

# Businessplanung für Tiefengeothermieprojekte

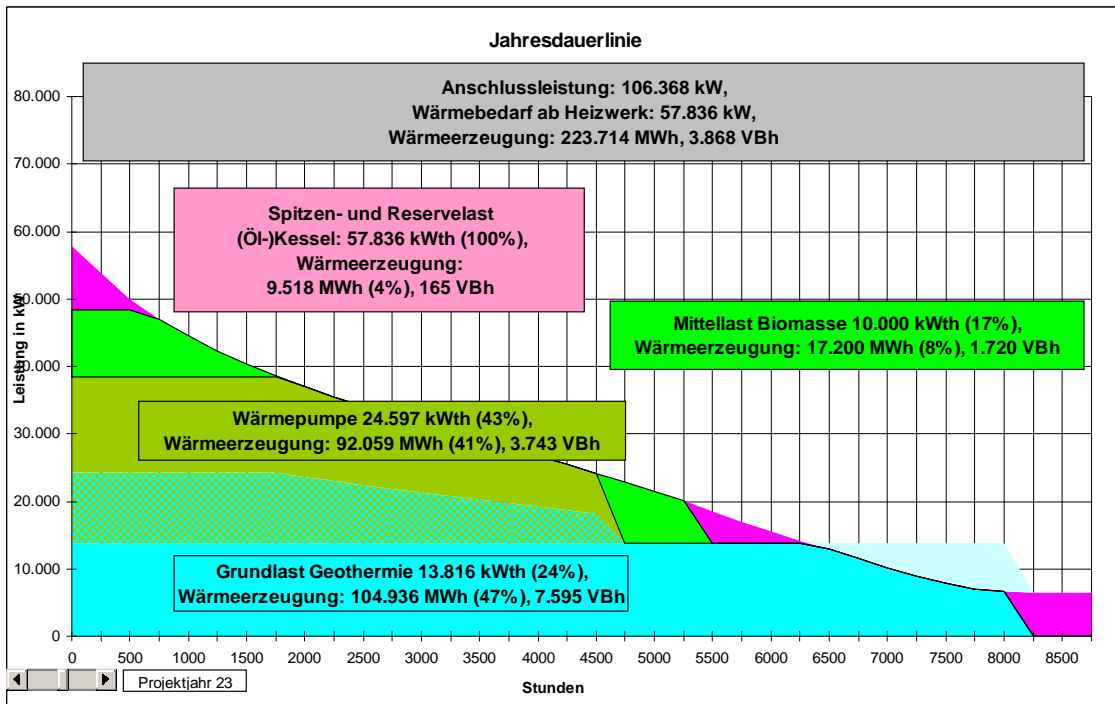
## Herausforderungen

Wärmeversorgung, Stromerzeugung, oder gekoppelte Nutzung - Tiefengeothermieprojekte bedingen Investitionsvolumina von 50 bis 200 Mio. €. Investoren, Banken, Fördermittelgeber sowie kommunale Aufsichtsgremien stellen daher hohe Anforderungen an den Businessplan und verlangen sehr detaillierte Finanzsimulationen, die weit über die Aussagen der Machbarkeitsstudien oder die Kalkulation nach VDI-Richtlinie 2067 reichen. Die Finanzrechnungen müssen szenariofähig sein und den Stress-Test des Vorhabens ermöglichen. Dies gilt in ganz besonderem Maße für Wärmeprojekte mit mehreren Bauabschnitten und ihrer typischen Projektdynamik. Denn vor allem der Faktor Zeit kann ursächlich dafür sein, dass ein „machbares“ Projekt dennoch unwirtschaftlich ist.

