eingetreten und es kann etwa mit der Injektionsbohrung die Realisierungsphase beginnen.⁴³

3.2.2. BOHRTECHNISCHE RISIKEN

Mit häufig 50 bis 75 % der Gesamtprojektkosten spielen Bohrkosten bei Geothermieprojekten auch Abgesehen vom Fündigkeitsrisiko eine entscheidende Rolle. Die Kosten für Bohrgeräte sind wegen der gewachsenen Nachfrage insbesondere in der Erdöl- und Erdgasindustrie stark angestiegen. Die Weltmarktpreise für Stahl treiben die Kosten ebenso wie das knappe Fachpersonal.⁴⁴ Die Durchführung der Bohrung ist mit weiteren erheblichen Risiken verbunden, die sich z. B. in unerwarteten Druckanstiegen, Fluiden und Temperaturen und einem dadurch bedingten Versagen des Bohrkopfes oder eine gesamte Instabilität des Bohrlochs äußern können.⁴⁵

Zur Absicherung all dieser Bohrrisiken werden am Markt je nach Land und Standort, Versicherungen angeboten.⁴⁶ Die Grundlagen für diese Versicherungen stammen aus der Erdöl- und Erdgasindustrie. Abgesichert wird der Projektentwickler einer Geothermieanlage von außerordentlichen, nicht einkalkulierten Ausgaben. Unter diese traditionellen Versicherungen fallen Sachschäden, Betriebsausfall, Maschinenschaden und Allgefahren-Deckung in der Montageversicherung.⁴⁷ Zudem werden Kosten zur Kontrolle des Bohrlochs, Kosten einer erneuten Bohrung aufgrund von unvorhergesehen festem Gestein, die Instandsetzungs- und Wiederherstellungskosten durch eventuelle Umweltverschmutzung etc. gedeckt.⁴⁸ Auch für im Bohrloch verlorene Werkzeuge⁴⁹ wird eine „Lost-in-Hole“-Versicherung⁵⁰ angeboten.

Tabelle 1: Erfahrung aus der Öl- und Erdgasindustrie

Die Erfahrungen aus Versicherungen in der Öl- und Gasindustrie helfen nur begrenzt bei der Strukturierung einer Fündigkeitsversicherung bei Geothermiebohrungen. Erfahrungen sowie technische Grundlagen für geothermische Bohrungen finden ihre Wurzeln teilweise in der Erdöl- und Erdgasindustrie.⁵¹ Informationen aus der Erdöl- und Erdgasexploration werden als Basis für Geothermieprojekte herangezogen. Jedoch sucht man bei einem Geothermieprojekt nach heißem Wasser

⁴⁰ Vgl. Wang, Xiaoping (2012), S.36.

⁴¹ Vgl. Robertson-Tait, A./Henneberger, Roger/Sanyal, Subir (2008), S.12f.

⁴² Vgl. Combs, J. (2006), S.8.

⁴³ Vgl. IT Power India Ltd./Mirador Consulting/ Marsh Ltd (2006), S.16.

⁴⁴ Vgl. Bericht der Bundesregierung (2009), S.11.

⁴⁵ Vgl. Sass, I./Homuth, S. (2009), S.11.

⁴⁶ Vgl. Sass, I./Homuth, S. (2009), S.11.

⁴⁷ Vgl. Combs, J. (2006), S.15-21.

⁴⁸ Vgl. Hughes, G. et al. (2004), S 26.

⁴⁹ Vgl. GtV Bundesverband Geothermie (2015c).

⁵⁰ Vgl. Richter, B./Hepp, K. (2009), S.53.

⁵¹ Vgl. GtV-Bundesverband Geothermie (2015c).

oder Dampf, welches je nach Region in anderen Tiefen gesucht wird. In Deutschland wird z.B. Erdgas in höher liegenden tektonischen Schichten gesucht die eine geringere Bohrtiefe erfordern. Die vorliegenden Daten dieser Explorations können daher nur in gewissem Maße Aufschluss über die tatsächlichen Gegebenheiten des für die Geothermie relevanten Untergrundes geben. Dennoch liefern diese Daten wichtige Informationen zur Bestimmung geothermisch günstiger Regionen und reduzieren das Explorationsrisiko. Das Risiko einer Nicht-Fündigkeit von genügend heißem Thermalfluid kann allerdings nicht ausgeschlossen werden.⁵²

Angebot- und Nachfrageseite in der Kohlenwasserstoffindustrie konnten sich stetig entwickeln, die gegenseitigen Risiken Zug um Zug verstehen und darauf reagieren. Die Entwicklung in der Geothermie-Branche erfolgt anders. Die Nachfrage hat heute schon ein hohes Niveau erreicht. Eine langsame Anpassung des Angebotes wird daher schwierig sein und ist auch vor dem Hintergrund klimapolitischer Ziele nicht wünschenswert.⁵³ Während die Risiken in Verbindung mit Bohrungen in der Erdöl- und Erdgasindustrie von Finanz- und Versicherungsinstitutionen aufgrund der langen Branchenerfahrungen gut verstanden werden, erzeugen Geothermieprojekte ein noch unbekanntes, potentiell höheres einzuschätzendes Risiko. Dieses entsteht durch die geringere Erfahrung und den Umgang mit höheren Temperaturen, korrodierenden Fluiden, härterem Gestein, einem größeren Bohrlochdurchmesser aufgrund der höheren Förderrate und einer noch neuen Stimulationstechnologie.⁵⁴ Die Kosten einer Geothermiebohrung können um das Zwei- bis Fünffache höher sein im Vergleich zu einer Erdöl- und Erdgasbohrung.⁵⁵ Hinzu kommt eine längere Amortisationszeit bei Geothermieprojekten, die bei Erdöl- und Erdgasprojekten aufgrund der hohen Verkaufspreise und dem sofort veräußerbaren Rohstoff relativ gering ist.⁵⁶ Die lange Amortisationszeit und der hohe Investitionsbedarf unter Risiko zu Beginn eines Geothermieprojektes sowie jedes weitere Risiko, das Verzögerungen oder Kostenerhöhungen nach sich führen kann, gefährdet die wirtschaftliche und finanzielle Tragfähigkeit des Projektes.

Zudem ist die Marktstruktur der Geothermiebranche durch eine hohe Anzahl an mittelständischen Unternehmen gekennzeichnet. Im Gegensatz zur Erdöl- und Erdgasindustrie, deren Branche sich grundlegend durch große Unternehmen mit einer stärkeren Kapitalstruktur charakterisiert.⁵⁷ Der Bedarf einer Versicherung ist für die Erdöl und Erdgasindustrie aus diesem Grund nicht so ausgeprägt und auch am Markt nicht verfügbar. Statistisch ist in der Öl- und Gasindustrie nur jede 10. bis 13. Bohrung fündig, im Sinne eines erschlossenen Erdöl- bzw. Erdgasreservoirs. Das heißt, die Erfolgswahrscheinlichkeit liegt bei zehn Prozent oder weniger. Die Prämie für eine solche Versicherung und das Risiko wären sehr hoch. Das Fündigkeitsrisiko ist in diesem Fall nicht versicherbar. In Bezug auf Geothermiebohrungen in Deutschland wird die Erfolgswahrscheinlichkeit deutlich über 80% geschätzt, d. h. im Umkehrschluss für Deutschland, dass die Ausfallwahrscheinlichkeit deutlich unter 20% prognostiziert wird und eher versicherbar erscheint. In den USA wird nicht so tief gebohrt, und die erschlossenen Felder sind größer. In einem Konzessionsgebiet werden bis zu 30 Bohrungen getätigt. Die Erfolgswahrscheinlichkeit beträgt hier statistisch ca. 2/3. Aufgrund der Tatsache, dass Bohrungen dort günstiger sind, ist oft gebohrt worden, ohne genaue Vorerkundungen durchzuführen. Die Bohrungen sind preiswerter, da sie nicht abgelenkt werden und eine geringere Tiefe haben. Zum anderen wird dort bei einem objektiven Misserfolg der Bohrung diese trotzdem noch genutzt, z. B. als „Temperature Gradient Well“, zur Bestimmung des Temperaturgradienten.

3.3. KONSTRUKTIONSPHASE

Mit erfolgreichen Bohrungen und nach Feststellung der Fündigkeit eines Projektes kann mit der Konstruktion (inkl. Start-up Phase) des geothermischen Kraftwerkes begonnen werden. Während dieser Phase bestehen typischerweise Risiken, wie sie bei anderen Infrastruktur- oder Technologieprojekten ebenfalls bekannt sind, z.B. das der Zeit- und Kostenüberschreitung. Zur Absicherung dieser Risiken können entsprechende Versicherungen, wie z.B. eine Bauleistungsversicherung und Montageversicherung (construction/erection all risks), abgeschlossen werden. Am Bau des Geothermiekraftwerkes werden verschiedene Unternehmen beteiligt sein. Hier bildet sich ein Gegenparteirisiko. Die Gegenpartei hat für

⁵² Vgl. GtV-Bundesverband Geothermie (2015c).

⁵³ Vgl. GEOFAR (o. J.), S. 22.

⁵⁴ Vgl. IT Power India Ltd./Mirador Consulting/ Marsh Ltd (2006), S.21

⁵⁵ Vgl. Teodoriu, C./Fichter, C. (2010), S.87

⁵⁶ Vgl. Wang, Xiaoping (2012), S. vii-x

⁵⁷ Vgl. Bericht der Bundesregierung (2009), S.11

Performancemängel einzustehen. Abgesichert wird dieses Risiko häufig durch Performance-Garantien ggf. verbunden mit Schadenersatzansprüchen.⁵⁸

3.4. BETRIEBSPHASE

Risiken im Zusammenhang mit der Inbetriebnahme und dem Betrieb des Kraftwerks sind in der Regel ebenfalls vergleichbar mit anderen Kraftmaschinen Technologien. Diebstahl oder Beschädigungen, z. B. durch Feuer, können durch Standardversicherungen abgesichert werden.⁵⁹ Im Marktrisiko inbegriffen sind sowohl das Nachfrage- als auch Preisrisiko. Das Preisrisiko wird typischerweise durch Power Purchase Agreements (PPA) gemindert. In Deutschland greift das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) mit seinen festen Einspeisevergütungen. Für die Stromproduktion aus Geothermieanlagen sind dies EUR 25,2 Cent pro Kilowattstunde.⁶⁰ Auch das Nachfragerisiko wird durch die Vorschrift des EEG zur vorrangigen Einspeisung des Stroms aus erneuerbaren Energien⁶¹ abgedeckt. In Ländern ohne vergleichbare rechtliche Vorschriften spielt der Preis im Vergleich zu konventionellen Energieträgern, wie Kohle, Öl, Gas und Kernenergie, eine entscheidende Rolle.⁶²

Ein Ressourcenrisiko im klassischen Sinne⁶³ ergibt sich bei Geothermieprojekten nicht. Unter der Voraussetzung eines ausreichenden Reservoirs ist Erdwärme (wenn erschlossen) nach menschlichem Ermessen dauerhaft verfügbar. Jedoch auch wenn die Fündigkeit eines Geothermieprojektes festgestellt wurde, bleibt in der Betriebsphase ein Restrisiko, dass die Ressource nicht nachhaltig zur Verfügung steht.

4. ABSICHERUNG VON FÜNDIGKEITSRISIKEN

Grundsätzlich wägt der Projektentwickler ab, ob er sein Eigenkapital nutzt um das Fündigkeitsrisiko durch eine höhere Anzahl von Bohrungen zu geringeren Kosten selber zu tragen. Allerdings brauchen die in der Geothermiebranche aktiven Unternehmen zur Finanzierung der Projekte üblicherweise Investoren, wie z.B. Banken. Um Kapital bereitzustellen fordern Investoren bis zu einem gewissen Grad die Absicherung der Investition gegen größere Risiken. Banken gewähren keinen Kredit, wenn sie befürchten müssen, dass der Kreditnehmer im Falle der Nicht-Fündigkeit zahlungsunfähig wird. Damit rückt die Absicherung gegen Fündigkeitsrisiken in eine zentrale Rolle für das Zustandekommen von Geothermieprojekten. Das folgende Kapitel zeigt verschiedene Herausforderungen und Ansätze bei der Absicherung des Fündigkeitsrisikos auf. Dabei dient das Moral-Hazard-Modell als theoretische Grundlage der Anreizstrukturen für die Versicherungslösung.

4.1. GRUNDPROBLEM DES MORALISCHEN RISIKOS (MORAL-HAZARD)

„Der Begriff des ‚moralischen Risikos‘ (Moral-Hazard) stammt ursprünglich aus der Versicherungsindustrie. Er bezeichnet das zusätzliche Schadensrisiko, das der Versicherung entsteht, wenn der Versicherte nach Versicherungsabschluss nicht mehr die nötige Sorgfalt aufwendet, um Schaden zu vermeiden.“⁶⁴

Bohrtechnische Versicherungen sind marktüblich erhältlich und werden vom Bohrunternehmen, auch gegebenenfalls in Kooperation mit dem Auftraggeber, abgeschlossen (Kapitel 3.2.2). Ein moralisches Risiko herrscht bereits während der Bohrphase. Das Bohrunternehmen könnte während der Bohrphase höhere Risiken eingehen, die es nicht akzeptieren würde, hätte es keine Versicherung abgeschlossen. Die Versicherung kann auf diesen Umstand im ersten Schritt durch ein Angleichen der Interessen der Projektbeteiligten reagieren, damit z. B. Versicherer und Versicherte durch hohe Selbstbehalte das gleiche Interesse verfolgen. Im zweiten Schritt kann nur mit Kontrolle reagiert werden. Für das Beispiel einer Fündigkeitsversicherung bedeutet das: Es wird ein unabhängiger, sachkundiger Kontrolleur benötigt, der die Bohrprotokolle prüft und über alle die Fündigkeit potenziell betreffenden Entscheidungen auf der Bohranlage informiert wird. Nur so lässt sich erkennen, ob ein außergewöhnliches Risiko seitens des

⁵⁸ Vgl. IT Power India Ltd./Mirador Consulting/ Marsh Ltd (2006), S.16.

⁵⁹ Vgl. IT Power India Ltd./Mirador Consulting/ Marsh Ltd (2006), S.16.

⁶⁰ Vgl. § 48 EEG (2014).

⁶¹ Vgl. § 8 Abs.1 EEG 2014.

⁶² Vgl. IT Power India Ltd./Mirador Consulting/ Marsh Ltd (2006), S.17.

⁶³ Vgl. IT Power India Ltd./Mirador Consulting/ Marsh Ltd (2006), S.16.

⁶⁴ Banner, C.E. (2005), S.69.

Bohrunternehmens bzw. der Projektgesellschaft übernommen wird, das Rückschlüsse auf Moral-Hazard zulässt. Bohrtechnische Risiken werden durch eine Fündigkeitsversicherung jedoch nicht abgedeckt. Das vertragsgemäße Bohrziel muss erreicht werden. Erst dann kann die Fündigkeit durch entsprechende Testverfahren bestimmt werden. Folglich wird nicht der Weg besichert, sondern das Ziel. Das Risiko eines veränderten Risikoverhaltens, das während der Bohrphase auftreten kann, wird aus diesem Grund in diesem Paper nicht weiter betrachtet.

Nun stellt sich die Frage, ob Moral-Hazard auch in Situationen auftreten kann, die außerhalb der Bohrphase liegen und einen Einfluss auf die Fündigkeit haben. Steht der Bohrplatz fest und ist ein bestimmtes Bohrziel definiert, so ist auch das Fündigkeitsrisiko fixiert. Deshalb ist es interessant, Anreize zur Wahl des am besten geeigneten Bohrplatzes zu setzen. Um dem Problem von Moral-Hazard grundlegend entgegenzuwirken, muss, wie bereits erwähnt, schon zu Beginn des Projektes ein „Alignment-of-Interest“ generiert werden, d.h. die Interessen der Versicherung müssen mit denen der Projektbeteiligten übereinstimmen. Neben dem Instrument des Selbstbehaltes wird zudem auf das Management geachtet. Track Record, Erfahrungen aus der Zusammenarbeit mit dem Projektentwickler und das Gesamtkonzept müssen bestimmten Mindestanforderungen genügen. Ebenso wird auf die ausführenden Beteiligten und Firmen geachtet. Beispielsweise richtet sich das Augenmerk auf den aktuellen „Stand der Technik“. So gibt es bestimmte Anforderungen an Voruntersuchungen der Lagerstätte in Form von 3-D-Seismiken und geologischen sowie geophysikalischen Untersuchungen. Einen geeigneten Bohrplatz etwa in Deutschland zu finden, ist nicht einfach. Das Land muss genehmigungstechnisch verfügbar sein und gekauft werden. Zudem muss der Bohrplatz mit dem zuvor definierten Ziel des Geothermieprojektes in Einklang gebracht werden. Probleme kann es bei Naturschutzgebieten, Dörfern oder in der Nähe von Flüssen geben. Jedoch müssen die Bohrungen oberirdisch mit einer Leitung (Pipeline) verbunden sein, die sehr heiß ist. Eine Leitung zwischen fast zwei km voneinander entfernten Bohrungen zu bauen, ist z.B. in Deutschland genehmigungs- und eigentumstechnisch jedoch sehr schwierig. Um auf diese Situation zu reagieren und Platz zu sparen, werden die Bohrungen im Regelfall abgelenkt. Letzten Endes ist die genaue Wahl des Bohrplatzes praktisch immer ein Kompromiss.

