



# Wirtschaftlichkeitsanalyse und Risikoabsicherung von Geothermieprojekten

## Ausgangslage

Bayern erlebt einen Geothermie-Boom. Waren es im Jahr 2003 noch wenige Claims, so existierten zum Jahresende 2006 bereits rund 75 Erlaubnis- bzw. Bewilligungsfelder, um hydrothermale Geothermie aufzusuchen und zur Wärmeerzeugung und/oder Stromerzeugung zu nutzen. Dabei stellt sich die Aufsuchung der Geothermie in der Molasse wesentlich komplexer dar, als ursprünglich vermutet. Die zahlreichen technischen, betriebswirtschaftlichen und rechtlichen Fragen geraten erst jetzt vermehrt in den Blickpunkt, da es um die Projektumsetzung geht. Zudem haben sich die Rahmenbedingungen für Wärme- und Stromprojekte in den vergangenen zwei Jahren deutlich verändert: So profitieren Wärmeprojekte von den gestiegenen Öl- und Gaspreisen sowie der Sorge um die Abhängigkeit von den klassischen Energieträgern. Andererseits leiden alle Projekte unter den stark gestiegenen Bohr- und Stahlpreisen sowie dem verteuerten Strombezug für den Eigenenergiebedarf. Die Wirtschaftlichkeitssimulationen für kommunale sowie private Wärme- und Stromprojekte zeigen übereinstimmend, dass der Grad zwischen einem rentablen und einem unrentablen Geothermieprojekt sehr schmal (geworden) ist. Dabei wäre es energie- und umweltpolitisch lohnend, das bayerische Geothermiepotential zu nutzen, da CO<sub>2</sub>-freie und grundlast-

fähige erneuerbare Energien nicht im Überfluss vorhanden sind. Die wirtschaftlichen Aspekte müssen daher von Projektbeginn an mit im Fokus stehen. ■

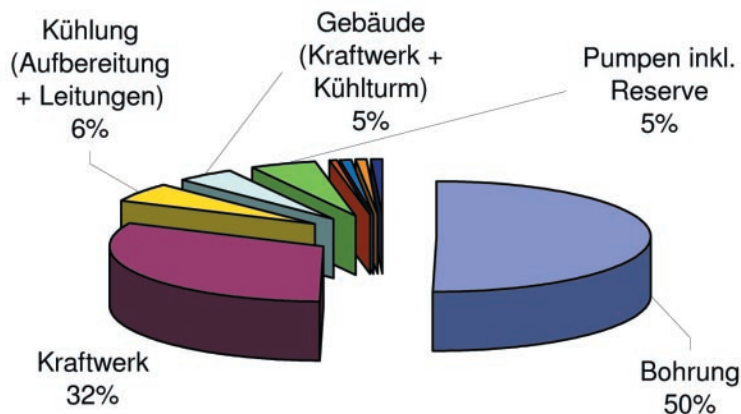
## Investitionen und Finanzierung

Zur Wirtschaftlichkeitsanalyse werden ein für die Molasse typisiertes Strom- und ein Wärmeprojekt betrachtet. Dabei soll beim *Strom-*

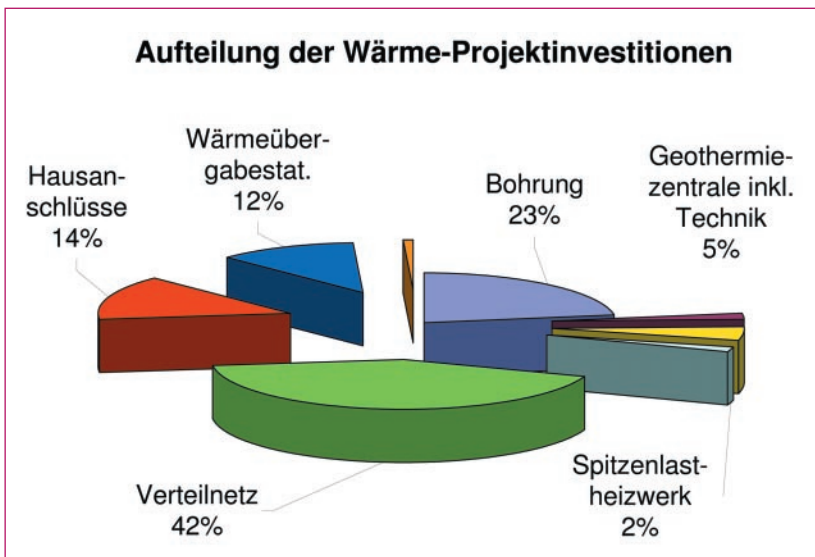
*projekt* mit einer geothermischen Triplette in einer Bohrtiefe von 3.500 m geothermisches Potenzial von rund 38 MW erschlossen und bei Einsatz eines Kalinaprozesses eine jahresdurchschnittliche Kraftwerksleistung von ca. 4,5 MW installiert werden. Beim *Wärme-* *projekt* soll in einer Tiefe von rund 3.200 m mit einer geothermischen Dublette thermisches Potenzial

