



GEOFORSCHUNGSZENTRUM POTSDAM
STIFTUNG DES ÖFFENTLICHEN RECHTS

Scientific Technical Report

Einleitung

Ernst Huenges, GeoForschungsZentrum Potsdam

Der 3. Geothermie Report des GeoForschungsZentrums Potsdam wurde mit dem Ziel zusammengestellt, wirtschaftliche und rechtliche Aspekte der Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen zu beleuchten.

Die Potentiale einer Energiebereitstellung aus der Erdwärme wurde aus einer Reihe von früheren Untersuchungen zusammengetragen, mit neuen Untersuchungen ergänzt und insbesondere einem möglichen Nachfragepotential gegenübergestellt. Dadurch wird eine energiewirtschaftliche Bewertung des Beitrages hydrothermalen Erdwärme zur Wärmeversorgung in Deutschland möglich. Es kann gezeigt werden, daß schon heute in weiten Teilen Deutschlands ein beachtlicher Anteil der Nachfrage größerer Wärmeverbraucher zu verzeichnen ist, welcher durch geothermische Energie gedeckt werden kann.

Die gesetzlichen Regelungen bzw. entsprechenden Kommentare zum Bundesberggesetz stammen aus Zeiten, in denen die Nutzung der tieferen Erdwärme in Deutschland noch nicht realisiert war. Daher ist es nicht verwunderlich, daß die Beschäftigung mit den rechtlichen Aspekten offensichtliche begriffliche Unklarheiten aufdeckt. Die beiliegende Ausarbeitung versucht, entsprechende Problembereiche zu beleuchten. Für die Geowissenschaften bleibt die Aufgabe, für gesetzliche Regelungen die Einsatzfähigkeit ihrer Werkzeuge, wie experimentelle und numerische Modellierungen, darzustellen.

In Zusammenarbeit mit der Technischen Universität Berlin wurden Module für ein Programmsystem entwickelt, mit dem eine wirtschaftlich-technische Bewertung von hydrogeothermaler Erdwärmennutzung ermöglicht wird. In Sensitivitätsanalysen werden alternative Aufschlußtechnologien und andere Systemkomponenten in Hinblick auf entstehende Wärmekosten bewertet.

Von besonderem Interesse ist es, die Betriebsweise von Heiznetzen in die Überlegungen einzubeziehen. Im Falle niedriger Temperaturen im Heiznetz, z. B. realisiert durch größere Wärmeübergabeflächen beim Endverbraucher, können größere Wärmemengen aus Erdwärme als im jetzigen Normalbetrieb der Heiznetze eingespeist werden. Dadurch kann die Nutzung der Erdwärme zu einem wirtschaftlichen, zu fossiler Energiebereitstellung konkurrenzfähigen Produkt werden.

Potentiale hydrothermaler Erdwärme in Deutschland

Martin Kayser und Martin Kaltschmitt, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendungen, Universität Stuttgart

Abstract	8
1 Einleitung	8
2 Definition der Potentialbegriffe	8
2.1 Theoretisches Potential	8
2.2 Technisches Potential.....	9
2.3 Wirtschaftliches Potential.....	10
2.4 Erschließbares Potential	10
3 Theoretisches und technisches Angebotspotential	10
4 Technisch deckbares Nachfragepotential	14
4.1 Wärmenachfrage der Haushalte und Kleinverbraucher	14
4.1.1 Wärmenachfrage in den alten Bundesländern.....	14
4.1.2 Wärmenachfrage in den neuen Bundesländern.....	18
4.1.3 Zusammenfassung.....	18
4.2 Wärmenachfrage in der Industrie	19
4.3 Gesamtes deckbares Potential	20
5 Bestehende Fernwärmeversorgung	20
6 Zusammenfassung	21
7 Literatur	23

Abstract

The available potential is one of the mayor criterion concerning the possibilities of the use of geothermal energy resources within the energysystem of Germany. Until now, studies have only analyzed resources and/or reserves of geothermal energy. Those results are not relevant for energypolitical and economic discussions. Therefore the following study describes not only the geothermal heat resources, but the share which can be utilized from the technical and structural (demandside) points of view. The study shows that geothermal energy in Germany has relevant potential, but is only able to cover a small share of the demanded amount of energy.

1 Einleitung

Die Potentiale einer Energiebereitstellung aus regenerativen Energien sind eines der wesentlichen Kriterien für eine energiewirtschaftliche Bewertung. Vor diesem Hintergrund ist es das Ziel der folgenden Ausführungen, die theoretischen und technischen Potentiale einer Wärmebereitstellung aus hydrothermalen Wärmevorkommen in der Bundesrepublik Deutschland darzustellen.