Die Versicherung trägt nun einen größeren Teil des Risikos und erhält zur Entschädigung eine Risikoprämie. Diese Risikoaufteilung ist dann effizient, wenn moralische Risiken ausgeschlossen werden können und wenn angenommen werden kann, dass die Versicherung eine geringere Risikoaversion hat und ihr Portfolio besser diversifizieren und eventuelle Verluste eher ausgleichen kann. Es ergibt sich ein Zielkonflikt zwischen optimalem Arbeitseinsatz des Projektentwicklers und optimaler Risikoversicherung. Ein optimaler Vertrag sollte geeignete Anreize setzen und dadurch eine höchstmögliche Interessenübereinstimmung schaffen.⁶⁵ Auf diesen Anspruch wird im Fall der Versicherung u. a. durch eine Selbstbeteiligung des Versicherten eingegangen. Oft fordert die Versicherung ein Gutachten über die Erfolgswahrscheinlichkeit der Bohrung.⁶⁶ Mit Blick auf die Fündigkeitsversicherung sind sowohl private als auch öffentliche Akteure tätig. Für eine ganze Reihe von Risiken bietet der private Sektor bereits viele Lösungsansätze. Entwicklungs- und Förderbanken engagieren sich mit dem Ziel, für die Gesellschaft vorteilhafte Investitionen zu ermöglichen, die derzeit für den Privatsektor nicht attraktiv sind. Für eine effiziente Risikoverteilung sollte nun derjenige Akteur, der das Risiko am besten einschätzen und beeinflussen kann, es auch im Wesentlichen tragen. Allein die Tatsache, dass das Fündigkeitsrisiko nicht versicherbar ist, bedeutet nicht zwingend, dass der Staat es sinnvoller Weise tragen sollte. Für den Staatseingriff sollten notwendige und Erfolg versprechende „Marktverbesserungen“ im Vordergrund ausschlaggebend sein.⁶⁷

4.2. ANSÄTZE ZUR REDUZIERUNG VON FÜNDIGKEITSRISIKEN

Ein sehr breiter Ansatz, der auf Kompensation im Allgemeinen und nicht spezifisch auf das Fündigkeitsrisiko abzielt, ist ein erhöhter Einspeisetarif für Strom aus Geothermie. Andere Maßnahmen sind Steuervergünstigungen, Stromproduktionsportfolio - sogenannte Renewable Portfolio Standards (RPS) - oder die Entwicklung adäquater Infrastruktur (z.B. Netzausbau). Durch die Kompensation und/oder geringeres Abnahmerisiko sollen private Unternehmen ermutigt werden, das Fündigkeitsrisiko zu übernehmen. Diese Anreize werden meist erst in späteren Projektphasen realisiert. Diese Maßnahmen stellen daher meist nicht einen ausreichenden Anreiz dar um die Risiken in der Explorations- und Bohrphase zu übernehmen, werden aber oft ergänzend eingesetzt.

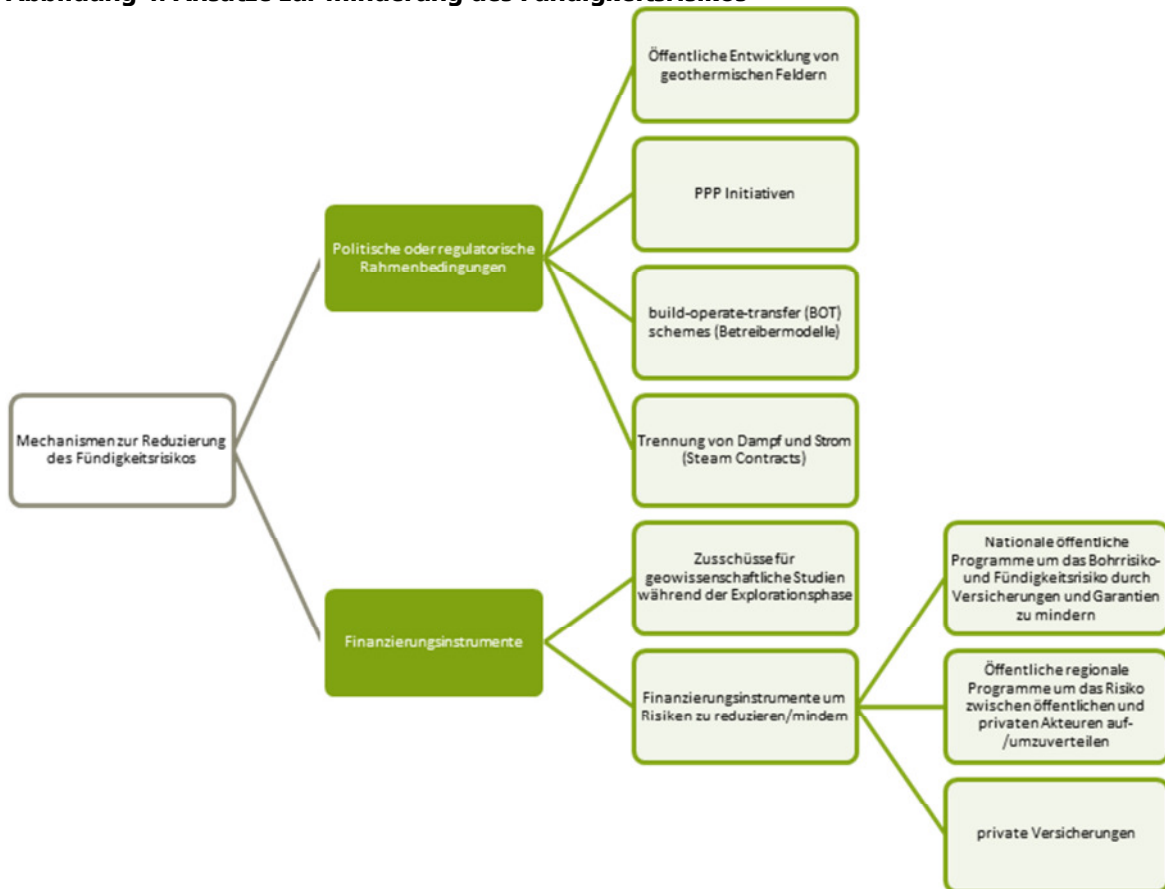
⁶⁵ Vgl. Bannier, C.E. (2005), S.15.

⁶⁶ Vgl. KfW-Merkblatt „Fündigkeitsrisiko Tiefengeothermie“ (2009), S.3f.

⁶⁷ Uwe Ohls/Ulf Moslener (2011).

In der Praxis gibt es hauptsächlich zwei unterschiedliche Ansätze zur Minderung des Fündigkeitsrisikos: i) Entwicklung der politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen; und ii) öffentliche oder private Finanzinstrumente (siehe Abbildung 4).

Abbildung 4: Ansätze zur Minderung des Fündigkeitsrisikos



Die **Entwicklung der politischen und regulatorische Rahmenbedingungen** hat zum Ziel, dass öffentliche Unternehmen das Explorations-, Bohrrisiko oder Fündigkeitsrisiko übernehmen um die Rahmenbedingungen für den Privatsektor attraktiver zu gestalten. Dafür stehen dem Staat mehrere Maßnahmen zur Verfügung. Je nach Ausgestaltung der Ansätze variiert die Beteiligung von öffentlichen und privaten Akteuren und die Aufteilung des Risikos zwischen den Akteuren in den verschiedenen Projektphasen. Typischerweise wird das Risiko auf die Partei verlagert, die besser in der Lage ist, das Risiko in der jeweiligen Projektphase zu übernehmen.

Die *öffentliche Entwicklung von geothermischen Feldern* hat zum Beispiel das Ziel die Erkundung geothermischer Ressourcen weiter voranzutreiben. Dabei können z.B. Oberflächenbeobachtungen und Probebohrungen durchgeführt werden. In diesem Falle handelt der öffentliche Sektor, wie ein geothermischer Entwickler entweder direkt durch Staatsunternehmen oder durch staatlich unterstützte Unternehmen. Das Explorations- und Bohrrisiko wird hier komplett von staatlicher Seite getragen.

Alternativ können solche Risikoabsicherungsmechanismen über *Public-Private Partnerships (PPP Initiativen)* umgesetzt werden. Die finanzielle Struktur des PPP sieht jeweils Eigenkapitalbeiträge des öffentlichen, als auch des privaten Partners für Projekte vor, die traditionell durch den öffentlichen Sektor finanziert wurden. Die Ausgestaltung des PPP beeinflusst, ob das Bohr- und Fündigkeitsrisiko von staatlicher und/oder privatwirtschaftlicher Seite getragen wird. Ein PPP hat typischerweise das Ziel eine Hebelwirkung auf Investitionen des Privatsektors auszuüben und private Gelder zu mobilisieren.

Die *Build-operate-transfer (BOT) Schemes* – sogenannte Betreibermodelle – stellen ein Arrangement dar, bei dem öffentliche Unternehmen das Explorations-, Bohr- und Fündigkeitsrisiko übernehmen.⁶⁸

⁶⁸ Dolor (2006).

Privatunternehmen übernehmen die Planung, Bau, Betrieb und Instandhaltung von der geothermischen Anlage. Im Gegensatz zu einem PPP wird anschließend allerdings das Eigentum in der Regel auf den öffentlichen Sektor übertragen. Dieser Ansatz kann darauf abzielen private Gelder für Geothermieprojekte zu mobilisieren oder kann eine strategische Entscheidung sein private Investitionen zu nutzen um eigene öffentliche Gelder anderweitig zu investieren.

Durch die *Trennung der Dampf- und Stromproduktion (steam contracts)* entstehen zwei weitgehend getrennte Einheiten eines Geothermieprojektes. Eine Partei ist für die Erzeugung des Produktes, Dampf, verantwortlich. Der Verkauf des Dampfes wird durch einen Abnahmevertrag an den Stromproduzenten garantiert. Eine „take or pay“-Klausel verringert das Abnahmerisiko des Verkäufers des Dampfes, da der Stromproduzent zur Zahlung des bereitgestellten Dampfes verpflichtet wird, unabhängig davon, ob er den Dampf auch tatsächlich annimmt. Bei dieser Konstellation ist der Dampfproduzent entweder ein öffentliches oder privates Unternehmen, das das gesamte Ressourcenrisiko einschließlich des Fündigkeitsrisikos trägt. Der Stromproduzent (öffentlich oder privat) hingegen ist lediglich für die konventionellen Finanzierungsrisiken und den Bau des Kraftwerkes verantwortlich. Idee ist die Trennung von Anfangs- und Schlussrisiken und der Einsatz der für jede Phase am besten geeigneten Partei im Sinne des „best practice“. Risiken dieser Konstruktion gelangen darin zum Ausdruck, dass der Stromproduzent finanzielle Probleme hat, den Dampfproduzenten zu bezahlen, oder der Dampfproduzent auf der anderen Seite nicht genügend Dampf, wie zuvor vereinbart, bereitstellt.⁶⁹ In den meisten Märkten werden die beiden Aktivitäten jedoch vereint.⁷⁰ De facto wird hier das Fündigkeitsrisiko einfach auf den Dampfproduzenten verschoben. Ist dies ein öffentliches Unternehmen, könnte man das als eine Form von staatlicher Risiko-Übernahme betrachten.

Markt-Rahmenbedingungen, die auf Minderung des Fündigkeitsrisikos abzielen sind denkbar, aber mitunter komplizierter. Ein Beispiel könnte ein Eingriff in die Marktstruktur sein, wenn die Gefahr besteht, dass Marktmacht auf der Strom-Abnehmer Seite (Netzbetreiber) dazu führt, dass ein Geothermie-Projekt bereits vor der Explorations- und Bohrphase ein verpflichtendes PPA eingehen muss, um den Stromverkauf zu einem vereinbarten Preis zu sichern. Dadurch besteht das Risiko, dass das Geothermie-Projekt im Falle der nicht-Fündigkeit auch noch mit Schadenersatzansprüchen des Stromabnehmers rechnen muss.

Die **öffentlichen und privaten Finanzierungsinstrumente** haben entweder zum Ziel durch *Zuschüsse* geowissenschaftliche Studien zu finanzieren und somit das Explorations- und Bohrrisiko durch Informationsgewinn zu reduzieren, oder durch *Garantien und Versicherungen* auf nationaler oder regionaler Ebene entweder öffentlichen und/oder privaten Akteuren einen Anreiz zu bieten das Risiko von Geothermieexplorations- und Erweiterungsbohrungen zu teilen oder zu übernehmen.

Staatliche Zuschüsse für die Exploration entsprechen einer Kostenteilung der Explorationsmaßnahmen zwischen öffentlichem und privatem Sektor. Diese haben zum Ziel, dass der öffentliche Sektor einen Teil des Risikokapitals für die Frühphasen während der Explorationsbohrungen bereitstellt, um die verbleibenden Mittel aus privaten Quellen zu mobilisieren. Zudem reduzieren Explorationsmaßnahmen sowie umfassende, etwa landesweite Geothermie-Erkundungsprogramme das Anfangsrisiko für die einzelnen Vorhaben, da das Projekt bereits auf Basis eines höheren Informationsstandes beginnt.

Sogenannte *„Risikoabsicherungsfonds“* dienen zur Absicherung des Fündigkeitsrisikos bei Geothermieprojekten und basieren auf dem „Versicherungsgedanken“. Der hohe risikobehaftete Kapitaleinsatz für die Bohrungen soll abgesichert werden. Im Fall der Nicht-Fündigkeit wird ein Teil der Kosten erstattet. Im Falle der Fündigkeit erfolgt die Zahlung der Risikoprämie an den Fonds. Diese Fonds funktionieren als Versicherungsmodell mit einer staatlich subventionierten Risikoprämie, im Vergleich zu Garantien, die einen Anreiz zur Übernahme höherer Risiken schaffen. Diese Struktur erlaubt eine effiziente Ausnutzung des Budgets und generiert Einnahmen aus dem Zufluss von Risikoprämien. Mit Reifung der Branche und gesammelten Erfahrungen wird die Nachfrage nach solchen Fonds abnehmen.⁷¹

Das Feld der Geothermie mit all seinen Besonderheiten und Risiken wird erst seit kurzem von der privaten Versicherungsbranche bearbeitet. Daher werden viele traditionelle Produkte der Erdöl- und Erdgasindustrie auch für Geothermieprojekte angeboten.⁷² Es gibt allerdings einen Bedarf an individuell auf die Geothermie zugeschnittenen Lösungen. Das Konzept einer *privaten Fündigkeitsversicherung* für

⁶⁹ Vgl. Wang, Xiaoping (2012), S. vii-x.

⁷⁰ Vgl. Ritchie, D. (2011), S.31.

⁷¹ Vgl. Wang, Xiaoping (2012), S. vii-x.