Sachanlageinvestitionen Strom-Geothermieprojekt	€	in %
Bohrung)	16.400.000	50,15 %
Kalinakraftwerk	10.400.000	31,80 %
Kühlung (Aufbereitung + Leitung)	1.800.000	5,50 %
Gebäude (Kraftwerk + Kühlturm)	1.500.000	4,59 %
Pumpen inkl. Reserve	1.600.000	4,89 %
Netzanschluss	200.000	0,61 %
Schaltanlagen	300.000	0,92 %
Grundstück	200.000	0,61 %
Aussenanlagen	300.000	0,92 %
<b>SUMME)</b>	<b>32.700.000</b>	<b>100,00 %</b>

## Aufteilung der Strom-Projektinvestitionen



Sachanlageinvestitionen Wärme-Geothermieprojekt	€	in %
Bohrung)	10.400.000	22,61 %
Pumpe und Zubehör	800.000	1,74 %
Geothermiezentrale inkl. Technik	2.100.000	4,57 %
Spitzenlastheizwerk	800.000	1,74 %
Verteilnetz	19.500.000	42,39 %
Hausanschlüsse	6.600.000	14,35 %
Wärmeübergabestationen	5.400.000	11,74 %
Grundstück	400.000	0,87 %
<b>SUMME</b>	<b>46.000.000</b>	<b>100,00 %</b>



von ca. 19 MW nutzbar gemacht werden, um im Rahmen einer flächigen Ortsversorgung im Endausbau Wärmekunden mit insgesamt rund 35 MW anzuschließen und etwa 66 GWh Wärme zu liefern.

Beim *Stromprojekt* sind Investitionen von rund 33 Mio. € erforderlich. Auf die Einzelposten Bohrung und Kraftwerk entfallen bereits 82% der Gesamtinvestitionen. Das möglichst optimal zu strukturierende Finanzierungsvolumen beträgt ca. 40 Mio. €, da auch die Projektierungsaufwendungen (Machbarkeitsstudien, Seismiken, Fündigkeitsversicherung etc.) sowie der negative Cashflow finanziert werden müssen. Dabei legen die Banken einen sehr strengen Maßstab an, nicht nur was die Wirtschaftlichkeitsanalyse und Risikoabsicherung im Projekt betrifft. In Abstimmung