Das Energieangebot hydrothermalen Erdwärmes in Deutschland wurde bereits vielfach untersucht. Hier sollen deshalb zum einen die bereits erzielten Ergebnisse zusammengefaßt dargestellt werden. Zum anderen soll aber auch das Nachfragepotential in Gebieten mit hydrothermalen Erdwärmevorkommen bestimmt werden und damit die Wärmemenge, die aus hydrothermalen Wärmevorkommen im Energiesystem Deutschland auch genutzt werden kann.

Dazu werden zunächst die Potentialbegriffe definiert. Anschließend werden die verschiedenen Potentiale zusammenfassend für die in Deutschland gegebenen Möglichkeiten einer Nutzung hydrothermalen Energievorkommen dargestellt und diskutiert. Dabei wird ausschließlich auf die theoretischen und technischen Potentiale eingegangen; die wirtschaftlichen und erschließbaren Potentiale werden nicht näher diskutiert, da sie von energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen abhängen und damit einen erheblichen Zeitbezug haben. Da die Nutzung hydrothermalen Erdwärmes in Deutschland mit relativ hohen Kosten verbunden ist und es deshalb sinnvoll sein könnte, für die Verteilung der gewonnenen Wärme bereits bestehende Wärmenetze zu nutzen, werden die hierfür in Deutschland nutzbaren Wärmenetze und die darin verteilten Wärmemengen ebenfalls dargestellt. Abschließend werden die Ergebnisse zusammengefaßt und diskutiert.

2 Definition der Potentialbegriffe

Grundsätzlich kann bei den verfügbaren Potentialen unterschieden werden zwischen den theoretischen, den technischen, den wirtschaftlichen und den erschließbaren Potentialen. Sie werden im folgenden definiert.

2.1 Theoretisches Potential

Das theoretische Potential einer regenerativen Energie beschreibt das innerhalb einer gegebenen Region zu einer bestimmten Zeit bzw. innerhalb eines bestimmten Zeitraumes theoretisch physikalisch nutzbare Energieangebot (z. B. die von der Sonne auf die Erde eingestrahlte Energie, die potentielle Energie des in den Flüssen enthaltenen Wassers, die kinetische Energie des Windes, die in oberflächennahen Erdschichten gespeicherte Energie). Seine Bandbreite resultiert allein aus den Schwankungen des primären Energieangebots bzw. der ge-

gebenen physikalischen Nutzungsgrenzen. Es markiert damit die Grenze des theoretisch realisierbaren Beitrages einer regenerativen Energie zur Energiebereitstellung. Wegen vorhandener technischer, ökologischer, struktureller und administrativer Schranken kann das theoretische Potential meist nur zu sehr geringen Teilen erschlossen werden. Ihm kommt deshalb zur Beurteilung der tatsächlichen Nutzbarkeit erneuerbarer Energien keine praktische Relevanz zu.

2.2 Technisches Potential

Das technische Potential regenerativer Energien beschreibt den Anteil des theoretischen Potentials, der unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen nutzbar ist. Zusätzlich dazu werden i. allg. strukturelle und ökologische Restriktionen, gesetzliche Vorgaben und weitere nicht-technische Restriktionen berücksichtigt, da sie letztlich auch - ähnlich den technisch bedingten Eingrenzungen - zunächst "unüberwindbar" sind. Damit gibt es immer verschiedene technische Potentiale in Abhängigkeit der zugrunde gelegten Technik. Es wird unterschieden hinsichtlich in

- technische Primärenergiepotentiale (z. B. die in heißwasserführenden Aquiferen gespeicherte Wärme)
- technische Sekundärenergiepotentiale (z. B. die thermische Energie am Heizwerksausgang)
- technische Endenergiepotentiale (z. B. thermische Energie beim Endverbraucher) und
- technische Nutzenergiepotentiale (z. B. Energie des heißen Wassers aus der Dusche).

Zusätzlich kann auch unterschieden werden zwischen den

- technischen Angebotspotentialen, die die unter Berücksichtigung ausschließlich technischer Restriktionen bereitstellbare Energie beinhalten (z. B. die hydrogeothermisch bereitstellbare Niedertemperaturwärme) und den
- technischen Nachfragepotentialen, bei denen zusätzlich nachfrageseitige Restriktionen berücksichtigt werden (z. B. die hydrogeothermisch bereitstellbare Niedertemperaturwärme, die auch im Energiesystem Deutschlands genutzt werden kann).

Diese Unterscheidung ist immer dann notwendig, wenn das regenerative Angebotspotential die potentielle Energienachfrage übersteigt. So kann z. B. unter ausschließlicher Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen eine Niedertemperaturwärme in Deutschland solarthermisch bereitgestellt werden, die die Nachfrage nach Warmwasser mit Temperaturen unter 100 °C deutlich übersteigt.