⁷² Siehe Tabelle 1 für den Vergleich zwischen Geothermie und der Erdöl- und Erdgasindustrie.

geothermische Tiefenbohrungen geht auf die besonderen Risiken eines Geothermieprojektes ein und stellt ein *privatwirtschaftliches Konzept zur Risikoübernahme* dar. Eine Versicherung kann grundsätzlich die Kapitalkosten eines Unternehmens senken und die Liquidität dadurch erhöhen, dass im Versicherungsfall der finanzielle Schaden verkleinert wird. Damit ein Versicherungsunternehmen ein bestimmtes Risiko im Austausch für eine Risikoprämie übernimmt, muss es genügend Daten über das Projekt zur Berechnung von Eintrittswahrscheinlichkeiten haben. Anhand von Wahrscheinlichkeitsmodellen soll so das unkalkulierbare Risiko quantifiziert werden.⁷³ Typischerweise wird die entsprechende Versicherung anhand jedes Projektes individuell strukturiert, was in höhere Preise (Gebühren für eingesetztes Risikokapital, Risikoprämie, administrative Kosten)⁷⁴ und restriktive Klauseln münden kann. Eine Teilfündigkeit liegt dann vor, wenn die Nutzung des erschlossenen Reservoirs mittels eines anderen Konzeptes technisch realisierbar ist. Im Falle einer Versicherung kann das Projekt durch eine Teilauszahlung der Versicherungssumme schließlich dennoch wirtschaftlich sein. Am Markt sind Versicherungen zur Absicherung dieses Risikos erhältlich. Schwierig gestaltet sich die Versicherung für Projekt in Regionen mit geringer Datenbasis der geologischen Begebenheiten aufgrund von minimaler geothermischer Erfahrung und dem Einsatz neuer Technologien, wie etwa den *enhanced geothermal systems* (EGS).⁷⁵ Grundlegend gibt es keine Beschränkung der Versicherungssumme. Die jeweilige Police ist verhandelbar und hängt von der Risikoeinschätzung sowie von den persönlichen Absicherungswünschen des Projektinhabers ab. Ein Selbstbehalt ist üblich um das zuvor erwähnte moralische Risiko zu mindern. Häufig liegt der Selbstbehalt bei 10 % der Schadenssumme, mindestens jedoch EUR 500.000. Eine Fündigkeitsversicherung übernimmt typischer Weise nur das Restrisiko, nicht fündig zu werden. Zuvor müssen alle Parameter, die beeinflussbar sind und zu einem Misserfolg des Projektes führen können, ausgeschlossen werden. Dies geschieht z. B. durch Voruntersuchungen in Form von 3D-Seismiken und einer sorgfältige Bohrplanung. Zu Beginn der Entwicklung einer Fündigkeitsversicherung stellt sich die Frage, welche Parameter versichert werden sollen. Das Problem besteht darin, dass der Projektentwickler seinen „business case“⁷⁶ versichert haben möchte. Dies wäre allerdings zu risikoreich und ist aus diesem Grund nicht oder nur zu einer sehr hohen Prämie versicherbar. Nun wird versucht, ein Szenario zu definieren, unter dem das Projekt noch wirtschaftlich tragfähig ist. Abgrenzungsprobleme erschweren die Definition eines geeigneten Szenarios. In die Überlegungen fließen verschiedene Faktoren ein. Betrachtet werden nicht nur geologische Daten, sondern auch Informationen, z. B. über den Fernwärmenetzausbau bei Wärmeprojekten und wirtschaftliche Gesichtspunkte. Auch die Bohrtechnik erscheint hier ausschlaggebend. Möglichkeiten eines Teilschadens werden ebenfalls in die Überlegungen involviert. Dies ist der Fall, wenn die erzielte thermische Leistung den angestrebten Wert unterschreitet, aber dennoch eine wirtschaftliche Nutzung des Projektes erlaubt. Zum einen ist die Auszahlung eines Teils der Versicherungssumme möglich, um die Wirtschaftlichkeit des Projektes wieder sicherzustellen. Zum anderen kann der Fall eintreten, dass die thermische Leistung nicht zur Stromproduktion ausreicht. Hier ist darüber nachzudenken, ob ein Stromprojekt auf ein reines Wärmeprojekt reduziert werden kann. Der zu erwirtschaftende Ertrag dürfte nicht hoch sein, garantiert aber die Wirtschaftlichkeit des Projektes. Diese Szenarien können als „*Teilfündigkeit*“ bezeichnet werden. Sofern ähnliche Bohrungen in gleicher geologischer Formation erfolgreich waren, lassen sich Erfolgswahrscheinlichkeiten für die Zielparameter für ein neues Projekt ableiten.

Maßgeblich für die Versicherung ist, dass eine so genannte *probability of success* (POS)-Studie von einer unabhängigen Institution erstellt wird, wie zum Beispiel das Leibnitz-Institut in Deutschland, das neben Erfahrung in der Tiefengeothermie auch Zugang zu den Bohrchiven der Erdölkonzerne hat. Auch der Landesgeologische Dienst kann in Deutschland Auskunft über die Beschaffenheit der geologischen Ressource erteilen. Die Abschätzung der Erfolgswahrscheinlichkeit durch die POS-Studie dient als Grundlage, um eine Versicherungsprämie berechnen zu können. Die Prämie kann zwischen 4 bis 20% der Bohrkosten ausmachen. Entscheidend für die Berechnungen sind das Fündigkeitsrisiko und die vom Projektentwickler angestrebte thermische Leistung.

⁷³ Vgl. IT Power India Ltd./Mirador Consulting/ Marsh Ltd (2006), S.51.

⁷⁴ Vgl. IT Power India Ltd./Mirador Consulting/ Marsh Ltd (2006), S.35.

⁷⁵ Vgl. GtV-Bundesverband Geothermie (2015c).

⁷⁶ „Business Case“ wird definiert als optimales Szenario unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten für den Projektentwickler.

Tabelle 2 Mechanismen zur Reduzierung des Fündigkeitsrisikos

Mechanismen zur Reduzierung des Fündigkeitsrisikos		Beispiele (NAME, LAND)
Politische und Regulatorische Rahmenbedingungen	Öffentliche Entwicklung von geothermischen Feldern	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nicaragua ▪ Kenia ▪ Türkei
	PPP Initiativen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Seulawah Agam (Indonesien)
	build-operate-transfer (BOT) Schemes (Betreibermodelle)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Miravalles III (Costa Rica) ▪ Leyte (Phillipines)
	Trennung von Dampf und Strom (Steam Contracts)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Seulawah Agam (Indonesien) ▪ Guatemala (Instituto Nacional de Electrificación - Dampfproduktion / Ormat - Kraftwerksbetrieb)
Finanzierungsinstrumente	Zuschüsse für geowissenschaftliche Studien während der Explorationsphase	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ARGEO Programm (Äthiopien, Eritrea, Dschibuti, Kenia, Uganda und Tansania) ▪ National Energy Fund (Island) ▪ World Bank GDDP ▪ Japan Agency of Industrial Science and Technology (AIST) und New Energy Development Organization (NEDO) (Indonesien und Philippinen) ▪ Explorationsprogramm (Chile) ▪ GEOFAR (Geothermal Finance and Awareness in European Regions) ▪ GeoFund Programm der Weltbank (Europa und Zentralasien): Geological Risk Insurance (GRI) ▪ USA (subventionierte Explorationsmaßnahmen)
	Öffentliche Nationale Programme mit dem Ziel das Bohr- und Fündigkeitsrisiko durch Garantien und Versicherungen zwischen öffentlichen und privaten Akteuren aufzuteilen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Schweiz ▪ Frankreich (Bohrisiko und Fündigkeitsrisiko) ▪ Island ▪ USA (staatliche Kreditgarantien) ▪ Chile ▪ Mexico ▪ GEOFAR (Geothermal Finance and Awareness in European Regions): GeoRimi
	Öffentlich Regionale Programme um das Risiko zwischen öffentlichen und staatlichen Akteuren umzuverteilen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Geothermal Risk Mitigation Facility (Ostafrika) ▪ GDF ▪ GeoFund
	Private Versicherungen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ MunichRe Produkt: private Projekt-spezifische Versicherungspolice (Deutschland) ▪ Dänemark ▪ Österreich

5. BEISPIELE FÜR MECHANISMEN ZUR ABSICHERUNG DES FÜNDIGKEITSRISIKOS

Im Folgenden sollen einige Absicherungsmechanismen konkret vorgestellt werden. Die Umsetzung der Ansätze unterscheidet sich von Land zu Land bezüglich der Beteiligung und Risikoübernahme des öffentlichen und privaten Sektors in den verschiedenen Projektphasen. Typischerweise übernimmt die Partei das Risiko die am Besten in der Lage ist, das Risiko in der jeweiligen Projektphase zu übernehmen. Daher müssen die Mechanismen zur Absicherung und/oder Reduzierung des Fündigkeitsrisikos kontextspezifisch analysiert werden.

Zunächst betrachtet dieses Kapitel Indonesien und Kenia, zwei wichtige Geothermieregionen. Wie in den vorhergehenden Kapiteln angesprochen, wurde das Fündigkeitsrisiko von Tiefengeothermiebohrungen in

den meisten Fällen aufgrund fehlender privatwirtschaftlicher Bereitschaft zumindest zum Teil von staatlicher Seite übernommen.⁷⁷ Am Beispiel von Kenia und Indonesien wird auch aufgezeigt, aus welchen Gründen ein privatwirtschaftliches Konzept nicht erfolgte. Anschließend werden weitere Beispiele aus aller Welt mit staatlicher und/oder privatwirtschaftlicher Risikoübernahme vorgestellt. Dabei zeigt sich, dass viele Länder nicht nur einzelne Maßnahmen zur Absicherung des Fündigkeitsrisikos einsetzen, sondern eine Kombination mehrerer Ansätze.

5.1. ERFAHRUNG MIT ABSICHERUNGSMECHANISMEN IN INDONESIA

Das als PPP strukturierte Projekt in Seulawah Agam befindet sich noch in seiner Anfangsphase. Dabei bildet die Regierung von Aceh⁷⁸ den öffentlichen Teil des PPP und agiert über das staatliche Unternehmen Perusahaan Daerah Pembangunan Aceh (PDPA). Die Ausschreibung für die Vergabe der Konzession an ein privates Unternehmen hat bereits stattgefunden. Als Sieger der Ausschreibung hat sich das Unternehmen Pertamina Geothermal Energy (PGE) herauskristallisiert, welches als Tochterunternehmen von PT Pertamina zwar eine staatliche Eigentümerstruktur hat, jedoch in seiner Rechtsform privatwirtschaftlich ist und somit den privaten Teil des PPP bildet. Das Projekt befindet sich noch innerhalb des Vergabeverfahrens.

Die Durchführung des Projektes, inklusive Durchführung der Vorstudien, der Bohrungen und dem späteren Bau des Kraftwerks, übernimmt die Projektgesellschaft namens GESAC. Ein PPA soll mit dem staatlichen Stromproduzenten PLN verhandelt werden. Die Finanzielle Struktur des PPP sieht jeweils Eigenkapitalbeiträge des öffentlichen, als auch des privaten Partners vor. Auf Seite des privaten Partners soll neben dem Eigenkapital auch ein Kredit zur Finanzierung der Projektgesellschaft GESAC bereitgestellt werden. Auf öffentlicher Seite gibt es eine Option auf einen Kredit durch die KfW. Diese Darlehensmittel in Höhe von EUR 56 Millionen sollen später zur Finanzierung von Produktionsbohrungen und des Kraftwerksbaus genutzt werden. Die Gewährung des Kredites ist an die Feststellung der Fündigkeit und die anschließende Nutzung der geothermischen Ressource gebunden.

Aktuell ist von der Bundesregierung Deutschland/KfW ein Budget von EUR 7,72 Millionen in Form eines Zuschusses für das Projekt vorgesehen. EUR 7 Millionen sollen als Zuschuss über die indonesische Regierung und schließlich über die Regierung von Aceh und PDPA in das Projekt von Seulawah Agam für Explorationsbohrungen und Machbarkeitsstudien fließen. Sie werden zum Eigenkapitalbeitrag des öffentlichen Teils des PPP gezählt. Die restlichen EUR 0,72 Millionen stehen für Trainingsmaßnahmen und Beratungsleistungen zur Verfügung. Eingesetzt werden diese Mittel u.a. zum Know-how-Aufbau des öffentlichen Teils des PPP, der Regierung von Aceh und zur Finanzierung des Beraters, welcher eine wichtige Rolle zur Minderung von allgemeinen wirtschaftlichen und rechtlichen Risiken während des Vergabeverfahrens spielt und so bei dem Projektkonzept risikomindernde Elemente einfließen lässt. Das Fündigkeitsrisiko wird durch die Struktur des PPP sowohl von staatlicher als auch von privatwirtschaftlicher Seite getragen.

Ein weiterer Ansatz in Indonesien wird mit dem so genannten Geothermiefonds verfolgt. Nach Betrachtung verschiedener Modelle wurde das Modell eines „Risk Fund“ (Risikofonds) verfolgt, der zum Ziel hat, die vorhandenen geologischen Daten in einer vereinbarten Region Indonesiens zu verbessern. Daraufhin wurde 2011 von der indonesischen Regierung ein revolving Fonds⁷⁹ („Geothermal Fund“) zur Finanzierung von Erkundungsleistungen und Bohrungen in zuvor definierten Konzessionsgebieten mit einem äquivalenten Volumen von USD 145 Millionen eingerichtet.⁸⁰ Die Erkundungsstudien und die kurzfristige Finanzierung der Probebohrungen sollen den potenziellen Investoren ausreichende Informationen von hoher Qualität über den ausgeschriebenen Bohrplatz liefern und werden von dem Fonds übernommen. Auf Basis dieser Informationen kann dann das Ausschreibungsverfahren stattfinden. Die Kosten für die Durchführung der Erhebung und die erste Exploration wird über verschiedene Mechanismen an den Fonds rückerstattet. Der Gewinner des Ausschreibungsverfahrens muss dann zum Beispiel die Bohrkosten zurückerstatten. Des Weiteren werden die Informationen zu den Bohrplätzen den Ausschreibungsteilnehmern nur gegen Entgelt zur Verfügung gestellt. So fließt bei erfolgreichen Projekten ein gewisser Betrag wieder in den Fonds zurück.⁸¹ Die für den Bereich der Datenerfassung zugewiesene

⁷⁷ Vgl. Hughes, G. et al. (2004), S 26.

⁷⁸ Aceh ist eine indonesische Provinz im nordwestlichen Teil Sumatras.

⁷⁹ Im Falle der Fündigkeit fließt das eingesetzte Kapital in den Fonds zurück und kann zur Förderung weiterer Projekte genutzt werden.

⁸⁰ Vgl. Wahjosoedibjo, A./Hasan, M. (2012), S.1.

⁸¹ Vgl. Wahjosoedibjo, A./Hasan, M. (2012), S.1ff.

Finanzmittelausstattung soll so schrittweise durch die Erlöse aus dem Verkauf der gewonnenen Daten finanziert werden, so dass der Fonds langfristig finanziell selbsttragend ist.

Der Geothermiefonds soll das Programm zu PPPs von der Regierung unterstützen und konzentriert sich auf den östlichen Teil Indonesiens. Diese Region ist besonders förderbedürftig, da es sich hier um eine Niederenthalpieregion handelt und zudem der Strombedarf relativ gering ist. Aus diesen Gründen und der schwierigen Datenlage ist dieses Gebiet für Projektentwickler grundsätzlich nicht sehr attraktiv. Aus Risikogesichtspunkten werden auch einige wenige Hochenthalpiegebiete mit in die Förderung einbezogen, da in diesem Bereich bereits Know-how besteht und die erfolgreiche und wirtschaftliche Nutzung dieser Felder mit einer höheren Wahrscheinlichkeit bewertet wird.⁸²

Aufgrund der geologischen Gegebenheiten wird es für zu komplex erachtet, eine Erfolgswahrscheinlichkeit einer Geothermiebohrung in Indonesien zu formulieren, was ein Versicherungsmodell ungeeignet erscheinen lässt. Im Falle von Hochenthalpie-Lagerstätten wird ein geothermisches Feld meist von einer Projektgesellschaft allein erkundet und anhand von wenigen bereits vorhandenen Probebohrungen erschlossen. Im Gegensatz zu Indonesien sind die Bedingungen in den Niederenthalpie-Lagerstätten Deutschlands und Frankreichs anders. Mehrere Projektentwickler erkunden und bohren in relativ kleinen und gut definierten Gebietskonzessionen, gemessen an der Größe des geothermischen Systems. Die hohe Anzahl an Bohrungen und die Tatsache, dass in vielen Fällen aufgrund der geografischen Nähe das gleiche geothermische Reservoir genutzt wird, generieren entscheidende Informationen zur Berechnung einer Erfolgswahrscheinlichkeit. Diese ist zur Abschätzung des Risikos und zur Berechnung einer Risikoprämie unerlässlich. Kann der Erfolg nicht exakt deklariert werden, würde hieraus ein Abgrenzungsproblem des Versicherungsfalles resultieren. Die Grenze der Wirtschaftlichkeit des Projektes muss berechnet werden können.

Zusammenfassend werden Fündigkeitsrisiken in Indonesien durch den Geothermiefonds auf staatlicher Ebene thematisiert. Das Engagement der deutschen Förderbank in Seulawah Agam beinhaltet zudem einen risikomindernden Mechanismus, indem Explorationsstudien und Testbohrungen finanziert werden, um Projektentwicklern und Investoren einen besseren Zugang zu Informationen über die geothermische Ressource zu ermöglichen. Durch die Struktur des PPP wird zudem das privatwirtschaftliche Engagement im Bereich der Geothermie gefördert.