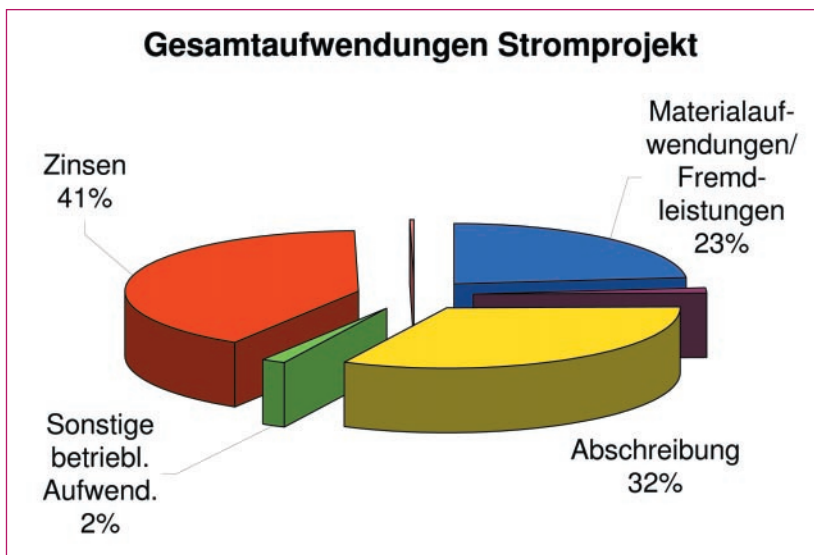
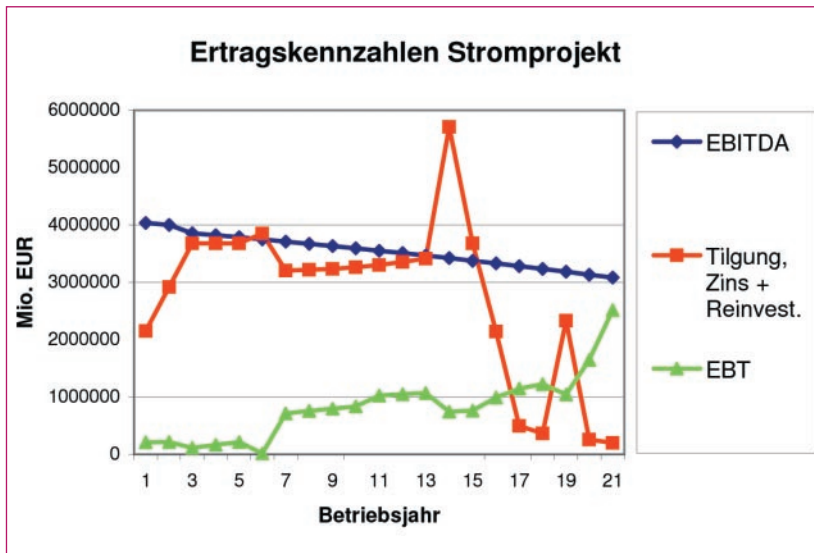
mit dem Fündigkeitsversicherungskonzept werden regelmäßig Eigenmittel in Höhe des überwiegenden Teils der Bohrungen bzw. von ca. 25 - 30% der eigentlichen Sachanlageinvestitionen verlangt. Diese Eigenmittel zu beschaffen, bereitet wegen der gesunkenen Projektrentabilitäten erhebliche Schwierigkeiten (hierzu später).

*Wärmeprojekte* bedingen höhere Investitionsvolumina, sofern nicht auf ein bestehendes Wärmenetz zurückgegriffen werden kann. Im Beispiel betragen sie rund 46 Mio. €, wovon ca. 42% auf das Verteilnetz und 23% auf die Bohrung entfallen. Die Investitionen ziehen sich nach den hohen Anfangsausgaben für Bohrung, Energiezentrale und Basisnetz über die 5 bis 10 Jahre des Netzausbaus und der -verdichtung hin. Entsprechend sukzessive müssen die Finanzierungsmittel fließen. Neben den

Investitionen sind auch hier die Projektierungsaufwendungen und der negative Cashflow während der Netzaufbauphase von wenigstens 5 Mio. € zu decken. Schon wegen dieser Anfangsverluste müssen Wärmeprojekte über ca. 20% Eigenmittel verfügen. Daneben wurden die Wärmeprojekte über kommunale Bürgschaften zinsgünstig fremdfinanziert. Hier bleibt abzuwarten, in welchem Umfang und unter welchen Voraussetzungen dies nach der Reform des EU-Beihilferechts noch praktiziert werden kann. Ohne Besicherung durch die Kommune bereitet den Banken wegen der Fündigkeits-, Bohr- und Absatzrisiken auch die Finanzierung eines Wärmeprojektes Schwierigkeiten. ■

**Projektrentabilität**

Im *Stromprojekt* werden Umsatzerlöse aus der EEG-Einspeisevergütung von 150,00 € je MWh im Leistungsbereich bis 5 MW erzielt. Im Beispiel beträgt der Jahresstromumsatz ca. 5,4 Mio. €. Aufwandsseitig prägen der Kapitaldienst (Abschreibungen und Zinsen) sowie der Materialaufwand für den Eigenstrombezug das Bild. Unterstellt man eine Planungs-, Bau- und Inbetriebnahmephase von 3 Jahren, so erreicht ein Stromprojekt mit der Aufnahme des „Normalbetriebs“ im Jahr 4 (= Betriebsjahr 1) die Gewinnschwelle. Im Diagramm zeigt dies die von Beginn an positive Kurve des EBT (earnings before taxes). Weil die Einspeisevergütung im Projektzeitraum konstant bleibt, steigen die Gewinne im Stromprojekt erst, wenn nach geleisteten Tilgungen die Zinsaufwendungen sinken. Eine gegenläufige Tendenz bewirken steigende Stromkosten, mit denen zu rechnen sein wird. Die abfallende EBITDA-Kurve (earnings before interest, taxes depreciation and amortisation) ist daher typisch für Stromprojekte. Das EBITDA ist zudem eine wichtige Kennziffer für die Ban-