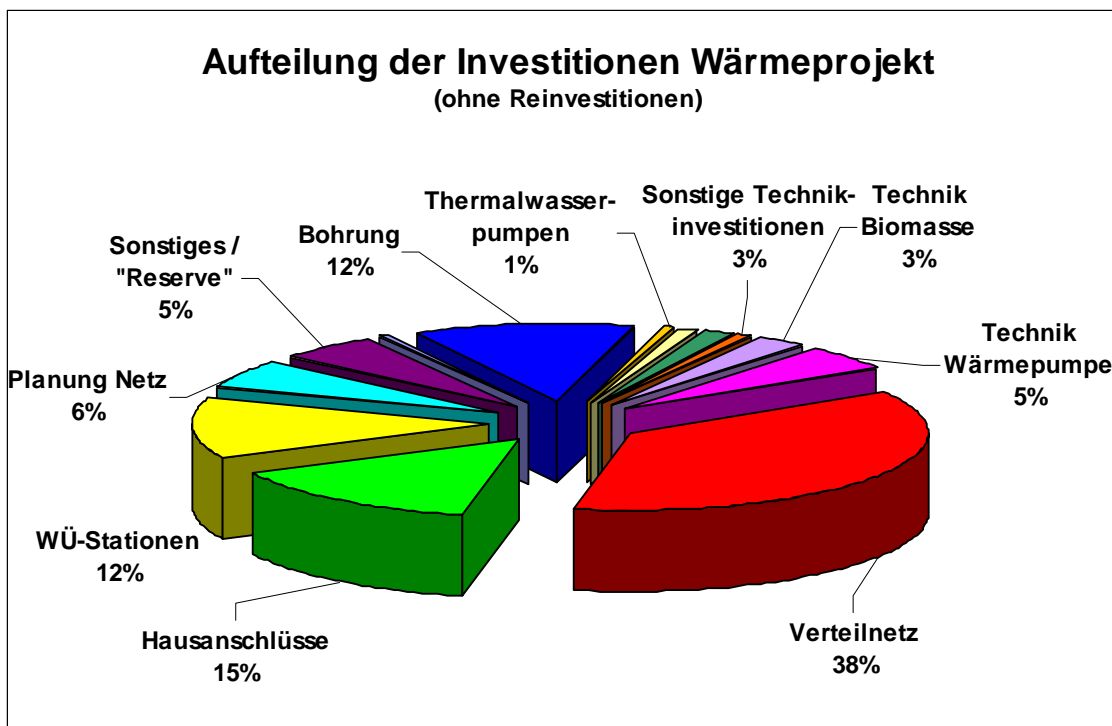
Die in zahlreichen Geothermieprojekten bewährte integrierte Businessplanung des [GGSC]-Teams zusammen mit den Ingenieuren aus dem Netzwerk Geothermiekompetenz ([www.geothermiekompetenz.de](http://www.geothermiekompetenz.de)) zielt genau auf diese gesteigerten Informationsbedürfnisse ab. Bei ihr handelt es sich um eine vollständig integrierte technisch-ökonomische Projektsimulation, die neben dem typischen Finanzmodul mit den Teilbereichen Investitions- und Finanzplanung, Gewinn- und Verlust-Rechnung, Planbilanzen und Cash-Flow-Rechnung auch die Geologie-, Technologie- Wärmeproduktions- und Wärmeabsatzmodellierungen umfasst. Die Simulation lässt sich anhand von über 50 geologischen, technischen und betriebswirtschaftlichen „Stellschrauben“ variieren und erzeugt dadurch in Echtzeit ein umfassendes betriebswirtschaftliches Abbild des Projekts in seinen unterschiedlichen Szenarien.

## Businessplanung im Wärmeprojekt

Die beispielhafte Businessplanung für das Wärmeprojekt zur Versorgung einer Kleinstadt mit rund 25.000 Einwohnern (Anschlussleistung rund 110 MW, Wärmeerzeugung rund 220 GWh) ist angelehnt an die Berechnungen des sehr erfolgreich verlaufenden Projekts der drei Gemeinden Aschheim, Feldkirchen und Kirchheim mit zusammen über 25.000 Einwohnern. Aus der von der Firma Daldrup & Söhne AG gebohrten Dublette werden die angeschlossenen Kunden seit Dezember 2009 mit Erdwärme versorgt. Im **Beispielprojekt** liegt der Zielhorizont bei knapp 2.700 m TVD. Bei vergleichsweise „sicher“ prognostizierbaren 100 l/s Schüttung, einer Fördertemperatur von ca. 90°C sowie einer Netzurücklauftemperatur von 55°C beträgt die Geothermieleistung dann ca. 14 MW<sub>th</sub> (im Norddeutschen Becken würde die zu erwartende geringere Schüttung von 20-30 l/s durch die höhere Temperatur bei freilich hoher Bohrtiefe substituiert, hierzu später). Biomasse liefert die Mittellast und treibt zusätzlich eine innovative Wärmepumpe an; so wird das Thermalwasser auf rund 25°C ausgekühlt. So lassen sich über 60% der benötigten Wärmearbeit geothermisch und insgesamt rund 95% regenerativ bereitstellen (s. Grafik „Jahresdauerlinie“).