5.2. ABSICHERUNGSMECHANISMEN IN KENIA

In 2015 hat Kenia im Bereich der Geothermie eine installierte Leistung von 594 MW.⁸³ Das erste Geothermiekraftwerk Afrikas wurde 1981 von der Kenya Electricity Generating Company (KenGen) im Olkariafeld gebaut und trägt den Namen „Olkaria I“.⁸⁴ Das geothermische Feld um den Olkaria-Vulkan-Komplex liegt etwa 125 km nordwestlich von Nairobi.⁸⁵ KenGen ist ein zu 70% in staatlichem und zu 30% in privatem Besitz befindliches Energieerzeugungsunternehmen.⁸⁶ Bis zur Entflechtung des Energiesektors im Jahre 2006 übernahm KenGen die Exploration und den Betrieb der Geothermiekraftwerke. Auf Grundlage des 2006 von der kenianischen Regierung verabschiedeten „Energy Act“ wurde 2008 ein neues zu 100 % staatliches Unternehmen, die „Geothermal Development Company“ (GDC), gegründet.⁸⁷ GDC hat die Aufgabe, die Erkundung geothermischer Ressourcen weiter voranzutreiben. Dazu sollen Oberflächenbeobachtungen und Probebohrungen durchgeführt werden. Das Fündigkeitsrisiko wird hier komplett von staatlicher Seite getragen. Sind die Bohrungen fündig, kann sich GDC entweder entschließen, auch die kommerziellen Folgebohrungen zur Erschließung des Feldes zu realisieren und im Anschluss die kontinuierliche Lieferung von Dampf an einen unabhängigen Stromproduzenten (independent power producer; IPP) oder den Verkauf von Dampf an KenGen sicherzustellen. Die andere Möglichkeit besteht darin, gleich nach erfolgreicher Exploration die Konzessionen des Feldes an ein privates oder öffentliches Unternehmen abzugeben. Dieses Partnerunternehmen wird im Zuge eines Tenderverfahrens zur Verteilung der Konzession zum Kraftwerksbau und -betrieb ermittelt.

Insgesamt existieren derzeit fünf Kondensatoren und zehn Bohrlochköpfe im Olkariafeld. Ein gutes Beispiel für erfolgreiches privatwirtschaftliches Engagement ist das Kraftwerk von Olkaria III, das vom

⁸² Vgl. Wahjosoedibjo, A./Hasan, M. (2012), S.3f.

⁸³ Vgl. Bertani, R. (2015), S.3.

⁸⁴ Vgl. Kenya Electricity Generating Company (KenGen) (2015b).

⁸⁵ Vgl. Ouma, P. A. (2009), S.1.

⁸⁶ Vgl. Kenya Electricity Generating Company (KenGen) (2015a).

⁸⁷ Vgl. Geothermal Development Company (GDC) (2015).

privatwirtschaftlichen IPP, OrPower 4 (einer Tochtergesellschaft von Ormat), betrieben wird und eine Leistung von 48 MW aufweist. Dieses Beispiel verdeutlicht, dass die geothermische Stromerzeugung durchaus auch für private Unternehmen wirtschaftlich ist. Zudem begünstigt die gesetzliche Einspeisevergütung, begrenzt auf die Dauer des Stromabnahmevertrages, die geothermische Stromgewinnung mit derzeit USD 8,8 Cent pro kWh bis zu einer maximalen Kraftwerkskapazität von 70 MW. Es gibt eine Deckelung für die Einspeisevergütung bis 500 MW installierte Gesamtleistung in Kenia. Vor dem Hintergrund der Ausbaupläne des Energiesektors können sich die Zahlen aber noch ändern.

Olkaria I, II und IV werden von KenGen betrieben. Auch das Fündigkeitsrisiko während der Explorationsphase wurde von KenGen übernommen. Die Darlehensverträge für den Ausbau von Olkaria I und den Bau von Olkaria IV wurden 2010 bzw. 2011 unterschrieben. Der Bau und der Betrieb des Kraftwerks werden von KenGen übernommen, wobei GDC für die jeweiligen Bohrungen zuständig ist. Der Ausbau von Olkaria I und der Neubau von Olkaria IV umfasst zusammen eine Leistung von 280 MW bei einem Finanzierungsvolumen von ca. EUR 800 Millionen, welches sich l'Agence Française de Développement (AFD), Weltbank, JICA, KfW und die Regierung von Kenia teilen. Zudem leistet KenGen einen Eigenbeitrag. Die weitere geothermische Entwicklung wird nördlich von Olkaria durch die GDC vorangetrieben. Im dort gelegenen Menengai-Feld gab es bereits 6 Probebohrungen, von denen drei fündig waren. Insgesamt soll eine Leistung von 800 MW in mehreren Phasen erschlossen werden.

5.2.1. GEOTHERMAL RISK MITIGATION FACILITY - „ERFOLGSMODELL“

Die von der KfW geplante „Geothermal Risk Mitigation Facility“ (GRMF) soll öffentliche und private Investoren zur Finanzierung der Entwicklung von Geothermiekraftwerken in Ostafrika animieren. Die Fazilität umfasst direkte Zuschüsse für Infrastrukturmaßnahmen (20% der Kosten), Bohrmaßnahmen (40% der Bohrkosten) und Explorationsmaßnahmen (80% der Kosten für Oberflächenuntersuchungen) sowie eine Erfolgsprämie im Fall der Fündigkeit (zusätzlich zu den bereits übernommen 40% weitere 30% der Bohrkosten, sodass 70% der Gesamtbohrkosten mithilfe von Zuschüssen geleistet werden können) – das sogenannte „Erfolgsmodell“. Zudem soll eine regionale Datenbasis aufgebaut werden. Die African Union (AU) als Projektpartner schließt alle fünf Zielländer ein. Es handelt sich um Äthiopien, Tansania, Uganda, Ruanda und Kenia. Insgesamt sollen EUR 50 Millionen für die Fazilität zur Verfügung gestellt werden. EUR 20 Millionen stammen vom Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ), und EUR 30 Millionen investiert der EU-Africa Trust Fund.⁸⁸ Nach Durchführung des Ausschreibungsverfahrens und eingehender Prüfung der Projektdetails wird den besten Projektentwicklern der Zuspruch zur Förderung erteilt. Die AU ruft daraufhin die Zahlung bei der KfW ab, welche dann die Gelder für das entsprechende Projekt freigibt.

Das hier beschriebene Modell honoriert erfolgreiche Projekte besonders und wird daher im Folgenden als „Erfolgsmodell“ bezeichnet. Die Erfolgsprämie wird nur im Fall der Fündigkeit gewährt. Um Abgrenzungsprobleme zu vermeiden, wird ein erfolgreiches Projekt dadurch bestimmt, dass eine Finanzierungszusicherung für die Weiterentwicklung des Feldes (z. B. kommerzielle Bohrungen)⁸⁹ und den Kraftwerksbau existiert. Diese Finanzierungszusicherung wird nur dann einzuholen sein, wenn Investoren von der Wirtschaftlichkeit des Projektes überzeugt werden können. Hierbei gibt es keinerlei Bindung an die KfW. Das Modell berücksichtigt neben dem reinen Fündigkeitsrisiko auch das geologische Bohrrisiko. Der Projektentwickler hat im Grunde keinen weiteren Einfluss auf das reine Fündigkeitsergebnis, sobald der Bohrplatz festgelegt ist. Allerdings kann er vorher gründliche Vorbereitungen durch Studien treffen, um so den bestmöglichen Bohrplatz zu finden. Während der Bohrphase wird ein Anreiz gesetzt, damit die Bohrung optimal konkretisiert wird, um die angestrebte Bohrtiefe erreichen zu können. Ferner soll die Motivation nach Feststellen der Fündigkeit weiter durch einen erneuten Anreiz gesteigert werden, um die Projektfortführung zu gewährleisten. Besonderer Wert wird auf das Erreichen der nächsten Investitionsstufe gelegt.

Der Fokus bei der Geothermal Risk Mitigation Facility liegt also nicht auf der Kostenkompensation falls die Bohrung nicht erfolgreich ist, sondern auf Motivationshilfen die eine erfolgreiche Projektdurchführung über sämtliche Phasen eines Geothermieprojektes forcieren sollen. Es sind einige Projekte in Ostafrika vorhanden, bei denen geothermisches Potenzial identifiziert wurde, das Projekt aber nicht weiter

⁸⁸ Vorhaben zur Reduzierung regionaler Infrastrukturdefizite.

⁸⁹ Im Anschluss an die Testbohrungen muss das Feld kommerziell erschlossen werden. Bei Hochenthalpie-Lagerstätten sind mehrere Bohrungen nötig. Diese können zwischen 30 bis 120 und mehr variieren, abhängig von der angestrebten Leistung des Kraftwerks.

vorangetrieben wurde. Ändert sich z. B. die Regierung, wandelt sich damit auch die politische Schwerpunktsetzung, und das Interesse an geothermischem Potenzial wird eventuell nicht weiter gefördert. Auch personelle und wirtschaftliche Gründe können hier eine Rolle spielen. Als Beispiel ist das Feld in Tendaho, Äthiopien zu nennen. Mit der Exploration des Feldes wurde bereits zwischen 1979 und 1980 mit wirtschaftlicher und technischer Unterstützung des italienischen Erdöl- und Energiekonzerns, Aquater S.p.A. (ENI Group), zusammen mit dem äthiopischen Institut für geologische Untersuchungen begonnen.⁹⁰ Zwischen 1993 und 1998 wurden zudem Explorationsbohrungen getätigt. Es wurde eine Temperatur über 270°C gemessen.⁹¹ Das Feld wurde jedoch zunächst nicht weiterentwickelt. Das Fehlen einer adäquaten Infrastruktur und die mangelnde lokale Energienachfrage bremsen die Projektentwicklung.⁹² Die Förderung von erneuerbarer Energien in Äthiopien ändert diese Situation und begünstigt die weitere Entwicklung des Tendaho-Feldes.⁹³

5.2.2. ARGEO „RISIKOFONDS“

Das ArGeo-Programm wird von der Global Environment Facility (GEF)⁹⁴ finanziert und wurde von sechs afrikanischen Ländern implementiert. Diese sind Äthiopien, Eritrea, Dschibuti, **Kenia**, Uganda und Tansania. Für die Umsetzung sind UNEP und die Weltbank zuständig. Ausgeführt wird das Programm zusammen mit anderen Geldgebern, u. a. dem United Nations University Geothermal Training Programme (UNU-GTP), der Icelandic International Development Agency (ICEIDA) und der deutschen Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR). Dem Programm stehen USD 17,75 Millionen allein vom GEF zur Verfügung. Ende 2009 wurde ArGeo vom CEO des GEF und dem Verwaltungsrat der Weltbank genehmigt und trat 2010 mit einer Perspektive von fünf Jahren in Kraft. Der Beschluss zu diesem Programm wurde bereits 2003 gefällt.⁹⁵ Der administrative Sitz und das finanzielle Management werden im UNEP-Sitz in Nairobi gebündelt.⁹⁶

Das Programm umfasst drei Instrumente: Zum einen die **technische Unterstützung** (für Exploration und den Aufbau eines regionalen Geothermie-Netzwerkes), einen **Fonds zur Reduktion von allgemeinen Risiken** und eine **Fazilität zur technischen Unterstützung** (nach der Bohrphase).⁹⁷ Im Folgenden wird der **Fonds zur Reduktion von Risiken** genauer betrachtet, welcher von der Weltbank koordiniert wird und für den ein Volumen von elf Millionen USD zur Verfügung steht. Vorgesehen ist eine Teilentschädigung im Fall der Nicht-Fündigkeit. Die Anzahl an erfolgreichen Projekten ist somit ausschlaggebend für den Abbau des Fondsvolumens und bestimmt insofern die Anzahl an geförderten Projekten.⁹⁸ Die Konditionen hängen von der Risikostruktur des jeweiligen Projektes ab (Versicherungskonzept). Grundlegend gibt es folgende Rahmenbedingungen:⁹⁹ **Abgesichert wird das geologische Risiko, also die Fündigkeit**, die u. a. durch die Parameter, Temperatur, Fließrate, Druck und Permeabilität, hinreichend definiert werden kann. Ausgeschlossen werden technische, wirtschaftliche und sonstige Risiken. Die Absicherung beträgt bis zu 85% der förderfähigen Bohrkosten und typischerweise maximal fünf Millionen USD pro Bohrung. Im Fall der Nicht-Fündigkeit werden die abgesicherten Kosten aus dem Fonds übernommen. Auch eine Teilzündigkeit und damit teilweise Auszahlung der abgesicherten Kosten ist möglich. Gebühren werden entweder als Fixbetrag oder in Höhe eines gewissen Prozentsatzes der abgesicherten Bohrkosten festgelegt. Aufgrund des geringen Fondsvolumens können mehrere Bohrungen nur mithilfe eines revolvingierenden Mechanismus abgesichert werden. Ist eine Bohrung fündig, kann die Absicherung auf das nächste Bohrloch übertragen werden.¹⁰⁰

Ein Projekt in Assal, Dschibuti, sollte zusammen mit Reykjavík Energy Invest (REI) aus Island, unter Absicherung des dargestellten Mechanismus, entwickelt werden. Aufgrund von wirtschaftlichen Schwierigkeiten im Zuge der Finanzkrise konnte das isländische Unternehmen das Projekt jedoch nicht wie vorgesehen durchführen.¹⁰¹

⁹⁰ Vgl. Teklemariam, M. et al. (2000), S.475.

⁹¹ Vgl. Teklemariam, M. (2006), S.88.

⁹² Vgl. Kebede, S. (2010), S.4.

⁹³ Vgl. Kebede, S. (2010), S.1.

⁹⁴ GEF (2015).

⁹⁵ Vgl. Mwangi, M. N. (2010), S.1-3.

⁹⁶ Vgl. Mwangi, M. N. (2010), S.9.

⁹⁷ Vgl. Mwangi, M. N. (2010), S.4.

⁹⁸ Vgl. Mwangi, M. N. (2010), S.6.

⁹⁹ Vgl. Mwangi, M. N. (2010), S.7.

¹⁰⁰ Vgl. Wang, Xiaoping (2012), S.86.

¹⁰¹ Vgl. Wang, Xiaoping (2012), S.86.

Tabelle 3 fasst die Aufteilung der Bohrkosten im Erfolgs- und Schadensfall beim GRMF „Erfolgsmodell“ und beim ArGeo („Versicherungsmodell“) zusammen.

Tabelle 3: Aufteilung der Bohrkosten im Erfolgs- und Schadensfall

	ArGeo VERSICHERUNGSMODELL	GRMF "ERFOLGSMODELL"
Erfolg	100 % Eigenbeitrag + Risikoprämie	30 % Eigenbeitrag
Schadensfall	15 % (Selbstbehalt) + Risikoprämie	60 % Eigenbeitrag

Entscheidet sich ein Projektentwickler für das Modell von ArGeo („Versicherungsmodell“), ist er bereit, eine Risikoprämie zur Absicherung seines Projektes zu bezahlen. Im Fall des Erfolges wird er 100 % der Bohrkosten inklusive der entrichteten Risikoprämie tragen. Aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten besteht auch hier ein Anreiz, das Projekt fortzuführen, um durch die Einnahmen das Investment zu amortisieren. Es wird allerdings kein weiterer Anreiz vonseiten der Versicherungsgesellschaft geboten, um das Projekt fortzusetzen. Dies ist im Fall des „Erfolgsmodells“ anders: Im Schadensfall muss der Projektentwickler 60 % der Bohrkosten tragen (siehe Tabelle 3). Dies bewirkt ein hohes Eigeninteresse des Projektentwicklers für das Projekt. Die Kosten können sogar auf 30 % minimiert werden, sofern das Projekt weiter verfolgt wird.