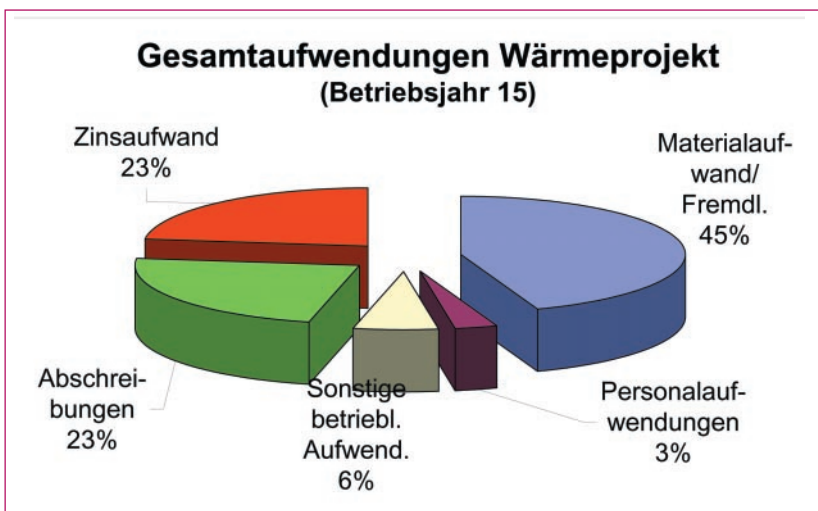
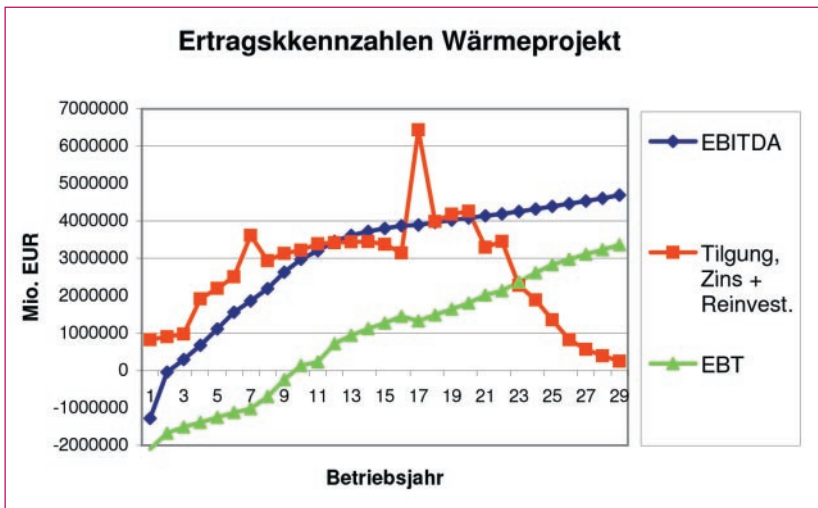


kenfinanzierung, sollte es doch stets signifikant über der Zahllast für Tilgungen, Zinsen und Reinvestitionen liegen, damit die Kreditfähigkeit des Projekts nachhaltig gewährleistet ist. Die Nähe der EBITDA-Kurve zu der Finanzierungszahllast während der ersten 10 Projektjahre zeigt, in welcher schwieriger finanzieller Situation sich die Stromprojekte gegenwärtig befinden. Die Eigenkapitalrendite liegt während des 21jährigen EEG-Vergütungszeitraums bei nur ca. 9%. Gemessen an den Projektrisiken gilt dies als nicht adäquat, so dass Eigenkapital für Geothermieprojekte am Kapitalmarkt nur schwer einzuwerben ist. Die Hauptursache für diese schlechte Finanzierungssituation liegt in den gegenüber dem Jahr 2004 um bis

zu 50% gestiegenen Bohr-, Stahl- und Strompreisen. Vor diesem Preisanstieg waren marktgängige Projektrentabilitäten von etwa 15% darstellbar. Wollte man den mit der EEG-Novelle 2004 beabsichtigten Fördereffekt wieder herstellen, müsste die Einspeisevergütung für geothermischen Strom auf 175,00 - 180,00 € je MWh angehoben werden.