Diese so definierten Potentiale sind technische "Erzeugungspotentiale", d. h. die technisch gewinnbare Energie am Ausgang einer definierten Stufe der Wankungskette der jeweiligen erneuerbaren Energie. Von Interesse ist oft aber auch die Energie, die damit z. B. im Energiesystem Deutschlands substituiert werden kann. Bei diesem Substitutionsenergiepotential unterscheidet man die technisch substituierbare End-, Sekundär- und Primärenergie. Zu ihrer Berechnung ist die Energiewandlungskette, mit der ursprünglich die jeweilige Endenergie bereitgestellt wurde, bis zur jeweils betrachteten Energiewandlungsebene (Endenergie, Sekundärenergie, Primärenergie) zurückzuverfolgen.

Die technisch substituierbare Endenergie ist mit dem technischen Endenergiepotential identisch, sofern es sich um elektrische Energie handelt. Die technisch substituierbare Sekundärenergie ist dann der vermiedene Strom am Ausgang des konventionellen Kraftwerks, dessen Stromerzeugung aufgrund der Netzeinspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien vermindert wird. Dementsprechend ist die technisch substituierbare Primärenergie z. B. der Energieinhalt der Kohle, die dadurch nicht mehr gefördert werden muß.

Bei der Wärmebereitstellung berechnet sich die technisch substituierbare Endenergie aus der aus erneuerbaren Energien technisch erzeugbaren Wärme und dem mittleren Nutzungsgrad

der Anlagen, in denen beispielsweise fossile Brennstoffe substituiert werden. Die technisch substituierbare Endenergie ist damit in diesem Fall die technisch substituierbare Brennstoffenergie. Daraus kann durch weiteres Zurückverfolgen der Energiewandlungskette, mit der ursprünglich die Endenergie bereitgestellt wurde, die technisch substituierbare Sekundärenergie und daraus die technisch substituierbare Primärenergie berechnet werden.

2.3 Wirtschaftliches Potential

Unter dem wirtschaftlichen Potential einer regenerativen Energie wird der Anteil des technischen Potentials verstanden, der wirtschaftlich sinnvoll genutzt werden kann. Neben den Parametern, die auch das technische Potential beeinflussen, wird seine Bandbreite daneben sehr stark von den konventionellen Vergleichssystemen und den Energieträgerpreisen beeinflusst. Das wirtschaftliche Potential ist daher und aufgrund der Abhängigkeit des technischen Potentials vom betrachteten Zeitpunkt auch zeitabhängig. Außerdem ist die Wirtschaftlichkeit selbst eine relative Größe, da sie von einer Reihe unterschiedlicher Parameter abhängig ist (u. a. Zinssatz, Abschreibungsdauer, Eigenkapitalanteil). Desweiteren ist zwischen einem wirtschaftlichen Potential aus volks- und aus betriebswirtschaftlicher Sicht zu unterscheiden.

2.4 Erschließbares Potential

Das erschließbare bzw. Erschließungspotential regenerativer Energien beschreibt den zu erwartenden tatsächlichen Beitrag einer regenerativen Energie zur Energieversorgung. Dieses erschließbare Potential ist in der Regel zumindest zeitweise geringer als das wirtschaftliche Potential; das wirtschaftliche Potential ist nämlich i. allg. nicht sofort, sondern nur innerhalb eines längeren Zeitraums infolge einer Vielzahl unterschiedlichster Restriktionen vollständig erschließbar. Dies liegt u. a. an den begrenzten Herstellkapazitäten, der Funktionsfähigkeit der vorhandenen, noch nicht abgeschriebenen Konkurrenzsystemen sowie einer Vielzahl weiterer Hemmnisse (z. B. mangelnde Information, rechtliche und administrative Begrenzungen). Das Erschließungspotential kann aber auch größer als das wirtschaftliche Potential sein, wenn beispielsweise die betreffende erneuerbare Energie aufgrund administrativer oder sonstiger Maßnahmen subventioniert wird (z. B. 100 Mio. DM-Programm zur Förderung regenerativer Energien des Bundesministeriums für Wirtschaft).

Da die wirtschaftlichen und insbesondere die erschließbaren Potentiale erheblich von den sich u. U. schnell ändernden energiewirtschaftlichen und -politischen Randbedingungen abhängig sind, wird auf diese Potentiale hier nicht weiter eingegangen; es werden ausschließlich die theoretischen sowie verschiedene technische Potentiale diskutiert. Darüber hinaus wird die gegenwärtige Nutzung hydrogeothermaler Energie in Deutschland dargestellt. Damit kann abgeschätzt werden, welchen Beitrag die derzeitige Nutzung hydrogeothermaler Energie zur Deckung der Energienachfrage bereits leistet und welcher Anteil des ausgewiesenen Potentials schon genutzt ist.