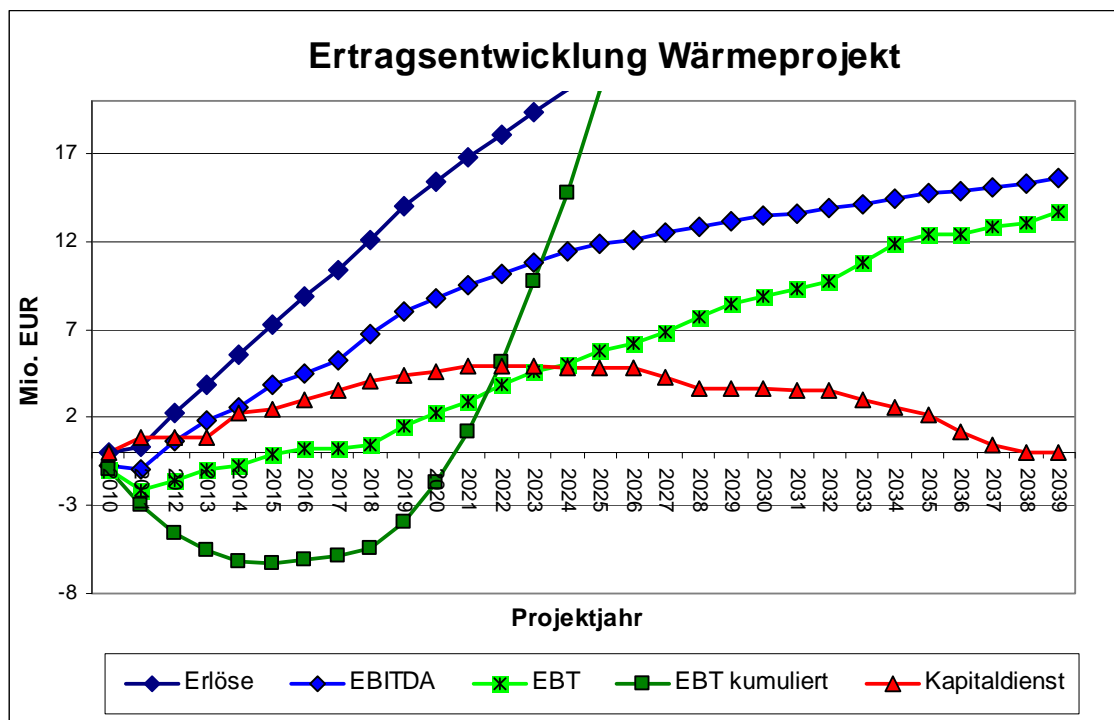


Wärmeprojekte bedingen sehr hohe **Investitionsvolumina**, sofern nicht auf ein bestehendes Wärmenetz zurückgegriffen werden kann. Im Beispiel betragen sie rund 157 Mio. €, wovon rund 50% in den ersten fünf Projektjahren für Bohrung, Energiezentrale, Mittellast sowie Basisnetz und die restlichen 50% in weiteren 5 - 10 Projektjahren für die Wärmepumpe sowie den Netzausbau anfallen. Die Grafik zu den Aufteilungen der Investitionen im Wärmeprojekt zeigt, dass über 70% auf das Verteilnetz (ca. 100 km Trassenlänge einschließlich Hausanschlüssen, Wärmeübergabestationen und Planung) und nur 12% auf die Bohrung entfallen.



Die **Finanzierung** langfristiger Netzinfrastrukturprojekte ist stets anspruchsvoll. Wärmeprojekte dieser Größenordnung sollten über ca. 25% Eigenmittel verfügen (auch Bürgerbeteiligungen sind denkbar). Ergänzend werden die Wärmeprojekte über Anschlussbeiträge der Kunden sowie bei kommunaler Haftungsübernahme (Bürgschaften oder Gewährträgerhaftung) zinsgünstig fremdfinanziert. Im Wärmeprojekt erweisen sich die Absatzrisiken als größtes Finanzierungshindernis. Ohne Besicherung durch die Kommune oder den Privatinvestor sind die Banken in den ersten Projektjahren weder zur Finanzierung noch zur Durchleitung der Förderdarlehen der KfW bereit. Eine klassische Fremdfinanzierung, besichert durch Werte der Projektgesellschaft, ist regelmäßig erst dann möglich, wenn ausreichend Kunden angeschlossen sind und die nötigen freien Cashflows erwirtschaftet werden. Entsprechend wichtig ist die Kundenorientierung im Wärmeprojekt. Nur bei professioneller Betreuung stellen sich von Beginn an Anschlussquoten von über 50% ein!