Beim *Wärmeprojekt* ist der Umsatz Produkt der angeschlossenen Wärmeleistung, der abgesetzten Wärmemenge und des zu Grunde gelegten Wärmetarifs. Beim Preis setzen die Konkurrenzenergien Öl, Gas, Hackschnitzel etc. eine natürliche Grenze. Auch muss der Tarif so konzipiert werden, dass Anreiz zum Umstieg auf die geothermische Wärmeversorgung

besteht. Die Aufwandsseite prägen erneut die Kapitalkosten. Bei den ebenfalls bedeutenden Materialaufwendungen wirkt sich neben dem Betriebsstrom für die Geothermie- und die Netzpumpen auch der Energieeinsatz zur Spitzen-, Reserve- und ggf. Mittellastversorgung aus. Im Gegensatz zum Stromprojekt ist es bei der Wärmeversorgung nicht möglich, mit der Inbetriebnahme schwarze Zahlen zu erreichen. Die EBT-Kurve im Diagramm zeigt, dass die Gewinnschwelle nach ca. 10 Jahren zu erreichen ist. Während dieser Durststrecke im Wärmeprojekt liegt auch das EBITDA unterhalb der Zahlungen für Tilgung, Zins und Reinvestitionen, sodass das Projekt nur durch einmalige hohe bzw. sukzessive Eigenmittelzufuhr im finanziellen Gleichgewicht gehalten werden kann. Wegen der hohen Anlaufverluste realisieren die (kommunalen) Eigenkapitalgeber im Beispielsfall während der ersten Projektjahre eine Rendite um die „0%“ und während der kalkulatorischen Gesamtlaufzeit von 30 Jahren von nur rund 6,7%. Im Gegensatz zu Stromprojekten weisen Wärmeprojekte eine steigende EBITDA-Kurve auf. Die Absatzausweitung durch Netzverdichtung verursacht nur geringen zusätzlichen Materialaufwand, so lange die verfügbare Geothermieleistung noch deutlich über der Mittellast liegt. Der Wärmeversorger profitiert bei steigenden Absatzmengen daher von der Kostendegression je MWh bei den Personal-, Verwaltungs- und sonstigen betrieblichen Aufwendungen etc. Hinzu tritt die Fixkostendegression bei Abschreibungen und Zinsen, die Niederschlag im deutlich ansteigenden EBT findet. Dies alles setzt aber voraus, dass die Nahwärmepreise nachhaltig moderat steigen, im Beispiel um ca. 2,7 % p.a. Ohne Preissteigerung erreichen Wärmeprojekte derzeit nicht die



Gewinnschwelle. Von Beginn an kostendeckende Geothermiewärmepreise sind gegenwärtig (noch) nicht wettbewerbsfähig. Durch die sachgerechte Gestaltung der Preisgleitklausel profitiert der Versorger vom unterstellten Preisanstieg bei den Konkurrenzenergien, gleichzeitig kann der Kunde vom diesem Anstieg teilweise entkoppelt werden. So gewinnen beide Seiten. Dabei wird darauf zu achten sein, dass die geothermischen Wärmepreise nachhaltig nur moderat steigen, um einen kontinuierlichen Anreiz zum Anschluss an diese nahezu CO<sub>2</sub>-freie Versorgung zu setzen und den Kunden nicht aus Budgetnot zu zwingen, künftig stärker isolieren oder die Raumtemperatur absenken zu müssen. Derartige negative Mengeneffekte würden die Projektrentabilität für den Versorger wieder gefährden. Soll-

ten die Öl- und Gaspreise in den nächsten Jahren weiter deutlich ansteigen, dann würden sich die Startbedingungen für geothermische Wärmeprojekte wegen anfänglich höherer Wärmeabsatzpreise erheblich verbessern. ■

Kritische Parameter/ Sensitivitätsanalyse

Um die Anfälligkeit der Projektwirtschaftlichkeit auf die Veränderungen relevanter Parameter zu beurteilen, wird eine umfassende Projektsimulation mit über 50 geologischen, technischen und betriebswirtschaftlichen Stell-schrauben herangezogen. Die Ergebnisse werden in gesonderten Diagrammen für das Strom- und das Wärmeprojekt dargestellt. Auf der Y-Achse wird die Projektrentabilität und auf der X-Achse die Parameteränderung in 1%-Schritten von +10% bis -10% abgebildet. Je steiler die darge-

stellten Kurven verlaufen, desto stärker reagiert das Projekt bereits auf geringe Veränderungen (ceteris paribus).