Aufgrund der begrenzten Mittel und des Charakters einer Versicherung ist das Konzept von ArGeo eher risikoavers angelegt. Das Ziel der GRMF ist es hingegen, eine Breitenwirkung zu erreichen und mithilfe der Anreizstruktur des „Erfolgsmodells“ die Qualität der Projekte zu sichern. Zur Absicherung des Fündigkeitsrisikos könnten in Kenia somit in Zukunft zwei Optionen für private und öffentliche Projektentwickler zur Verfügung stehen. Nachdem sich nun aber die Welt Bank aus ArGeo zurückzieht und ihren Anteil zurücknimmt, bleibt abzuwarten, ob der Fonds zur Reduktion von Risiken unter dem Gesamtprogramm von ArGeo fortläuft.¹⁰²

5.3. ERFAHRUNG IN ANDEREN WELTREGIONEN

Nachfolgend werden exemplarisch Beispiele für Absicherungsmechanismen aus Tabelle 1 kurz erläutert. Es ist zu berücksichtigen, dass diese Beispiele oft in Kombination anderer Ansätze eingesetzt werden mit dem Ziel den Privatsektor dadurch zur Übernahme des hohen Fündigkeitsrisikos zu ermutigen. Zudem existieren auf nationaler Ebene oft ergänzend **Förderprogramme die den Geothermiesektor im Allgemeinen unterstützen.**

5.3.1. POLITISCHE UND REGULATORISCHE RAHMENBEDINGUNGEN

Die **öffentliche Entwicklung von geothermischen Feldern** hat zum Ziel, dass öffentliche Unternehmen das Explorations-, Bohr- oder Fündigkeitsrisiko übernehmen. In **Nicaragua** gibt es staatliche Anreize für Geothermieprojekte. Vor der Liberalisierung des Stromsektors in den 1990ern war das staatliche Energieunternehmen Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL) für die Entwicklung der Geothermie verantwortlich. Hier übernimmt der öffentliche Sektor das Explorations- und Fündigkeitsrisiko und vergibt anschließend Konzessionen, wie zum Beispiel für die Anlage in San Jacinto – Tizate. Es wurden bereits sieben Konzessionen zur Exploration von Ressourcen an private Unternehmen vergeben. Es sollen fünf weitere folgen. Das israelische Unternehmen ORMAT betreibt das Momotombo-Feld, und Ram Power entwickelt das Feld von San Jacinto. Ein spezielles Gesetz regelt Rechte und Pflichten des Konzessionärs und garantiert fiskalische Vorteile für Geothermieprojekte.

In den Philippinen hegen Unternehmen ein großes Interesse am Kauf von in Betrieb befindlichen Geothermie Kraftwerken staatlicher Unternehmen (**build-operate-transfer schemes**). In den Jahren 1970 führte das staatliche Philippine Geothermal Inc. (ggA) umfangreiche Explorationen und geothermische Entwicklungsprogramme durch. Die Executive Order 215 (E.O. 215) in 1990 löste die Monopolstellung der National Power Corporation (etwa: Nationale Stromgesellschaft, NPC) auf. Die Liberalisierung des Strommarktes und der Erlass des BOT-Gesetzes ermöglichte die Beteiligung des Privatsektors am Bau,

¹⁰² Vgl. Worldbank (2015).

Betrieb und der Instandhaltung von Geothermie-Kraftwerken.¹⁰³ Ob die gesetzten Anreize ausreichen, um private Unternehmen zur Übernahme des hohen Explorationsrisikos zu ermutigen, bleibt abzuwarten.¹⁰⁴

Ein Konzept zur **Trennung von Dampf und Strom** wird in Guatemala angewandt. Seit den 70ern hat das nationale Energieunternehmen **Instituto Nacional de Electrificación** (INDE) Erkundungen geothermischer Ressourcen durchgeführt. INDE ist für die Erzeugung des Produktes, Dampf, verantwortlich und verkauft den Dampf aus dem Zunil-Feld an das private Unternehmen Ormat, welches das Kraftwerk betreibt. INDE trägt somit das gesamte Ressourcenrisiko, einschließlich des Fündigkeitsrisikos, und behält sich das Recht vor, die Lagerstätten für geothermische Nutzung auszuwählen. Ormat ist lediglich für die konventionellen Finanzierungsrisiken für den Bau und Betrieb des Kraftwerkes verantwortlich.

5.3.2. ZUSCHÜSSE FÜR GEOWISSENSCHAFTLICHE STUDIEN

Die KfW Entwicklungsbank hat im Rahmen der deutschen Entwicklungszusammenarbeit dem „Programm für erneuerbare Energien und Energieeffizienz“ Refinanzierungslinien für Investitionen in erneuerbare Energien in Höhe von EUR 80 Millionen in **Chile** bereitgestellt. Neben dem Programm wird die Exploration der Geothermie mit ca. EUR fünf Millionen zusätzlich in Form von Zuschüssen im Rahmen der finanziellen Zusammenarbeit gefördert. Es existiert eine enge Kooperation mit Vorhaben der Deutschen Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). Finanziert wird ein „Geothermie-Erkundungsprogramm“. An fünf Standorten in Chile sollen Projekte mit deutscher Unterstützung bis zur Konzessionsreife vorangetrieben werden. In der ersten Phase sollen Probebohrungen Informationen über das jeweilige Potenzial des Gebietes geben. Träger des Projektes ist der staatliche chilenische Bergbau- und Geologendienst SERNAGEOMIN.¹⁰⁵

Das 2008 gegründete Projekt **GEOFAR (Geothermal Finance and Awareness in European Regions)** wird von der Europäischen Kommission unterstützt. Ziel ist die Förderung geothermischer Stromerzeugung durch die Analyse und Entwicklung von Finanzierungs- und Förderansätzen. Die Arbeitsgemeinschaft besteht aus acht europäischen Institutionen und Unternehmen aus fünf Ländern der Europäischen Union.¹⁰⁶ Hauptaufgabe von GEOFAR ist es, Aufmerksamkeit für das Geothermiepotenzial zu gewinnen und Lösungen für nicht technische Barrieren der Projektentwicklung zu finden. Dies soll insbesondere auf regionaler Ebene geschehen. Die Partner sind das Institut für Geologie und Mineralerkundung (Griechenland), Institut für Geologie und Bergbau (Spanien), Institut für Energie in Süd-Ost Europa (Griechenland), ARENA (Portugal), Rödl & Partner (Deutschland), Energo Gruppe (Griechenland), Büro für Geologie und Bergbauforschung (BRGM) (Frankreich) und Erlangen AG (Projektkoordinator, Deutschland).¹⁰⁷ Ein von GEOFAR vorgestellter Mechanismus zur Risikoabsicherung (GeoRimi) umfasst drei Instrumente. Zum einen wird empfohlen, Machbarkeitsstudien von regionalen und lokalen Behörden mitzufinanzieren. Des Weiteren sollten Teil-Garantien für Explorationsbohrungen und schließlich Teil-Garantien für Produktionsbohrungen vergeben werden.¹⁰⁸

5.3.3. ÖFFENTLICHE PROGRAMME ZUM ABSICHERN DES BOHR- UND FÜNDIGKEITSRISIKOS

In **Frankreich** werden zwei Mechanismen zur Absicherung des Fündigkeitsrisikos angeboten: zum einen für das kurzfristige Risiko ein Reservoir mit zu geringer Temperatur und/oder Fließrate zu erschließen. Hier werden bis zu 90% (max. EUR 3 Millionen) der Bohrkosten abgesichert. Und zum anderen wird eine Absicherung des Risikos einer nachhaltigen thermischen Leistung über 15 Jahre offeriert. Das Fündigkeitsrisiko wird von staatlicher Seite getragen.

In den **USA** wurde die Entwicklung der Geothermie und die Einbindung des Privatsektors bereits in den 80er Jahren durch verschiedene Anreize gefördert, wie z. B. höhere Einspeisevergütung für Strom aus erneuerbaren Energien, staatliche Kreditgarantien, Datenkaufprogramme und subventionierte Explorationsmaßnahmen. Aufgrund von günstigen Öl- und Gas-Preisen wurde die Förderung in den 90ern eingestellt. Anfang des 21. Jahrhunderts wurde die Anreizstruktur wiederhergestellt und erneuert.

¹⁰³ Dolor (2006).

¹⁰⁴ Vgl. Wang, Xiaoping (2012), S.vii-x.

¹⁰⁵ Vgl. KfW (2011).

¹⁰⁶ Vgl. Geothermieprojekte (Rödl & Partner) (2015).

¹⁰⁷ Vgl. GEOFAR.eu (2015).

¹⁰⁸ Vgl. GEOFAR (o. J), S.5.

5.3.4. ÖFFENTLICH REGIONALE PROGRAMME ZUR UMVERTEILUNG VON RISIKEN ZWISCHEN ÖFFENTLICHEN UND PRIVATEN AKTEUREN

GeoFund für Europa und ZentralAsien

Im Jahr 2006 genehmigte die Weltbank das „**Geothermal Energy Development Program**“ (GeoFund Programm) für Europa und Zentralasien (ECA). Ziel ist die Förderung der geothermischen Stromerzeugung durch den Abbau von Barrieren, wie z. B. Informationsmangel und Finanzierungshindernisse. Das regionale Programm war für acht Jahre konzeptioniert und sollte sich aus GEF-Mitteln bis zu USD 25 Millionen finanzieren. Das GeoFund Programm umfasst eine Komponente für technische Unterstützung, eine Fazilität zur teilweisen Absicherung von kurzfristigen und langfristigen geologischen Explorationsrisiken sowie ein Investitionsfenster, das Eventualgarantien, vergünstigte Darlehen und in begrenztem Maße Zuschüsse zur Verfügung stellt.¹⁰⁹ Ein innovatives Instrument dieses Programms ist die „**Geologische Risikoversicherung**“, Geological Risk Insurance (GRI).¹¹⁰ Angesprochen werden kurzfristige¹¹¹ und langfristige¹¹² Explorationsrisiken. Ein Entschädigungsmechanismus zahlt dem Projektentwickler einen Teil der Kosten oder der entgangenen operativen Erlöse, falls die Bohrung nicht die gewünschte thermische Leistung hervorbringt.¹¹³ In der ersten Phase des GeoFund Programms wurden Explorationsrisiken in Ungarn gedeckt. Projektentwickler war das ungarische Öl- und Gas-Unternehmen MOL (MOL Hungarian Oil and Gas Public Limited Company). Ziel war es, zwei verlassene Erdölbohrungen für die geothermische Stromerzeugung zu nutzen. Allerdings stellten sich die Bohrungen beider Löcher als nicht erfolgreich heraus. Aus dem GeoFund Programm wurden USD 3,3 Millionen zur Abdeckung eines Teils der Bohrkosten ausgezahlt.

In der zweiten Phase des GeoFund Programms wurden im April 2010 USD 10 Millionen als GEF-Zuschuss an IFC ausgereicht. Ziel ist die Entwicklung der Geothermie und die Einbeziehung des privaten Sektors in der Türkei.¹¹⁴ Dies soll durch die Entwicklung eines neuen Risikoabsicherungsinstrumentes geschehen.¹¹⁵

Island - National Energy Fund

Island wird vom mittellatlantischen Rücken durchzogen. Auf diese tektonische Gegebenheit sind die besonders günstigen geothermischen Bedingungen zurückzuführen. Islands Stromproduktion wird vollständig durch regenerative Energien gedeckt, bestehend aus 29 % Geothermie (2013) und 71% Wasserenergie.¹¹⁶ Island ist somit eines der Länder mit dem größten Anteil an geothermischer Stromerzeugung.¹¹⁷ Noch bedeutender allerdings ist der Anteil der Geothermie im Zusammenhang mit der Wärmebereitstellung und der Beheizung von Gebäuden von fast 90%.¹¹⁸ In 2015 betrug die installierte geothermische Leistung zur Stromproduktion 665 MW.¹¹⁹

Die kommerzielle Entwicklung der Geothermie begann in den 60er-Jahren. Zu dieser Zeit waren privatwirtschaftliche Projektentwickler und Finanzinstitutionen noch nicht dazu bereit, die hohen mit Geothermieprojekten verbundenen Risiken zu tragen. Als Reaktion auf diese Situation wurde der **National Energy Fund (NEF)** von der isländischen Regierung 1967 durch die Fusionierung des „Electricity Fund“ und des „Geothermal Fund“ gegründet. Der NEF - ein **Risikoabsicherungsfonds** - soll die Risiken einer nicht fündigen Bohrung versichern.¹²⁰ Die Förderung bezieht sich auf Wärme- und Stromproduktion. Zum einen werden aus dem Fonds Kredite vergeben oder auch Zuschüsse gewährt. Begünstigte des Fonds sind nationale, private und öffentliche Kraftwerksbetreiber.¹²¹ Im Falle der Nicht-Fündigkeit wird ein Teil der Bohrkosten durch den Fonds erstattet.

Ein Vorteil des National Energy Fund (NEF) ist, dass durch die Versicherungsstruktur (mit subventionierter Prämie) des Fonds der Kapitalabfluss begrenzt wird und durch die Prämien Einnahmen generiert werden können. Während in einer jungen, unerfahrenen Branche die Nachfrage nach einem solchen Fond sehr

¹⁰⁹ Vgl. IT Power India Ltd./Mirador Consulting/ Marsh Ltd (2006), S.51 und S.65.

¹¹⁰ Vgl. Wang, Xiaoping (2012), S. vii-x.

¹¹¹ Nicht-Fündigkeit im Sinne von zu geringer Temperatur und Fließrate.

¹¹² Nachhaltiges Ressourcenrisiko im Sinne von abnehmender Fließrate oder Temperatur über die Zeit hinweg (Betriebsrisiko).

¹¹³ Vgl. Wang, Xiaoping (2012), S.85.

¹¹⁴ Vgl. Wang, Xiaoping (2012), S.85.

¹¹⁵ Vgl. IFC Corporate Relations Department (2010), S.22.

¹¹⁶ Vgl. Orkustofnun National Energy Authority, Iceland (2015a).

¹¹⁷ Vgl. Wang, Xiaoping (2012), S.7.

¹¹⁸ Vgl. Orkustofnun National Energy Authority, Iceland (2015b).

¹¹⁹ Vgl. Bertani, R. (2015), S. 3.

¹²⁰ Vgl. Wang, Xiaoping (2012), S.88.

¹²¹ Vgl. GEOFAR (2009), S.2.

hoch sein wird, demonstriert das Beispiel Island, dass sich mit zunehmenden Erfahrungen der Branche auch die Nachfrage nach Risikoübernahme verringert.¹²² Sobald der Bohrplan abgestimmt ist, übernimmt der Fonds 80 % der Kosten für alle nicht fündigen Bohrungen. Aufgrund von vielen Misserfolgen musste der Fonds regelmäßig mit Kapital wiederbefüllt werden. Die Bedeutung des Fonds für die Entwicklung neuer Projekte hat sich mit steigender Kompetenz der Unternehmen sowie der Energieversorger und geringeren nicht-fündigen Bohrlöchern reduziert.¹²³

Im Vergleich zu anderen Ländern, in denen Explorationsrisiken gemindert wurden, ist Island das einzige Land, in dem private Investoren vom Markt fern geblieben sind. Dies liegt aber an der Struktur des Stromsektors, der bis zum Jahre 2003 noch zu 100 % in staatlichem Besitz war.¹²⁴ In Island ist das Recht an einer Ressource verbunden mit dem Besitz des Landes. Zusätzlich müssen noch verschiedene Lizenzen erteilt werden.¹²⁵ Aufgrund der geringen Population in Island sind weite Teile des Landes in staatlichem Besitz. Die Nationale Energiebehörde wurde 1967 gegründet. Durch den „Electricity Act“ im Jahr 2003 sollte der isländische Stromsektor dereguliert werden. Ziel war es, eine wettbewerbsfreundliche Umgebung für die Produktion und den Verkauf von Strom zu schaffen. In der Realität bleibt die isländische Regierung weiterhin Besitzer und Betreiber der geothermischen Anlagen.¹²⁶

Einen Überblick über die Länder mit Erfahrungen im Bereich der Geothermie, in denen private Investoren von nationalen Programmen zur Minderung des Fündigkeitsrisikos profitiert haben, sowie die Art von nationalen Programmen zur Minderung des Fündigkeitsrisikos, welche weltweit Anwendung fanden und zurzeit noch aktiv sind, werden in Tabelle 4 illustriert. Der Rahmen dieser Studie sieht nicht vor, für jedes Land und die jeweiligen Fördermaßnahmen eine genaue Analyse vorzunehmen.

¹²² Vgl. Wang, Xiaoping (2012), S. vii.

¹²³ Vgl. Wang, Xiaoping (2012), S.38.

¹²⁴ Vgl. Wang, Xiaoping (2012), S.92.

¹²⁵ Vgl. Björnsson, S./Gudmundsdottir, I./Ketilsson, J. (2010), S.7f.

¹²⁶ Vgl. GeothermEx, Inc (2010), S.61.

Tabelle 4: Länder, in denen private Investoren von nationalen Programmen zur Reduzierung des Ressourcenrisikos profitiert haben¹²⁷

LÄNDER, IN DENEN PRIVATE INVESTOREN VON NATIONALEN PROGRAMMEN ZUR REDUZIERUNG DES RESSOURCENRISIKOS PROFITIERT HABEN									
	Regionale Erkundung Identifizierung möglicher Gebiete	Detaillierte Oberflächen- exploration	Explorations- bohrungen	Demonstrations- projekte	Bohrungen zur Bestimmung des Temperaturgradienten	Entwicklung von Bohrplätzen zur späteren BOT-Kraftwerken ¹	Verkauf oder Privatisierung von staatlichen Anlagen	Fündigkeits- versicherung	Keine Aus- wirkung
Äthiopien									x
Australien			x	x					
Bolivien									x
Chile		x*	x*						
China									x
Costa Rica						x			
Deutschland			x	X				x	
Dschibuti									x
El Salvador							x		
Frankreich									x
Griechenland									x
Guatemala	x	x*	x*			x			
Indonesien	x	x	x		x				
Island									x
Italien							x		
Japan	x	x	x	x	x				
Kenia	x*	x*	x						
Mexiko									x
Neuseeland							x		
Nicaragua	x*	x*							
Philippinen						x	x		
Portugal									x
Russland		x	x						
Türkei	x	x	x		x		x		
Vereinigte Staaten	x	x	x	x				x	

*Finanziert durch internationale Unterstützungsprogramme (Konzessionäre Kredite und Zuschüsse)

¹²⁷ Basierend auf GeothermEx, Inc (2010), Table 2.1.