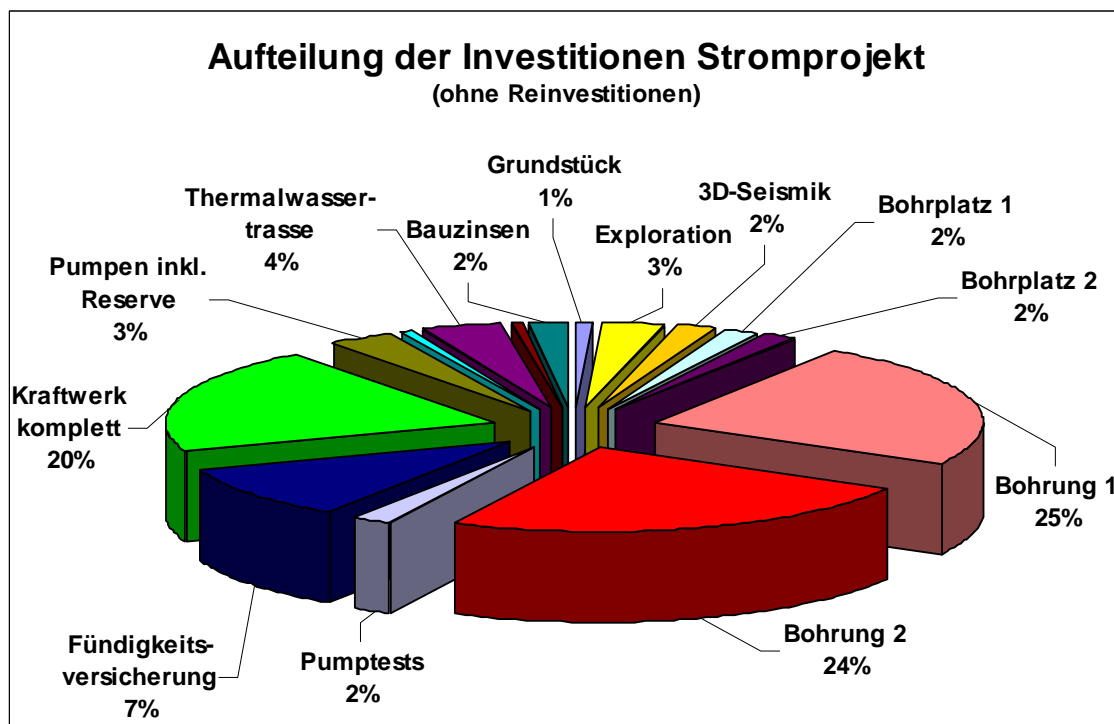
Beim Wärmeprojekt bestimmen die angeschlossene Wärmeleistung, die abgesetzte Wärmemenge und der Wärmetarif den Umsatz, d.h. den **Projekterfolg**. Dies bedeutet in hartem Wettbewerb zu anderen Wärmeenergieträgern Kunden durch geeignete Preis- und Absatzpolitik zu erobern. Der Netzausbau einschließlich der Nachverdichtung zieht sich meist über 15 bis 20 Jahre hin; erst dann ist der Endabsatz erreicht. Dabei wird ein seriös kalkulierendes Wärmeprojekt in Zeiten des Klimawandels und des Energiesparens 0,5 - 1% p.a. sinkende Wärmeabsätze je Kunde einplanen. Beim Preis setzen die Konkurrenzenergien Öl, Gas, Pellets etc. eine natürliche Grenze. Der Wärmetarif muss so konzipiert werden, dass Anreiz zum Anschluss an die geothermische Wärmeversorgung besteht. Laufende Projekte bieten die Fernwärme im Jahr 2010 zu ca. 80 - 85 €/ MWh (brutto) an. Zu diesen Marktbedingungen ist es nicht möglich, mit der Aufnahme der Wärmeversorgung kostendeckende Preise und schwarze Zahlen zu erzielen. Abhängig von der Ausbaugeschwindigkeit und der Menge der Großkunden wird die Gewinnschwelle regelmäßig nach 5 - 10 Jahren erreicht, im Beispiel im Jahr 6.