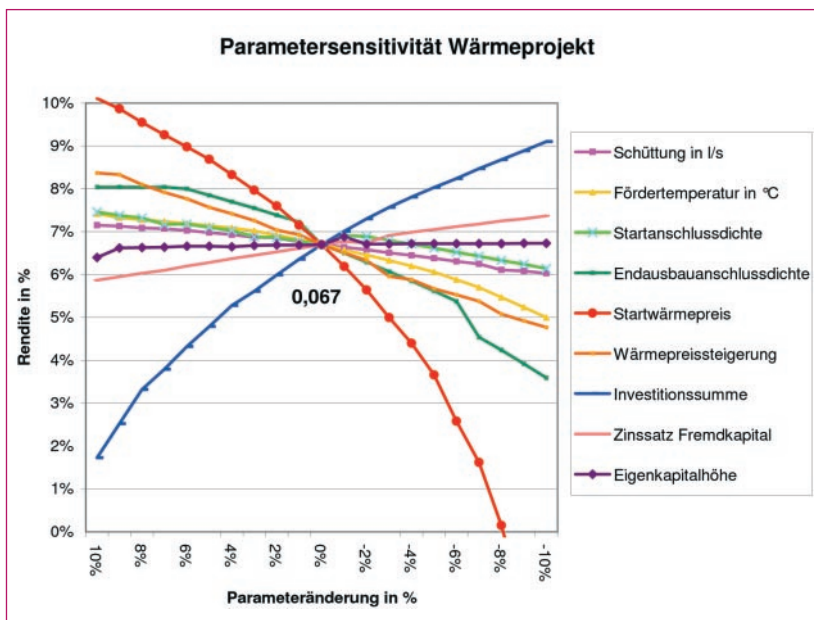
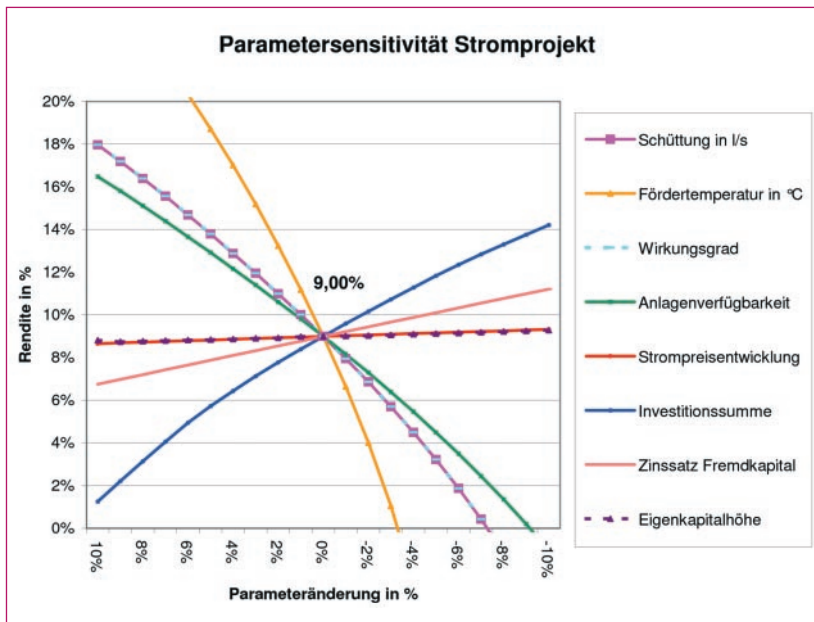
Beim *Stromprojekt* beträgt die Ausgangsrentabilität 9%. Eine Reduzierung der Fördertemperatur um 4%, der Schüttung oder des Kraftwerkswirkungsgrads um 7%, der Anlagenverfügbarkeit um 10% oder eine Erhöhung der Gesamtinvestitionen um 10% führen bereits zur Unwirtschaftlichkeit des Projekts (Rendite „0“). Die Strompreisentwicklung, die Fremdkapitalkosten oder die Eigenkapitalquote sind zumindest nicht projektkritisch.

Beim *Wärmeprojekt* zeigt sich ein verändertes Bild. Die Ausgangsrentabilität beträgt 6,7%. Eine Reduzierung des Wärmepreises um 8% oder eine Erhöhung der Investitionssumme um ca. 12% führen zur Unwirtschaftlichkeit des Projekts (Rendite „0“). Stark wirkt sich ebenfalls eine um 10% reduzierte Endanschlussdichte bei den Wärmekunden aus. Durch den verringerten Wärmeabsatz sinkt die Rendite auf ca. 3,5%. Demgegenüber sind die weiteren Parameter in diesem Beispielfall zumindest nicht als projektkritisch anzusehen.