5.3.5. INTERNATIONALE KONZEPTE - DIE PRIVATE FÜNDIGKEITSVERSICHERUNG

Im Jahre 2003 wurde die weltweit **erste privatwirtschaftlichen Fündigkeitsversicherung** in Unterhaching bei München vom Versicherungsmakler Rödl & Partner in Kooperation mit der Munich Re abgeschlossen.¹²⁸ Im speziellen Fall von Unterhaching ging es um einen Beschluss des Gemeinderats, der die Erlaubnis zur Durchführung der ersten Bohrung an den Abschluss einer Versicherung gebunden hat.¹²⁹ Grundlegend wird Geothermie in Deutschland zur Nutzung von Fernwärme verwendet. Neue Technologien wie ORC- und Kalina-Anlagen ermöglichen aber auch eine wirtschaftliche Stromproduktion im Niederenthalpiebereich. Neben dem innovativen Charakter der Fündigkeitsversicherung ist das technische Konzept von Unterhaching selbst sehr innovativ. Es nutzt die Geothermie als Wärme- und als Stromversorgung in einer Anlage. Ganzjährig stehen ca. 38 MW thermische Energie zur Verfügung, die je nach Außentemperatur in das Fernwärmenetz oder in die Kalina-Anlage geleitet wird.¹³⁰ Der Versicherungsfall blieb aus. Insgesamt hat dieses, von Rödl & Partner und Munich Re entwickelte, Konzept die Grundlage dafür gelegt, dass die deutsche Versicherungswirtschaft diese Art von Versicherungen im Portfolio angepasst hat und gilt vielfach noch immer als Standardmodell für Fündigkeitsversicherungen. Die Funktionsweise dieser privaten Fündigkeitsversicherung unterscheidet sich in einigen Punkten je nach Geothermieregion. Die Munich Re hat einen Fokus auf Deutschland und die USA, wobei durchaus auch andere Projekte in anderen Ländern versichert werden (z.B. Niederlande und das bereits erwähnte Projekt in Dänemark, Viborg). Im eigenen Interesse bringt Munich Re Know-how ein um das Projektrisiko zu mindern. So kann z. B. auf ein großes Netzwerk im Bereich der Geothermie zurückgegriffen werden und gegebenenfalls Kontakte vermittelt werden. Im Allgemeinen wird eine erste Bohrung versichert mit einer Option auf die zweite Bohrung. In den USA hingegen wird ein anderer Ansatz gewählt. Versichert wird ein Portfolio, das gleich mehrere Bohrungen umfasst. Zu beachten ist hierbei der unterschiedliche geologische Hintergrund. Um ein Feld in den USA zu erschließen, werden bis zu 20 bis 30 Bohrungen durchgeführt. In diesen Fällen handelt es sich um Hochenthalpie-Lagerstätten. Denkbar ist z. B. die Versicherung der ersten zehn Bohrungen.

Das Versicherungskonzept von Munich Re beinhaltet zudem einen „no-claims“-Bonus.¹³¹ Falls der Versicherungsfall ausbleibt, kann die Prämie in gewissem Maße gemindert oder auf die zweite zu versichernde Bohrung angerechnet werden. Munich Re übernimmt 100 % des Restrisikos. Abgedeckt werden u. a. die Kosten für das Bohrloch und Stimulationsmaßnahmen. Voraussetzung für den Versicherungsschutz ist die erfolgreiche Fertigstellung des Bohrlochs gemäß Bohrplan und die Ausnutzungen aller Stimulationsmaßnahmen.¹³² Von dem Versicherungsschutz ausgeschlossen wird eine nicht ausreichende Wasserqualität, Bohrrisiken („Loss of hole“, „Loss in hole“), Zeitverzögerungen während der Bohrarbeiten, Nichteinhalten von technischen Standards, Finanzprobleme, Grobe Fahrlässigkeit, Betrug und Sabotage.¹³³ Eine Ablenkung der Bohrung (Sidetrack) ist eine Maßnahme zur Schadensminderung, deren Kosten vom Versicherer übernommen werden, um einen Totalschaden zu vermeiden.

Zur Risikoteilung können Konsortien mit anderen Versicherern gebildet werden.¹³⁴ Üblicherweise erarbeitet eine Versicherung im Rahmen eines Angebotes die Konditionen und übernimmt die Führung des Vertrages. Aufgabe des Versicherungsmaklers ist es, u. a. beteiligte Versicherer zu finden. Versicherungsmakler erleichtern die weitere Entwicklung von maßgeschneiderten Versicherungslösungen, indem sie zwischen Versicherung und Unternehmen beratend vermitteln.¹³⁵ Derzeit wird ein Großteil der in Deutschland realisierten Projekte versichert. Aufgrund von Vertraulichkeitsaspekten ist die öffentlich zugängliche Datenbasis allerdings beschränkt.

Versicherungslösungen in diesem Bereich fanden im Jahr 2011 in Deutschland beim Geothermieprojekt in **Taufkirchen**, 2012 in **Trauenreut**, sowie in **Geretsried** Anwendung.¹³⁶¹³⁷ Zudem wird ein weiteres Projekt in Viborg, **Dänemark** (2012), versichert. Ein anderes Projekt ohne Angabe der involvierten Versicherung befindet sich im Stadtteil Aspern von **Wien (Österreich)**.

¹²⁸ Vgl. Berger, A. et al. (2009), S.14.

¹²⁹ Vgl. Berger, A. et al. (2009), S.13f.

¹³⁰ Vgl. Vgl. Berger, A. et al. (2009), S.11.

¹³¹ Vgl. Jacob, S. (2009), S. 12.

¹³² Vgl. Jacob, S. (2009), S.6.

¹³³ Vgl. Jacob, S. (2009), S.10.

¹³⁴ Das private Versicherungskonzept bildet keine Konsortien mit anderen Versicherern.

¹³⁵ Vgl. Combs, J. (2006), S.15-21.

¹³⁶ Vgl. Presseinformation Munich Re (2011).

¹³⁷ Vgl. Pressemitteilungen Versicherungsmakler Dr. Schmidt & Erdsiek GmbH & Co. KG (2012).

Zusätzlich ist das Geothermieprojekt in **Mauerstetten** (Bayern) zu nennen, das zum Versicherungsfall wurde. Das Projekt bietet aber eine eventuelle Nutzungsmöglichkeit zur Forschung für EGS-Technologien. Der Geschäftsbericht der Daldrup & Söhne AG zeigt die Bereitschaft der Gruppe, im Rahmen von Forschung & Entwicklung an dem Projekt in Mauerstetten EGS-Technologien zur marktreifen Anwendung weiterzuentwickeln. Dies soll in Zusammenarbeit mit Geothermiefachleuten, der TU Bergakademie Freiberg und dem GeoForschungszentrum Potsdam geschehen.¹³⁸ Dies repräsentiert allerdings keine Nachnutzung im wirtschaftlichen Sinne, sondern die Nutzung der bestehenden Bohrung für das Forschungsvorhaben. Wie in Abschnitt 5.3.4 beschrieben, genehmigte die Weltbank in 2006 ein Instrument mit dem Namen „Geologic Risk Insurance“ (GRI) unter dem GeoFund-Programm, das ein Projekt in Ungarn (Projektentwickler: ungarisches Öl- und Gasunternehmen MOL) versicherte.¹³⁹ Es wurde ebenfalls zum Versicherungsfall und resultierte in einer Auszahlung aus dem GeoFund in Höhe von USD 3,3 Millionen.¹⁴⁰

5.3.6. FÖRDERPROGRAMM „FÜNDIGKEITSRISIKO TIEFENGEOTHERMIE“

Das Programm „Fündigkeitsrisiko Tiefengeothermie“ wurde im Jahr 2009 von der KfW Bankengruppe (KfW) im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Gebäude und Reaktorsicherheit (BMUB) aufgelegt und ist Teil des Marktanreizprogramms zur Förderung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Stromerzeugung.¹⁴¹ Als Kooperationspartner unterstützt die Munich Re die KfW durch Fachwissen und anteilige Risikoübernahme. Die drei Partner bringen jeweils EUR 20 Millionen in eine Art revolvingierenden „Fonds“ ein. Als Grundlage dient die 2003 erstmalig in Unterhaching abgeschlossene Fündigkeitsversicherung. Hierauf aufbauend wurde im Auftrag des Bundesumweltministeriums ein deutschlandweites Konzept entwickelt, das seine Realisierung, allerdings stark abgewandelt, im hier beschriebenen Förderprogramm findet. Ziel des Programms ist die Förderung des Klimaschutzes sowie der nachhaltigen Energieversorgung - durch die Erschließung des heimischen Tiefengeothermiepotenzials als grundlastfähige, erneuerbare Energiequelle. Die Förderung erfolgt über eine langfristige Finanzierung inklusive einer anteiligen Absicherung des Fündigkeitsrisikos.¹⁴²

Die Förderwürdigkeit beschränkt sich auf bestimmte Investitionsträger in Deutschland und bezieht sich auf die Durchführung hydrothormaler Tiefengeothermiebohrungen. Gefördert wird die Nutzung zur reinen Wärmeherzeugung, kombinierten Wärme- und Stromerzeugung oder zur alleinigen Stromerzeugung.¹⁴³ Bei bis zu zwei tilgungsfreien Anlaufjahren beträgt die maximale Darlehenslaufzeit zehn Jahre. Ist der Rahmen von EUR 60 Millionen vergeben, stehen erst nach Rückfluss aus den vorhandenen Darlehen Mittel für weitere Projekte zur Verfügung. Um möglichst viele Projekte fördern zu können, wird das Ausfallrisiko durch strenge Antragsvoraussetzungen und Prüfverfahren begrenzt.¹⁴⁴ Förderfähige Kosten sind nur die Bohrkosten, die zur ordnungsgemäßen Fertigstellung der Tiefenbohrung notwendig sind, sowie geplante Investitionskosten für die mit der KfW¹⁴⁵ abgestimmten Stimulationsmaßnahmen. Von der Finanzierung ausgenommen bleiben Einzelbohrungen sowie Mehraufwendungen¹⁴⁶ der Bohrung und Vorkosten (z. B. Planungskosten).

Um den Projektentwickler an der Haftung im Schadensfall teilhaben zu lassen, beträgt der Finanzierungsanteil höchstens 80 % der förderfähigen Bohrkosten inklusive der geplanten Investitionskosten für Stimulationsmaßnahmen (zuzüglich Disagio des Darlehens). Der Kreditbetrag wird i. d. R. auf max. EUR 16 Millionen pro Bohrprojekt beschränkt. Grundlegend ist eine Kombination mit anderen Fördermaßnahmen oder Förderprogrammen möglich. Es können jedoch maximal bis zu 80 % der förderfähigen Kosten aus Fördermitteln finanziert werden. Die verbleibenden 20 % dürfen nicht aus öffentlichen Mitteln finanziert werden und müssen als Risikoanteil vom Investor selbst getragen werden.¹⁴⁷ Die Alternativen Finanzierungsmodelle zwischen denen der Antragsteller wählen kann sowie die Einflussfaktoren zur Prämienermittlung sind in Tabelle 5 erläutert.

¹³⁸ Vgl. Geschäftsbericht der Daldrup & Söhne AG (2011), S.21.

¹³⁹ Vgl. Wang, Xiaoping (2012), S.39.

¹⁴⁰ Vgl. Wang, Xiaoping (2012), S.85.

¹⁴¹ Vgl. Bundesregierung (2009), S.16.

¹⁴² Vgl. KfW-Merkblatt „Fündigkeitsrisiko Tiefengeothermie“ (2009).

¹⁴³ Vgl. KfW-Merkblatt „Fündigkeitsrisiko Tiefengeothermie“ (2009), S.1.

¹⁴⁴ Zur detaillierten Auflistung von Antragsberechtigten Unternehmen und Körperschaften siehe Merkblatt „Fündigkeitsversicherung Tiefengeothermie“ Programm-Nr. 228. Vgl. KfW-Merkblatt „Fündigkeitsrisiko Tiefengeothermie“ (2009).

¹⁴⁵ Auch im Folgenden sind die Projektpartner BMU und Münchener Rück jeweils eingeschlossen gemeint.

¹⁴⁶ Diese werden bei Vorliegen der Fördervoraussetzungen im KfW-Programm Erneuerbare Energien - Premium (Programmnummern 272 bzw. 282) gefördert.

¹⁴⁷ Vgl. KfW-Merkblatt „Fündigkeitsrisiko Tiefengeothermie“ (2009).

Tabelle 5: Finanzierungsmodell A und B**Finanzierungsmodell A**

- 100 % haftungsfreigestelltes Darlehen
- bis zu 80 % der förderfähigen Investitionskosten
(Bohrkosten einschließlich der Kosten der abgestimmten Stimulationsmaßnahmen)
- Bedingungen für Haftungsfreistellung: Bohrung wird gemäß Bohrplan bis zum Erreichen des Zielhorizontes durchgeführt. Auch abgestimmte Stimulationsmaßnahmen wurden durchgeführt.
- Prüfung des Bohrfortschritts durch die KfW oder einem beauftragten Dritten¹⁴⁸

Finanzierungsmodell B

- Finanzierungsmodell A mit zusätzlichem Teilschulderlass in Höhe der tatsächlichen Darlehensauszahlung für abgestimmte und getätigte Stimulationsmaßnahmen
- erfolgreiche Bohrung: (nach Durchführung von Stimulationsmaßnahmen): aufgebrauchte Stimulationskosten werden in Form eines Tilgungszuschusses erlassen
- erhöhter Risikoaufschlag und Berechnung eines erhöhten Disagios¹⁴⁹
- Szenario der Nicht-Fündigkeit: Die Hausbank wird von der Haftung für die Rückzahlung der Refinanzierung der noch ausstehenden Darlehensbeträge von der KfW freigestellt und stellt ihrerseits den Kreditnehmer von seiner Haftung für das Darlehen frei.¹⁵⁰
- Konditionen: abhängig von Risiko des Bohrprojektes und vereinbarten Parametern zur Bestimmung der Fündigkeit (Förderrate und Temperatur des Thermalfluids)
- Prüfungsgebühr in Höhe von EUR 65.000 pro Bohrprojekt (bei Antragstellung)
- Zusagegebühr: einmalig in Höhe von EUR 45.000 pro Bohrprojekt (bei Abschluss des Darlehens)
- Die Fixierung des Zinssatzes beinhaltet bis zum Zeitpunkt der Feststellung der Fündigkeit bzw. Nicht-Fündigkeit einen Risikoaufschlag
- Risikoaufschlag abhängig von Bohrprojekt; Absicherungswunsch des Antragstellers
- Disagio: sichert den nicht durch den Zinsrisikoaufschlag abgedeckten Teil des übernommenen Fündigkeitsrisikos ab¹⁵¹

Die **Mindestvoraussetzungen an das Projekt** beinhalten folgende Punkte: Grundsätzlich muss die technische, wirtschaftliche und finanzielle Tragfähigkeit des Projektes nachgewiesen werden. Dies schließt die Betriebsphase mit ein. Hier ist u. a. auf die Bonität des Antragstellers sowie das Know-how des Managements und der beteiligten Parteien zu achten. Des Weiteren ist das Vorliegen der erforderlichen behördlichen Genehmigungen (z. B. Bergrecht, Umweltrecht) von Bedeutung. Besonders wichtig sind zudem geologische und geophysikalische Studien und die vom Antragsteller gewünschten Parameter für die Haftungsfreistellung. Die thermische Leistung, die aus den Parametern, Temperatur und Förderrate des Thermalfluids, resultiert, muss durch ein Gutachten qualitativ bewertet werden. Ferner werden eine technische Beschreibung der Bohrplanung und ein Entwicklungskonzept gefordert. Die anzufertigende Projektstudie soll alle geologisch relevanten Informationen des Projektes, einschließlich der evtl. Auswirkungen von Nachbarprojekten, sowie beantragte Fördermittel enthalten. Ein unabhängiges Gutachten soll die Projektstudie auf ihre Schlüssigkeit prüfen und somit als Qualitätskontrolle dienen. Zusätzlich kann eine Einschätzung der Wahrscheinlichkeit zur Erzielung der thermischen Leistung hilfreich sein.¹⁵²

Voraussetzung für die Haftungsfreistellung ist u. a. das Einhalten des Abrufplans. Sollten nach Feststellen der Nicht-Fündigkeit Erlöse, Erträge oder sonstige Zahlungen generiert werden, sind diese anteilmäßig an die KfW zu entrichten. Der Anspruch auf Haftungsfreistellung erlischt zudem nach erstmaliger Bestätigung der Fündigkeit. Von der Haftungsfreistellung ausgeschlossen werden technische und geologische Bohrrisiken (siehe hierzu Kapitel 4.1 zum Thema „Moral-Hazard“) sowie Kostensteigerungen und Unternehmensrisiken. Die Antragstellung vollzieht sich über die Hausbank und ist vor Vorhabenbeginn zu stellen.