Der Verlauf ist weiter positiv. Denn der Netzausbau und die Absatzausweitung erhöhen zwar den Aufwand für Biomasse sowie Strom und verursachen neue Kapitalkosten, doch profitiert der Wärmeversorger bei steigenden Absatzmengen von der Kostendegression je MWh bei den übrigen Aufwendungen. In der Summe verbessern sich so die Ergebnisse. Dabei wird ein sehr moderater Wärmepreisanstieg um knapp 3% p.a. gemäß Preisgleitklausel unterstellt. Hierin liegt der große Vorteil der Geothermie. Sie ermöglicht das „Versprechen“ an die Bürger, sie zum überwiegenden Teil von der Preisentwicklung bei den konkurrierenden Energieträgern abzukoppeln. Trotz der mehrjährigen Anlaufverluste erzielen Wärmeprojekte angemessene Renditen. Der „wahre“ Wert des Wärmeprojekts zeigt sich allerdings - wie bei jedem Netzprojekt - erst auf lange Sicht über 30 Jahre und mehr. Die Gesamtkapitalrenditen betragen dann rund 6 - 8%, im Beispiel knapp 7%. Erträge aus einem möglichen Verkauf von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten wurden hierbei noch nicht berücksichtigt. Deutlich bessere Startbedingungen haben naturgemäß Projekte die schon über ein (ausbaufähiges) Basisnetz verfügen.

### Businessplanung im Stromprojekt

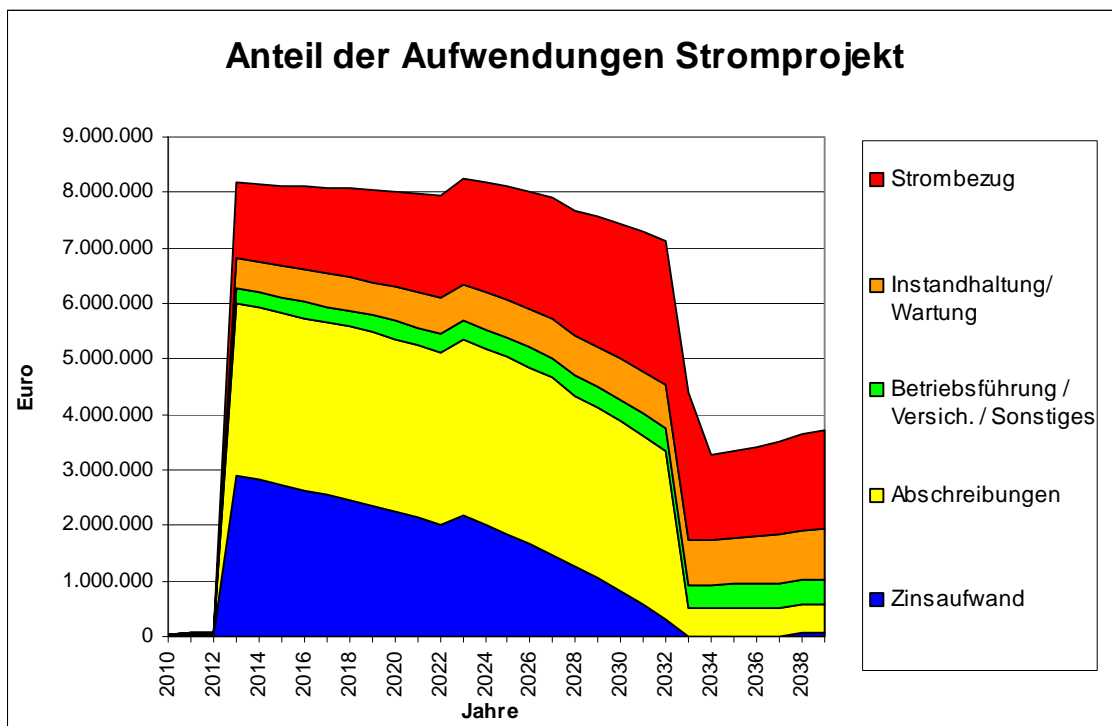
Für das Businessplanbeispiel Strom wird ein typisiertes Projekt im bayerischen Molassebecken betrachtet. Hier kann bei einem Erschließungsziel ab etwa 4.500 m TVD mit rund 150°C Fördertemperatur geplant werden. Bei Einsatz eines ORC-Prozesses und einer erwarteten Schüttung von rund 120 l/s beträgt die jahresdurchschnittliche Kraftwerksleistung dann rund 5,5 MW<sub>el</sub>. Die erforderlichen **Investitionen** für ein solches Projekt belaufen sich einschließlich Fündigkeits- und Bauleistungsversicherung sowie Bauzeitinsen auf rund 62,5 Mio. € bzw. rund 11,5 Mio. € / MW. Lassen sich vier und mehr Erschließungsziele identifizieren, dann zielen aktuelle Konzepte auf zwei Dubletten und Kraftwerke von etwa 10 MW<sub>el</sub> bei reduzierten Investitionen von rund 9,5 - 10 Mio. € / MW und entsprechend verbesserter Rentabilität.