Festzuhalten bleibt: Ganz entscheidend ist der Untertagefaktor im Sinne von Fündigkeit und Bohrtechnik bzw. Bohrkosten. Bereits geringe Minderfündigkeiten führen ein Stromprojekt in die Unwirtschaftlichkeit. Da Bohrkosten-, d.h. Investitionsüberschreitungen die Rendite eines Strom- wie eines Wärmeprojekts deutlich schmälern, ist der Bohrplanung, der Auswahl des Bohrunternehmens etc. besondere Aufmerksamkeit zu widmen. Eine Versicherungslösung in diesem Bereich wäre wünschenswert (hierzu sogleich). ■

Risiken und deren Absicherung

Die sensible Reaktion der Projektrendite auf Veränderungen der Parameter in den Simulations-



rechnungen verdeutlicht, dass Geothermieprojekte wirtschaftlich risikofähig sind. Zunächst ist jedes Vorhaben mit den *allgemeinen wirtschaftlichen* Risiken wie Budgetüberschreitungen, Zinserhöhungen, Zeitverzögerungen etc. konfrontiert. Zur Begrenzung dieser Risiken sind die klassischen Instrumente eines jeden Projektmanagements einzusetzen. Die Initiatoren müssen Wirtschaftlichkeitssimulationen anstellen, um vor der Projektumsetzung unterschiedliche Szenarien zu analysieren, und die Ergebnisse im Projektablauf fortschreiben. Bei der Finanzierung sind stets

Reserven einzuplanen. Im Übrigen lassen sich wirtschaftliche Risiken durch geeignete Vertragsgestaltung mit den Projektpartnern (Bohrunternehmen, Kraftwerkslieferant, Tiefbauunternehmen etc.) weiter begrenzen.

Mit der Projektumsetzung tragen die Initiatoren zunächst das *bohrtechnische Risiko*, dass die beauftragte Bohrgesellschaft das Ziel überhaupt nicht erreicht, das Ziel innerhalb des prognostizierten Zeitbedarfs und damit des Budgets nicht erreicht, oder dass das Bohrloch für die Förderung des Thermalwassers nicht verwertbar

bleibt. Ein Teil dieses Risikos lässt sich vertraglich auf die Bohrgesellschaft abwälzen (z.B. durch Turnkey- anstelle der üblichen Dayrate-Verträge). Dabei darf nicht übersehen werden, dass eine Risikoverlagerung, wenn sie denn bei der Situation am Bohrmart überhaupt gelingt, angebotsseitig zu deutlich höheren Bohrkosten führt. Welche Strategie Erfolg verspricht, muss im Einzelfall entschieden werden. Ob das bohrtechnische Risiko versicherbar wird, bleibt abzuwarten. Der Versicherungsmakler Marsh kommuniziert, dass das bohrtechnische Risiko in „seiner“ umfassenden Geothermie-Police zumindest künftig mitversichert sei.

Das *geologische Risiko* (Nichtfündigkeit, Teilfündigkeit bzw. „Andersfündigkeit“) stellt das Hauptrisiko eines Stromprojekts dar. Es lässt sich durch Reprocessing alter und durch Erstellen neuer Seismiken reduzieren. Das verbleibende Risiko muss entweder durch Eigenkapital oder eine sog. Fündigkeitsversicherung abgedeckt werden. Bei dieser Versicherung handelt es sich noch nicht um ein gängiges Konzept. Von der Münchner Rück wurden - soweit bekannt - Bohrlochertüchtigungsmaßnahmen versichert. Der Ansatz, den der Autor zusammen mit der SwissRe gewählt hat zielt darauf, umfassend sowohl das mit der Bohrung zu erschließende thermische Potenzial als auch die „Schluckfähigkeit“ der Verpressbohrungen nebst etwaigen Ertüchtigungsmaßnahmen zu versichern.

Für diese „Fündigkeitsvollkasko“ muss wegen der noch unzureichenden Datenlage eine vergleichsweise hohen Prämie von netto 5 bis 20% der Bohrkosten - abhängig von den standortspezifischen Risiken - bezahlt werden. Hinzu kommen die *anlagentechnischen und Betriebsrisiken* betreffend das Stromkraftwerk und/

oder das Fernwärmenetz. Für die klassischen Betriebsrisiken existieren standardisierte Versicherungslösungen. Im Übrigen muss wie bei jeder Großanlage besonderes Augenmerk auf das Know-how des Planers und/oder Anlagenherstellers gelegt werden. Speziell für die Stromkraftwerke wird von den Projektinitiatoren zumindest für die ersten Jahre des Kraftwerksbetriebs eine durch Sicherheiten des Herstellers unterlegte Garantie der Kraftwerkverfügbarkeit und der mengenmäßigen Stromproduktion verlangt werden. Um die wirtschaftlichen Risiken durch den Ausfall der Förder- oder Verpresspumpe aufzufangen, gehen nahezu alle Projekte dazu über, für sich oder in Verbindung mit benachbarten Projekten Reservepumpen vorzuhalten. ■