¹⁴⁸ Vgl. KfW-Merkblatt „Fündigkeitsrisiko Tiefengeothermie“ (2009).

¹⁴⁹ Vgl. KfW-Merkblatt „Fündigkeitsrisiko Tiefengeothermie“ (2009).

¹⁵⁰ Vgl. KfW-Merkblatt „Fündigkeitsrisiko Tiefengeothermie“ (2009).

¹⁵¹ Vgl. KfW-Merkblatt „Fündigkeitsrisiko Tiefengeothermie“ (2009).

¹⁵² Vgl. KfW-Merkblatt „Fündigkeitsrisiko Tiefengeothermie“ (2009).

6. HERAUSFORDERUNGEN UND AUSBLICK

In den meisten Ländern hängt die Entwicklung der Geothermie stark von staatlicher Förderung ab. Die hohen Anfangsinvestitionen, welche unter hohem Risiko getätigt werden müssen, werden vom Privatsektor noch nicht übernommen und halten diesen von Investitionen ab. Die Gefahr, bei einer Bohrung nicht fündig zu werden, ist zu groß. Viele Staaten sind jedoch der Auffassung, dass die Entwicklung der Geothermie aus gesellschaftlicher Sicht wünschenswert ist und wollen den Privatsektor an der Erschließung geothermischer Potenzials teilhaben lassen. So übernahm und übernimmt häufig der Staat das anfängliche Explorations- und Fündigkeitsrisiko. Hierzu sind weltweit verschiedene Absicherungsmechanismen installiert worden, die in unterschiedlichem Maße von staatlicher Seite gefördert wurden. Zunehmend spielen auch privatwirtschaftliche Versicherungsmodelle eine Rolle. Eine rein privatwirtschaftliche Risikoübernahme des Fündigkeitsrisikos wurde 2003 erstmalig beim Geothermieprojekt in Unterhaching bei München entwickelt und angewandt. Später fand dieses Konzept in abgewandelter Form neben Deutschland auch in anderen Ländern seine Anwendung.

Bei der Umsetzung solcher Absicherungsmechanismen gibt es verschiedene Herausforderungen. Zum einen steht die Frage nach der geeigneten Rolle des Staates im Raum, zum anderen das genaue Design des Absicherungsmechanismus. Beide Fragen sind kaum getrennt voneinander zu betrachten.

Die wichtigsten Gründe für staatliches Eingreifen sind zum einen die bessere Risikotragfähigkeit des Staates bei hohen Bohrkosten und Erfolgsunsicherheit. Nicht alle Akteure verfügen über die Kapazität (z.B. finanzielle Fähigkeit oder Informationen) um gewisse Risiken einzugehen. Zum anderen die positiven externen Effekte durch das Lernen über die Erfolgsaussichten bestimmter Bohrungen an bestimmten Orten.

Je größer die Lerneffekte, desto hilfreicher ist die staatliche Förderung, da sie die Informationsgrundlage für künftige Bohrungen verbessert. Ab einem bestimmten Informationsstand kann das Risiko für die privatwirtschaftliche Versicherungsbranche kalkulierbar werden und der staatliche Mechanismus könnte sich in einem solchen Fall zurückziehen. Die staatliche Förderung sollte also – insbesondere im Bereich der Niederenthalpie-Lagerstätten – von Maßnahmen begleitet sein, die über die Zeit das Wissen aufbauen und zugänglich machen. Sie helfen so langfristig der privaten Versicherungswirtschaft, einen Markteintritt vorzubereiten. Die Partnerschaften der staatlichen Stellen mit sowohl der privaten Versicherungsindustrie als auch den geowissenschaftlichen Instituten, die am Markt zu beobachten sind, sollten in der Lage sein dies unter den Bedingungen eines klugen Förderdesigns umzusetzen. Je nach Umfeld – insbesondere geologischen Gegebenheiten – ist allerdings nicht klar, ob ein solcher Zustand erreichbar ist. Die tatsächlich angemessene Rolle staatlicher Förderung ist daher auch regionalspezifisch.

Ein allein von der privaten Versicherungswirtschaft getragenes Absicherungskonzept enthält typischerweise keine Subventions- oder Förderkomponente und wird in aller Regel nach dem Versicherungsprinzip funktionieren. Basiert auf dem Gedanken der Risikostreuung und gegen Vorabzahlung einer Prämie werden im Falle der Nicht-Fündigkeit die entstandenen Kosten zumindest teilweise erstattet. Die Gesichtspunkte des moralischen Risikos entstehen hier wie in der Versicherungsbranche üblich und führen häufig dazu, dass der Versicherer fachliche Kompetenz aufbaut und sammelt. Diese setzt er in seinem Sinne (und grundsätzlich auch im Interesse des Versicherten) ein um Schaden zu vermeiden also möglichst fündig zu werden (ähnlich einer Krankenversicherung, die Gesundheitstipps gibt, damit die Versicherten möglichst wenig Krankheitskosten verursachen).

Für den Fall eines mit staatlicher Beteiligung umgesetzten Absicherungsmechanismus über staatliche Versicherungen oder Risk-Funds ist eine Subventionskomponente zentraler Bestandteil des Mechanismus. Diese macht das potentielle moralische Risiko zunächst größer (Bohrrisiko einzugehen kostet weniger, und im Schadensfall übernimmt der Absicherungsmechanismus die Kosten). Die Subventionskomponente kann aber gezielt genutzt werden, um das moralische Risiko zu verringern. Hier besteht allerdings ein gewisser „trade-off“ zwischen der Absenkung der Kosten für den Versicherten im Schadensfall einerseits und der Absenkung des moralischen Risikos andererseits. Unter den am Markt beobachteten Mechanismen stellt das so-genannte „Erfolgsmodell“ ein möglichst geringes moralisches Risiko in den Vordergrund während das „Versicherungsmodell“ die Kompensation im Schadensfall in den Vordergrund stellt. Aus Sicht des Staates benötigt das Erfolgsmodell häufig eine tendenziell höhere Subventionskomponente und vor allem eine tendenziell höhere Risikotragfähigkeit der Versicherten. Welcher der Absicherungsmechanismen im Einzelfall geeigneter erscheint ist erneut stark abhängig von den regionalen Spezifika und dem Marktumfeld: Bei stark heterogener Fachkompetenz der Projektentwickler oder in Regionen, in denen die Kompetenz und Planungssorgfalt einen größeren Einfluss auf den Erfolg haben, kommen die Vorteile des Erfolgsmodells besser zum Tragen. In einem Umfeld, in dem das Fündigkeitsrisiko eher einer Lotterie gleicht, erscheint das Versicherungsmodell angemessener. Denkbar ist z. B. die Finanzierung oder

Bezuschussung einer Risikoprämie zum Abschluss einer Fündigkeitsversicherung. Ein substantieller Selbstbehalt des Projektentwicklers bleibt unter dem Gesichtspunkt des „Moral-Hazard“ unerlässlich.

Das Wachstum dieser Branche wird in naher Zukunft weiterhin von staatlicher Förderung geprägt. Zentrale Herausforderung wird sein, dass staatliche und private Akteure gemeinsam genügend Erfahrung im Umgang mit Geothermie sammeln, um das Fündigkeitsrisiko für die Privatwirtschaft kalkulierbarer zu machen.

7. ANNEX

Tabelle 6: Allgemeine Phasenübergreifende Risiken

RISIKO	ERLÄUTERUNG
Politisches Risiko	Zurzeit sind Geothermieprojekte weltweit noch abhängig von politischer Förderung im Sinne von der Übernahme von Explorationsrisiken. Im Zuge der technologischen Weiterentwicklung und der steigenden Kosten für konventionelle Stromerzeugung wird jedoch mit einer konkurrenzfähigen und ohne Förderung zurechtkommenden geothermischen Nutzung gerechnet. ¹⁵³ Eine Absicherung politischer Risiken kann durch Export-Kredit-Versicherungen erfolgen, indem Verluste durch den Ausfall von Forderungen an ausländische Geschäftspartner abgesichert werden. Politische Risiken äußern sich z. B. durch die Gefahr einer Enteignung, der Beschränkung des Transfers von Gewinnen ins Ausland oder des operationellen Geschäftes sowie Änderungen der Genehmigungsverfahren. ¹⁵⁴
Rechtliche Risiken	Das Bergrecht repräsentiert ein komplexes Vertragskonstrukt mit aufwendigen Genehmigungsverfahren. Es wird allerdings nicht als Hemmnis zur Durchführung von Geothermieprojekten erachtet. ¹⁵⁵ In Deutschland arbeitet die Bundesregierung an einer einheitlichen Auslegung des Berg- und Wasserrechtes, um die bisher nicht geklärten Fragestellungen im Zusammenhang mit der Tiefengeothermie zu klären. ¹⁵⁶ Auch die langen Vorspannzeiten, z. B. bis zur Einholung aller bergrechtlichen Genehmigungen, verursachen Unsicherheiten. ¹⁵⁷
Finanzielle Risiken	Zins- und Währungsschwankungen sowie die Inflationsrate beeinflussen die Wirtschaftlichkeit eines Projektes. Standardderivate sowie Stromabnahmeverträge (Power Purchase Agreements, PPAs) können diese Risiken absichern. ¹⁵⁸ Bedingt durch die Finanzkrise, haben sich die ohnehin schon schwierigen Finanzierungsbedingungen geothermischer Projekte nochmals verschlechtert. Die Finanzierung ist teurer geworden, was man an Liquiditätsaufschlägen und der zunehmenden Bildung von Bankenkonsortien erkennt. ¹⁵⁹ Zudem ist eine Tendenz hin zu kurzen Finanzierungsperioden, seitens der Banken, aufgrund der Aktuellen Marktlage feststellbar.
Force Majeure	Naturkatastrophen, aber auch menschlich verursachte Ereignisse können den Projektablauf behindern. Es werden Versicherungsinstrumente zur Absicherung dieser Risiken angeboten. Ein Risikotransfer auf den Markt kann mithilfe von Katastrophenbonds erreicht werden. ¹⁶⁰ Da

¹⁵³ Vgl. GtV-Bundesverband Geothermie (2015c).¹⁵⁴ Vgl. IT Power India Ltd./Mirador Consulting/ Marsh Ltd (2006), S.18.¹⁵⁵ Vgl. Altröck, M./Große, A./Lehnert, W. (2009), S. 4.¹⁵⁶ Vgl. Bericht der Bundesregierung (2009), S.11.¹⁵⁷ Vgl. Hughes, G. et al. (2004), S 18.¹⁵⁸ Vgl. IT Power India Ltd./Mirador Consulting/ Marsh Ltd (2006), S.17.¹⁵⁹ Vgl. Bericht der Bundesregierung (2009), S.11.¹⁶⁰ Vgl. IT Power India Ltd./Mirador Consulting/ Marsh Ltd (2006), S.18.

Geothermieprojekte meist in tektonisch aktiven Gebieten realisiert werden, ist mit eventuellen seismischen Aktivitäten zu rechnen. Die Wahrscheinlichkeit von größeren Erderschütterungen wird hingegen als gering eingeschätzt.¹⁶¹ Besonders im Bereich von Hochenthalpie¹⁶²-Gebieten kann es leicht zu Erdbeben kommen. Ein Beispiel ist das Geothermie-Kraftwerk im isländischen Krafla. Ein Vulkanausbruch in direkter Nähe des Kraftwerks behinderte die weitere Entwicklung des Kraftwerks und ließ dessen Fortbestehen im Ungewissen. Zwei Jahre später konnte das Kraftwerk schließlich 1977 seinen Betrieb aufnehmen.¹⁶³

Umweltrisiken	Eine Gefährdung des Bodens und Grundwassers muss durch geeignete Sicherheitsmaßnahmen vermieden werden. ¹⁶⁴
---------------	--

Tabelle 7: Unterschiede zwischen Erdöl-/Erdgas- und Geothermiebohrungen¹⁶⁵

BEREICH	ERDÖL- UND ERDGASBOHRUNG	GEOTHERMIEBOHRUNG
Geologie	Vermeidung von Bruchzonen (Leckagen)	Bruchzonen werden erbohrt (Hohes Bohrrisiko)
Geologie	Zielhorizont < 6.000m	Zielhorizont 3.000 – 6.000m
Geologie	Erbohrung tektonisch stabiler Gesteinsschichten	Tektonisch aktive Schichten werden erbohrt (Bsp. Basel)
Anzahl von Bohrungen	Lediglich eine Förderbohrung erforderlich	Zwei Bohrungen erforderlich (Produktions- und Injektionsbohrung)
Produktionsraten	Geringe Produktionsraten (<<1.000m ³ /d) → kleiner Bohrungsdurchmesser (Ausnahme Gasbohrungen)	Hohe Produktionsraten (> 8.000m ³ /d) → großer Bohrungsdurchmesser
Temperaturbereich	Temperaturen bis 160°C (HP/HT)	Temperaturen > 80°C – 200 °C
Bohrdurchmesser	Kleinere Bohrdurchmesser (7" Produktionsrohrtour)	Großer Bohrdurchmesser (9 5/8" Pumpenhöhe, 7" Produktionsrohrtour)
Förderung	Eruptive Förderung + Einsatz von Förderhilfsmitteln	Einsatz von Förderhilfsmitteln
Bohrplatz	Je nach Standort	Durch die Wärmebereitstellung in Nah- und Fernwärmenetzen wird in Wohnort nahen Bereichen gebohrt
Emissionen	Je nach Standort	Hohe Emissionsanforderungen (z.B. Lärm, Schadstoff, Vibration)
Bohrkosten	Bohrkosten nehmen ca. 30% der Gesamtkosten ein	Bohrkosten nehmen 42 – 90% der Gesamtkosten ein
Lebensdauer Bohrmeißel	Gesteinsabhängig	Gering, Einsatz von teureren Bohrwerkzeugen
Horizontale Bohrung	Standard	Notwendig wenn von einem Bohrplatz zwei Bohrungen abgeteuft werden sollen. Einsatz von gerichteten Bohrungen
Bohrspülung	Mittlere Temperaturbeständigkeit	Hohe Temperaturbeständigkeit

¹⁶¹ Vgl. Combs, J. (2006), S.14f.

¹⁶² Hochenthalpie beschreibt eine Regionen mit geothermischen Anomalien. Bereits in geringer Tiefe können Temperaturen über 150°C angetroffen werden. Dies ist z. B. in der Nähe von vulkanischen Systemen anzutreffen.

¹⁶³ Vgl. Mannvit Ltd. (2015).

¹⁶⁴ Vgl. GtV-Bundesverband Geothermie (2015c).

¹⁶⁵ Vgl. Teodoriu, C./Fitcher, C. (2010), S.91.