Die Grafik Aufteilungen der Investitionen im Stromprojekt zeigt, dass allein auf die zwei Bohrungen rund 50% der Investitionen entfallen, wobei die Kosten rea-

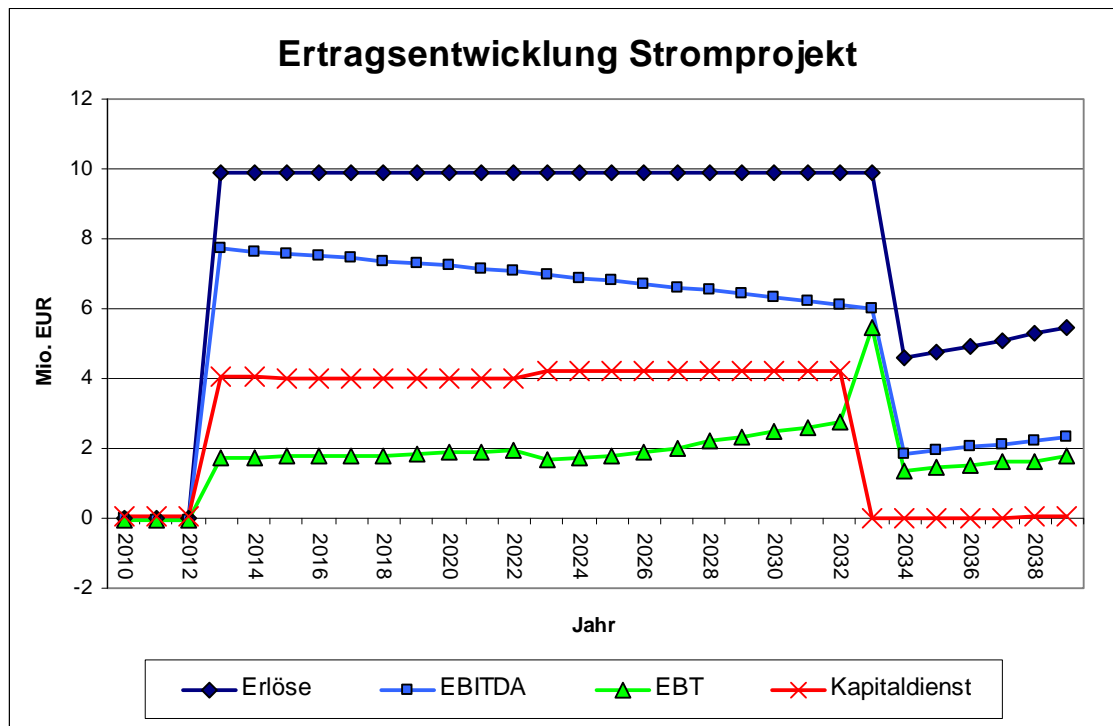
lisierter Projekte der Jahre 2007 bis 2009 in entsprechend großer Teufenlage einschließlich 15% Reserve angesetzt wurden. Die Projektvorbereitung (für Exploration und 3D-Seismik) erscheint mit rund 5% des Budgets vergleichsweise „bescheiden“. Hier zu sparen wäre fatal, werden doch bei der Projektvorbereitung die entscheidenden Weichen für den späteren Erfolg oder Misserfolg des Projekts gestellt. Ein „Wermutstropfen“ ist die derzeitige **Finanzierungslandschaft**: Selbst bei guter Risikoabsicherung werden aufgrund der Erschließungsrisiken meist Eigenmittel für die gesamte Projektvorbereitung und die der Dublette, also ca. 60 - 70% verlangt, ehe von der Explorations- auf die Betriebsfinanzierung mit Fremdkapital umgestellt werden kann. Diese Eigenmittel zu beschaffen gelingt regelmäßig nur, wenn eine Gesamtkapitalrendite bzw. ein interne Verzinsung des Free Cashflow von rund 9 - 10% p.a. seriös prognostiziert werden kann.