### Rechtliche Gesichtspunkte

Die typischen vertrags-, steuer- und gesellschaftsrechtlichen Themen zählen zu den Nebenbedingungen eines jeden erfolgreichen Geothermieprojekts. Hier gilt es unnötige Belastungen zu vermeiden und strukturell für einen konfliktfreien Projektlauf zu sorgen, gerade wenn mehrere Initiatoren auf Gesellschafterebene zusammenwirken. Dies betrifft neben privaten Konsortien auch interkommunale Geothermieprojekte mit zwangsläufig divergierenden örtlichen Bedürfnissen und finanziellen Spielräumen. Besonderen Augenmerks bedarf die Projektstruktur und die Vertragsgestaltung bei Private Public Partnership, etwa wenn private Exploration und kommunaler Netzaufbau bzw. Netzbetrieb über einen langfristigen Wärmelieferungsvertrag zu verbinden sind. Dass die wesentlichen Investitionen in Bohrung, Kraftwerk etc. einer geeigneten vertraglichen Grundlage bedürfen, fand bereits Erwähnung. Bei der Grundstücksbeschaffung und der

Leitungsführung ist darauf zu achten, dass der Versorger eine dauerhaft gesicherte Rechtsposition erhält. Die Tarifgestaltung bei den Wärmeprojekten schließlich vollzieht sich in einer Gemengelage aus Energie-, Vertrags- und Kartellrecht und stellt die wesentliche Grundlage für den wirtschaftlichen Erfolg eines Wärmeprojekts dar. Ferner bleibt zu erwähnen, dass die kommunalen Projekte den Vorschriften des Vergabe- und des EU-Beihilfrechts unterliegen. Selbstverständlich spielen bergrechtliche Fragen vom Erlaubnisantrag bis hin zu Bewilligung und der bergpolizeilichen Überwachung des Bohrlochbetriebs eine Rolle und bedarf der Kraftwerksbau sowie -betrieb einschließlich des Kühlprozesses der erforderlichen Genehmigungen. ■

### Fazit

In der südbayerischen Molasse – insbesondere im Großraum München – bestehen grundsätzlich günstige Voraussetzungen zur geothermischen Wärmeversorgung und/oder Stromerzeugung. Die Projektinitiatoren können sich bei den vielfältigen technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Herausforderungen auf die Unterstützung kompetenter Ansprechpartner bei der Geologie, den Ingenieurdienstleistungen sowie der betriebswirtschaftlichen Konzeption und der rechtlichen Gestaltung verlassen. Darüber hinaus bleibt auf die weitere technische Entwicklung in der ORC- und Kalina-Technik im relevanten Temperaturbereich von 110 bis 140 °C zu hoffen. Die Sensitivitätsanalysen zeigen, dass Veränderung des Wirkungsgrads bzw. der Kraftwerksverfügbarkeit die Projektrentabilität deutlich positiv beeinflussen. Auch die Förderbedingungen können sich verbessern. Ein Wärmegesetz zur Regelung der Einspeisung der aus regenerativer Energie erzeugten

Wärme ist im Koalitionsvertrag vorgesehen, die konkrete Ausgestaltung wird aktuell diskutiert und mittelfristig ist mit einem Gesetzentwurf zu rechnen. Die Evaluierung des EEG und eine Revision desselben einschließlich der Vergütungssätze stehen an. Diskutiert wird auch ein Tiefenbonus für Standorte, an denen zur Erschließung in besondere Tiefe vorgedrungen werden muß. Die Molasseprojekte würden hiervon profitieren. Die erhöhte Förderung innovativer – z.B. hybrider – Konzepte ist ebenfalls denkbar. Trotz aller dargestellten wirtschaftlichen Schwierigkeiten und Risiken bei Geothermieprojekten besteht daher kein Grund zu Pessimismus. Die vielversprechende Energiequelle steht erst am Anfang ihrer Nutzung. ■

#### *Ansprechpartner:*



*Dipl.-Volksw.  
Dr. Thomas Reif  
RA, FAStR*

*Scheidle & Partner  
Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer  
Steuerberater*

*Grottenau 6  
86150 Augsburg  
Tel.: +49-821-34481-52  
E-mail: t.reif@scheidle-partner.de  
www.scheidle-partner.de*