8. LITERATURVERZEICHNIS

1. **Altrock, Martin; Große, Andreas; Lehnert, Wieland (2009):** „Rechtshemmnisse für die Genehmigung Tiefengeothermischer Anlagen“. Gutachterliche Äußerung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Berlin). Becker Büttner Held, Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater, Partnerschaft, (München).
2. **Azimudin, Tafif:** Geothermal Energy Development in Indonesia. Country Update 2005-2008. Geothermal Training Programme, 30th Anniversary Workshop, 2008. United Nations University.
3. **Bannier, Christina E. (2005):** Vertragstheorie. Eine Einführung mit finanzökonomischen Beispielen und Anwendungen. Heidelberg: Physica-Verlag Heidelberg (Physica-Lehrbuch).
4. **Berger, A.; Richter, Benjamin; Imolauer, Kai; Hepp, Katharina; Schwien, Manja; Heckelmann, Marc et al. (2009):** Erfolgreiche Projektumsetzung Geothermie Unterhaching. Erfahrungen von Rödl & Partner. Rödl & Partner GbR (Nürnberg).
5. **Bertani, Ruggero (2010):** Geothermal Power Generation in the World. 2005-2010 Update Report, Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010.
6. **Bertani, Ruggero (2015):** Geothermal Power Generation in the World. 2010-2015 Update Report, Proceedings World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, 19-25 April 2015.
7. **Björnsson, Sveinbjörn; Gudmundsdottir, Inga Dora; Ketilsson, Jonas (2010):** Geothermal Development and Research in Iceland. Orkustofnun National Energy Authority (Reykjavik).
8. **Bundesregierung (2009):** Konzept zur Förderung, Entwicklung und Markteinführung von geothermischer Stromerzeugung und Wärmenutzung. Bericht der Bundesregierung. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Online verfügbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/bericht-bundesregierung-geothermische-stromerzeugung.pdf?__blob=publicationFile&v=2.
9. **Combs, Jim (2006):** Financial Risk Management Instruments for Geothermal Energy Development Projects. Submitted to United Nations Environment Programme Division of Technology, Industrie and Economics.
10. **Daldrup & Söhne AG (2011):** Geschäftsbericht 2011. Daldrup & Söhne AG. Online verfügbar unter <http://www.daldrup.eu/ir/files/Daldrup-Konzern-Geschaeftsbericht-2011.pdf>
11. **Dolor, F. M. (2006),** Ownership, Financing and Licensing of Geothermal Projects in the Philippins, Presented at Workshop for Decision Makers on Geothermal Projects in Central America, 26. November – 2. December 2006
12. **EEG (2014):** Erneuerbare Energien Gesetz. EEG 2014. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (Berlin), vom 01.08.2014. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gesetz-fuer-den-ausbau-erneuerbarer-energien,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
13. **Frankfurt School –UNEP Collaborating Centre for Climate & Sustainable Energy Finance (2015):** Global Trends in Renewable Energy Investment 2015. Analysis of Trends and Issues in the Financing of Renewable Energy. Unites Nations Environment Programme (Kenya); Bloomberg New Energy Finance; Frankfurt School - the UNEP Collaborating Centre for Climate & Sustainable Energy Finance (Frankfurt); Editors: McCrone, Angus; Usher, Eric; Sonntag-O'Brien, Virginia; Moslener, Ulf; Gruening, Christine;
14. **GEF (2015),** Projekthomepage "About UNEP-ARGeo", Online verfügbar unter: <http://theargeo.org/about.html> , zuletzt geprüft am 16.06.2015.
15. **GEOFAR (2009):** Analysis of financial instruments. National Energy Fund - Iceland. Geothermal Finance and Awareness in European Regions (GEOFAR). Online verfügbar unter <http://www.energia.gr/geofar/articlefiles/factsheets/Iceland%20-%20Factsheet%20National%20Energy%20Fund%20Loan%20and%20Grant.pdf>
16. **GEOFAR.eu (2015):** The GEOFAR Project. GEOFAR Project Overview. Geothermal Finance and Awareness in European Regions (GEOFAR). Online verfügbar unter <http://www.geofar.eu/>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.
17. **GEOFAR (o. J.):** Finanzierungssystem zur Förderung von Investitionen in die Geothermie. Geothermal Finance and Awareness in European Regions (GEOFAR). Online verfügbar unter http://www.energia.gr/geofar/articlefiles/172_geofar_german.pdf.
18. **Geothermal Development Company (GDC). (2015):** Who we are. Geothermal Development Company (GDC). Online verfügbar unter http://www.gdc.co.ke/index.php?option=com_content&view=article&id=139&Itemid=203, zuletzt geprüft am 02.06.2015.

19. **GeothermEx, Inc (2010):** An Assessment of Geothermal Resource Risk In Indonesia. The World Bank, Public-Private Infrastructure Advisory Facility.
20. **Geothermieprojekte (Rödl & Partner) (2015):** Aktuelles/informationen. GEOFAR (international). Geothermieprojekte (Rödl & Partner). Online verfügbar unter <http://www.geothermieprojekte.de/>, zuletzt geprüft am 02.06.2015.
21. **GtV-Bundesverband Geothermie e.V. (2015a):** Direkte Nutzung geothermische Energie weltweit (Stand 2010). GtV-Bundesverband Geothermie e.V. Online verfügbar unter <http://www.geothermie.de/wissenswelt/geothermie/geothermie-weltweit.html>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.
22. **GtV-Bundesverband Geothermie e.V. (2015b):** Geothermie Anlagentypen in der Praxis Stromerzeugung. GtV-Bundesverband Geothermie e.V. Online verfügbar unter <http://www.geothermie.de/wissenswelt/geothermie/anlagentypen-in-der-praxis.html>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.
23. **GtV-Bundesverband Geothermie e.V. (2015c):** Geothermie Risiken. GtV-Bundesverband Geothermie e.V. Online verfügbar unter <http://www.geothermie.de/wissenswelt/geothermie/einstieg-in-die-geothermie/risiken.html>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.
24. **GtV-Bundesverband Geothermie e.V. (2015d):** Wissenswelt/Lexikon der Geothermie/H. GtV-Bundesverband Geothermie e.V. Online verfügbar unter <http://www.geothermie.de/wissenswelt/glossar-lexikon/h/hochenthalpieregion-lagerstaette.html>, zuletzt geprüft am 10.08.2015.
25. **GtV-Bundesverband Geothermie e.V. (2015e):** Wissenswelt/Lexikon der Geothermie/N. GtV-Bundesverband Geothermie e.V. Online verfügbar unter <http://www.geothermie.de/wissenswelt/glossar-lexikon/n/niederenthalpieregion-lagerstaetten.html>, zuletzt geprüft am 10.08.2015.
26. **Hughes, Gareth; Diogo, Warren; Oliver, Edmund; Dlugolecki, Andrew; Schoenwiesner-Bozkurt, Christian; Advisors from Climate Change Capital et al. (2004):** Financial Risk Management Instruments for Renewable Energy Projects. Summary document. Unites Nations Environment Programme.
27. **IFC Corporate Relations Department (2010):** Telling Our Story: Renewable Energy. International Finance Corporation (World Bank Group).
28. **IT Power India Ltd./Mirador Consulting/ Marsh Ltd:** Assessment of Financial Risk Management Instruments for RE Projects in Developing Countries. Background Study. Unites Nations Environment Programme.
29. **Jacob, Stephan A. (2009):** Finanzierung von Geothermie-Projekten. Fündigkeitsversicherung der Münchener Rück. Münchener Rückversicherungs-Gesellschaft AG, 2009.
30. **Kebede, Solomon (2010):** Status of Geothermal Exploration and Development in Ethiopia. Presented at Short Course V on Exploration for Geothermal Resources. UNU-GTP, G. and KenGenD.C. Lake Bogoria and Lake Naivasha (Kenya), 2010.
31. **Kenya Electricity Generating Company (KenGen) (2015a):** Investor Intro. Kenya Electricity Generating Company (KenGen). Online verfügbar unter <http://www.kengen.co.ke/index.php?page=investor&subpage=intro>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.
32. **Kenya Electricity Generating Company (KenGen) (2015b): o. V.:** Olkaria I Power Station. Kenya Electricity Generating Company (KenGen). Online verfügbar unter <http://www.kengen.co.ke/index.php?page=business&subpage=geothermal&id=1>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.
33. **KfW-Merkblatt „Fündigkeitsrisiko Tiefengeothermie“ (2009):** Fündigkeitsrisiko Tiefengeothermie. Darlehen zur Finanzierung geothermaler Tiefbohrungen in Deutschland. Programm-Nr. 228. KfW-Förderbank. Online verfügbar unter [https://www.kfw.de/KfW-Konzern/Service/Download-Center/Förderprogramme-\(Inlandsf.\)-\(D-EN\)/Barrierefreie-Dokumente/Fündigkeitsrisiko-Tiefengeothermie-\(228\)-Merkblatt/index.html](https://www.kfw.de/KfW-Konzern/Service/Download-Center/Förderprogramme-(Inlandsf.)-(D-EN)/Barrierefreie-Dokumente/Fündigkeitsrisiko-Tiefengeothermie-(228)-Merkblatt/index.html), zuletzt geprüft am 11.06.2015.
34. **KfW (2011):** Programm - erneuerbare Energien. Chile - mit erneuerbaren Energien die Zukunft sichern. KfW-Entwicklungsbank. Online verfügbar unter http://www.kfwentwicklungsbank.de/ebank/DE_Home/Laender_und_Programme/Lateinamerika/Chile/Leuchturmprojekt_1.jsp, zuletzt aktualisiert am 2011, zuletzt geprüft am 17.06.2012.
35. **KfW Bankengruppe (2012):** Förderreport KfW Bankengruppe. Online verfügbar unter <https://www.kfw.de/migration/Weiterleitung-zur-Startseite/Startseite/KfW-Konzern/Unternehmen/Zahlen-und-Fakten/KfW-auf-einen-Blick/Förderreport/KfW-Förderreport12-2012.pdf>.

36. **Ixrichter (2009):** Basel EGS project sees final stop decision by Swiss authorities. In: Think Geoenergy, 2009. Online verfügbar unter <http://gre.thinkgeoenergy.com/archives/3199> , zuletzt geprüft am 11.06.2015.
37. **Mannvit Ltd.o. V. (2015):** Krafla Geothermal Power Station. Mannvit Ltd. Online verfügbar unter <http://www.mannvit.com/projects/krafla-geothermal-power-plant/>, zuletzt geprüft am 17.08.2015.
38. **Matek, Benjamin (2015):** 2015 Annual U.S. & Global Geothermal Power Production Report. Geothermal Energy Association. Online verfügbar unter <http://geo-energy.org/reports/2015/2015%20Annual%20US%20%20Global%20Geothermal%20Power%20Production%20Report%20Draft%20final.pdf>.
39. **Münchener Rückversicherungs-Gesellschaft AG (04.07.2011):** Exorka, Marsh und Munich Re kooperieren bei neuem Geothermieprojekt. Pressemitteilung. Online verfügbar unter http://www.munichre.com/de/media_relations/press_releases/2011/2011_07_04_press_release.aspx , zuletzt geprüft am 11.06.2015.
40. **Mwangi, Martin Njoroge (2010):** The African Rift Geothermal Facility (ArGeo). Status. Presented at Short Course V on Exploration for Geothermal Resources. UNU-GTP, G. and KenGen D.C. Lake Bogoria and Lake Naivasha (Kenya), 2010.
41. **National Renewable Energy Laboratory, Washington (2015):** Geothermal Electricity Production. Flash Steam. National Renewable Energy Laboratory (Washington). Online verfügbar unter http://www.nrel.gov/learning/re_geo_elec_production.html, zuletzt geprüft am 07.05.2015.
42. **Uwe Ohls/ Ulf Moslener (2011)** „Die Rolle von Förder- und Entwicklungsbanken beim Ausbau Erneuerbarer Energien“ in Gerhard, M., Rüschen, R. and A. Sandhövel (Eds.), „Finanzierung Erneuerbarer Energien“, Frankfurt School Verlag GmbH, Sonnemannstraße 3-5, 60134 Frankfurt am Main.
43. **Orkustofnun, National Energy Authority (2015a):** Generation of Electricity in Iceland. Online verfügbar unter <http://www.nea.is/the-national-energy-authority/energy-statistics/generation-of-electricity/>, zuletzt geprüft am 26.05.2015.
44. **Orkustofnun, National Energy Authority (2015b):** Direct Use of Geothermal Resources. Orkustofnun National Energy Authority (Reykjavik). Online verfügbar unter <http://www.nea.is/geothermal/direct-utilization/>, zuletzt geprüft am 26.05.2015.
45. **Versicherungsmakler Dr. Schmidt & Erdsiek GmbH & Co. KG (30.03.2012):** S&E berät und vermittelt Fündigkeitsversicherung für das Geothermieprojekt Traunreut. Munich Re versichert in Traunreut weiteres Geothermieprojekt. Online verfügbar unter <http://www.sue-gruppe.de/news/se-beraet-und-vermittelt-fuendigkeitsversicherung-fuer-das-geothermieprojekt-traunreut>.
46. **Versicherungsmakler Dr. Schmidt & Erdsiek GmbH & Co. KG (02.04.2012):** S&E berät und vermittelt Fündigkeitsversicherung für das Geothermieprojekt Gerretsried. Geothermieprojekt Geretsried endlich bereit für den Startschuss. Online verfügbar unter <http://www.sue-gruppe.de/news/se-beraet-und-vermittelt-fuendigkeitsversicherung-fuer-das-geothermieprojekt-geretsried>.
47. **Ouma, Peter A. (2009):** Geothermal Exploration and Development of the Olkaria Geothermal Field. Presented at Short Course IV on Exploration for Geothermal Resources, organized by UNU-GTP, KenGen and GDC, at Lake Naivasha, Kenya, 2009. KenGen, United Nations University-Geothermal Training Programme, Geothermal Development Company.
48. **Richter, Benjamin; Hepp, Katharina:** Wirtschaftliche Nutzung geothermischer Potenziale. Risikomanagement bei Deutschlands größtem Geothermieprojekt. In: energy 2.0 März 2009. Online verfügbar unter <http://www.energy20.net/pi/index.php?StoryID=317&articleID=154419>, zuletzt geprüft am 10.06.2015.
49. **Ritchie, Duncan (2011):** Establishing a Geothermal State-Owned Enterprise. Review of Best Practice in the Development of Geothermal Business Aequero. Aequero, 2011.
50. **Robertson-Tait, A.; Henneberger, Roger; Sanyal, Subir (2008):** Managing Geothermal Resource Risk. Experience from the United States. Workshop on Geological Risk Insurance-World Bank Geothermal Energy Development Program (GEOFUND), Karlsruhe, Deutschland. World Bank.
51. **Sass, Ingo; Homuth, Sebastian (2009):** Risikomanagement bei der Umsetzung von Tiefengeothermie-Projekten. 4. Tiefengeothermie-Forum. Darmstadt, 2009. Online verfügbar unter <http://www.hessenenergie.de/Downloads/DI-Nach/dln-tgf/tgf-09/tgf-09-pdfs/1-Sass-150909.pdf>.
52. **Schulz, Rüdiger (2009):** Aufbau eines geothermischen Informationssystems für Deutschland. Endbericht im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Hg. v. Rüdiger Schulz (Kap 1;2). Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik Hannover.
53. **Stober, Ingrid; Bucher, Kurt (2012):** Geothermie. 2012. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg (Springer Geology).

54. **Stober, Ingrid; Fritzer, Thomas; Obst, Karsten; Schulz, Rüdiger (2011):** Tiefe Geothermie. Nutzungsmöglichkeiten in Deutschland. 3. Aufl. Unter Mitarbeit von Britta Ganz, Katja Tribbensee und Karola Otremba. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Berlin).
55. **Teklemariam, M.; Beyene, Kibret; AmdeBerhan, Yiheyis; Gebregziabher, Zewde (2000):** Geothermal Development in Ethiopia. Proceedings World Geothermal Congress 2000, Kyushu-Tohoku, Japan. Ethiopian Institute of Geological Surveys (Addis Ababa).
56. **Teodoriu, Catalin; Fichter, Carsten (2010):** Anpassung der Tiefbohrtechnik aus der Erdöl-/Erdgasindustrie an die Tiefengeothermie. Technologien zur Nutzung der tiefen Geothermie und ihre Integration in Energieversorgungssysteme ; Potsdam, 23. und 24. März 2010. 3. Fachtagung Geothermische Technologien. Düsseldorf: VDI-Verl (VDI-Berichte, 2082).
57. **VDI Richtlinie. (2001):** Thermische Nutzung des Untergrundes. Berlin: Beuth (VDI-Richtlinien, 4640).
58. **Wahjosoedibjo, Anton; Hasan, Madjedi (2012):** Geothermal Fund for Hastening the Development of Indonesia's Geothermal Resources. Proceedings, Thirty-Seventh Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, 2012. PT Pranata Energi Nusantara (PENConsulting) (Jakarta).
59. **Wang, Xiaoping (2012):** Drilling Down on Geothermal Potential: An Assessment for Central America, World Bank and Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP).
60. **Weltbank (2015):** African Rift Geothermal Development Program (ARGeo). Projects and Operations. The World Bank. Online verfügbar unter <http://www.worldbank.org/projects/P100203/african-rift-geothermal-development-program-argeo?lang=en&tab=overview>, zuletzt geprüft am 07.05.2015.



Frankfurt School
FS-UNEP Collaborating Centre
for Climate & Sustainable Energy Finance

FS-UNEP Collaborating Centre
Frankfurt School of Finance & Management
Sonnemannstrasse 9-11
60314 Frankfurt am Main

<http://fs-unep-centre.org>
www.frankfurt-school.de

E-Mail: unep@fs.de
Phone: +49 (0)69 154008-647
Fax: +49 (0)69 154008-670