Die **Wirtschaftlichkeit** im Beispielstromprojekt ist gut. Nach Inbetriebnahme im Jahr 2013 werden Umsatzerlöse aus der EEG-Einspeisevergütung von ca. 221 € / MWh (Grundvergütung, Frühstarterbonus und Wärmebonus, jeweils abzgl. Degression) erzielt. Im Beispiel beträgt der Umsatz auf der Basis kalkulierter 8.200 Betriebsstunden aus den drei EEG-Komponenten ca. 9,9 Mio. €. Erlöse aus dem (Rest-) Wärmeverkauf sind (noch) nicht kalkuliert. Im ungünstigsten Fall muss die Wärme „verschenkt“ werden, um den EEG-Bonus zu sichern. Die **Betriebsaufwendungen** werden vom Kapitaldienst (Abschreibungen und Zinsen) sowie vom Materialaufwand für den Eigenstrombezug geprägt.



Unterstellt man eine Planungs-, Bau- und Inbetriebnahmephase von 3 Jahren, so erreicht ein Stromprojekt mit der Aufnahme des „Normalbetriebs“ im Jahr 4 die Gewinnschwelle. Weil die Einspeisevergütung konstant bleibt, steigen die Gewinne im Stromprojekt nur, wenn die sinkenden Zinsaufwendungen den zunehmenden Materialaufwand (steigende Stromkosten!) überkompensieren. Die interne Verzinsung des Free Cashflow - die Projektrendite vor Finanzierungskosten - beträgt während der maximal 21jährigen EEG-Einspeiseperiode ca. 9 % vor Steuern, ohne den Wärmebonus jedoch nur ca. 6,5%. Dies zeigt, wie

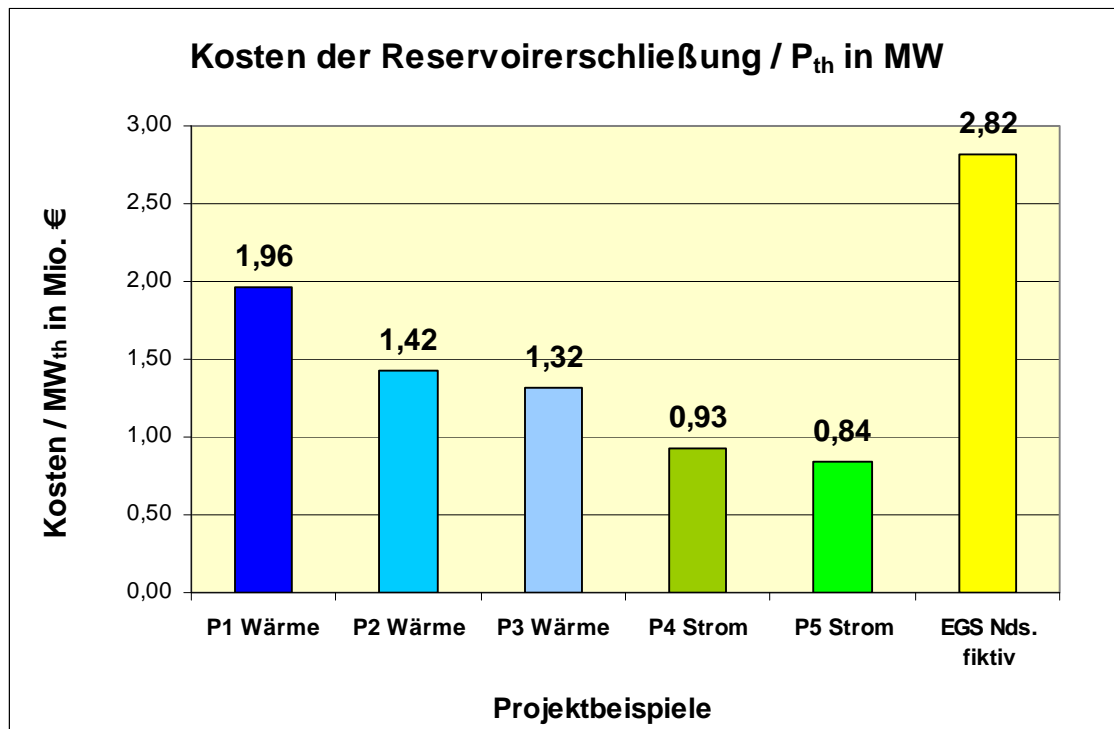
essentiell die Berücksichtigung des Wärmekonzepts auch im Stromprojekt ist. Selbst nach Ablauf der EEG-Periode wird das gut gewartete Kraftwerk zu Marktbedingungen (prognostizierter Strompreisanstieg 3,5% p.a.) rentabel weiterbetrieben werden können, da die Fremdmittel zurückgeführt und die Ursprungsinvestitionen abgeschrieben sind.



### Ausblick Norddeutsches Becken

Die zahlreichen und seit vielen Jahren in Betrieb befindlichen bayerischen Projekte belegen, dass es sich bei der hydrothermalen Nutzung von Geothermie um bewährte und ausgereifte Energieversorgungskonzepte handelt. Auch im Oberrheingraben hat sich die Geothermie bereits kommerziell bewährt. Nun stehen Projekte im Norddeutschen Becken an. Neben hoher Salinität sind dort vor allem deutlich niedrigere Schüttungen von 20-30 l/s aus den Dubletten zu erwarten. Da die Zielhorizonte aber im Bereich von 5.000 m (TVD) und tiefer liegen, wird die niedrigere Förderrate durch hohe Fördertemperaturen von 150°C und darüber kompensiert. So kann die thermische Leistung einer Dublette im Norddeutschen Becken 5-15 MW betragen, was den Leistungen verschiedener bayerischer Wärmeprojekte entspricht. Für hydrothermale geothermische Wärmeversorgung wird daher auch im Norddeutschen Becken mit einiger Wahrscheinlichkeit ausreichend Leistung erschlossen werden können.

Die spezifischen Kosten der Reservoirerschließung im Norddeutschen Becken werden dann jedoch aufgrund der langen Bohrpfade in Verbindung mit der niedrigeren Schüttung deutlich über denjenigen der süddeutschen Projekte liegen. Die Grafik zu den Kosten der Reservoirerschließung zeigt, dass Wärmeprojekte in der Molasse 1,32 bis 1,96 Mio. €/MW<sub>th</sub> und Stromprojekte 0,84 bis 0,93 Mio. €/MW<sub>th</sub> erschlossenes Reservoirpotential aufwenden mussten (bei Rücklauf-temperaturen in den Wärmeprojekten von ca. 55°C und in den Stromprojekten von ca. 70°C). Die deutlichen Kostenunterschiede zwischen den einzelnen Projekten sind den nicht weniger großen Unterschieden bei den Temperaturen und Fließraten der jeweiligen Wärme- und Stromprojekten geschuldet.



Die fiktive Erschließung eines hydrothermalen Reservoirs im Norddeutschen Becken (Niedersachsen) in einer Teufenlage von über 5.000m (TVD) einschließlich umfangreicher Stimulationen (EGS) führt demgegenüber zu planmäßigen Kosten von knapp 3 Mio. €/  $MW_{th}$ . Dies belastet zwangsläufig die Projektwirtschaftlichkeit. So würde ceteris paribus im oben dargestellten Wärmeprojekt die Gewinnschwelle erst nach 13 statt wie zuvor nach 6 Jahren erreicht. Das Projekt würde sich dennoch schon unter den heutigen Rahmenbedingungen rechnen, wenngleich mit um knapp 2% gegenüber dem Ausgangsfall verringert Projektrendite.

Mit steigenden Preisen bei den sonstigen Energieträgern verbessern sich die wettbewerblichen Rahmenbedingungen für geothermische Wärmeprojekte stetig. Zudem sind Innovationen in den Bereichen Reservoirerkundung und -erschließung (Bohrtechnik etc.) sowie bei der Kraftwerkstechnik zu erwarten. All dies wird den Geothermieprojekten - Wärme und Strom - zu verbesserter Wirtschaftlichkeit und weiterem Aufschwung verhelfen.

Dr. rer. pol. Thomas Reif, Dipl.-Volksw., RA, FfStR

[GGSC] Partnerschaft von Rechtsanwälten, Augsburg  
 [GGSC] Treuhand GmbH, Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Hannover  
[www.ggsc.de](http://www.ggsc.de)  
[www.geothermiekompetenz.de](http://www.geothermiekompetenz.de)