3 Theoretisches und technisches Angebotspotential

Als hydrothermale Erdwärmennutzung wird der Gebrauch des energetischen Potentials warmer bis heißer ($\geq 40\text{ °C}$) aus der Erdkruste gewinnbarer oder ausfließender Wässer für Wärmeversorgungsaufgaben bezeichnet.

Werden normale Temperaturverhältnisse unterstellt (d. h. ein Temperaturgradient von 30 mK/m), ergibt sich für das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland ein zugänglicher Energievorrat in bis zu $7\ 000\text{ m}$ Tiefe von etwa $650\ 000\text{ EJ}$ [Rummel, 1992].

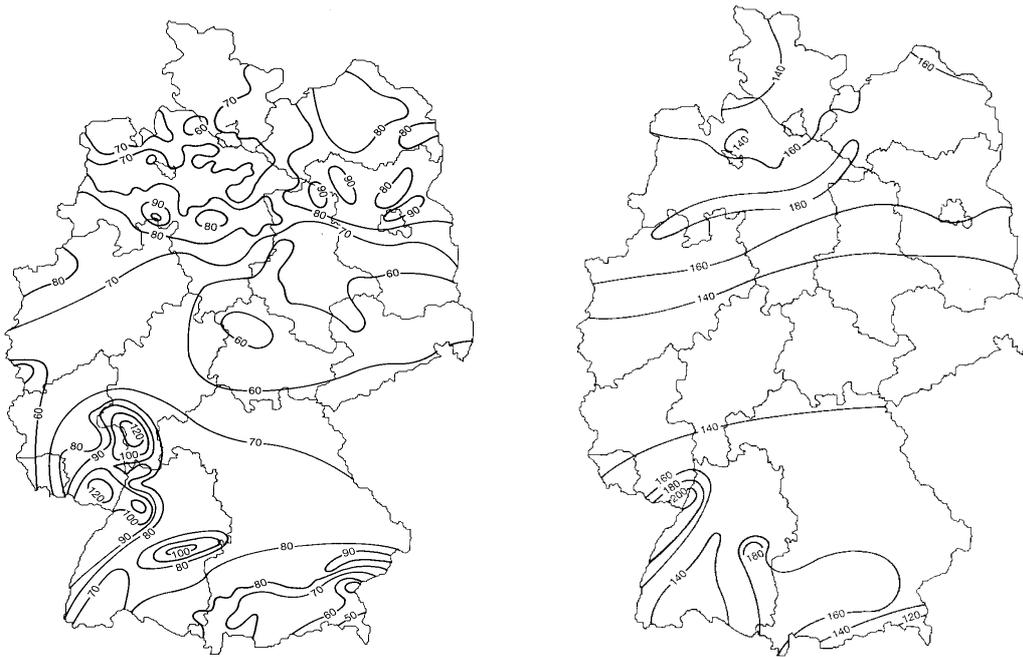


Abbildung 3-1: Temperaturverteilung in Deutschland in 2000 m (links) und 5 000 m (rechts) Tiefe [Hurtig, 1992]

Die regionale Temperaturverteilung kann aber von den Durchschnittswerten wesentlich abweichen. Abbildung 3-1 zeigt deshalb beispielhaft die Temperaturverteilung in 2 000 und 5000 m unter der Erdoberfläche für Deutschland [Hurtig, 1992]. Auffällig sind die erhöhten Temperaturen im Oberrheingraben, der Schwäbischen Alb südlich von Stuttgart und in der Norddeutsch-Polnischen Senke.

Da sich die trockene Gewinnung der Erdwärme aufgrund der eingeschränkten Möglichkeiten des Wärmetransportes an die Erdoberfläche als schwierig erweist, ist für die Nutzung der Erdwärme das Temperaturniveau nur einer von vielen Parametern. Entscheidend für die Nutzung der Wärme ist unter anderem die Existenz von Aquiferen mit genügend großer Wasserführung. Aufgrund von Wirtschaftlichkeitskriterien ist zudem derzeit eine maximale Teufe von ca. 3000 m anzusetzen. Solche, für die Nutzung hydrothermaler Erdwärme geeigneten Aquifere sind in Deutschland im wesentlichen in den drei Gebieten: Norddeutsches Becken, Oberrheingraben und süddeutsches Molassebecken bekannt. Abbildung 3-2: zeigt diese Gebiete mit möglichen hydrothermalen Erdwärmevorkommen. Im folgenden wird für die drei Gebiete jeweils das technische Angebotspotential aufgezeigt.

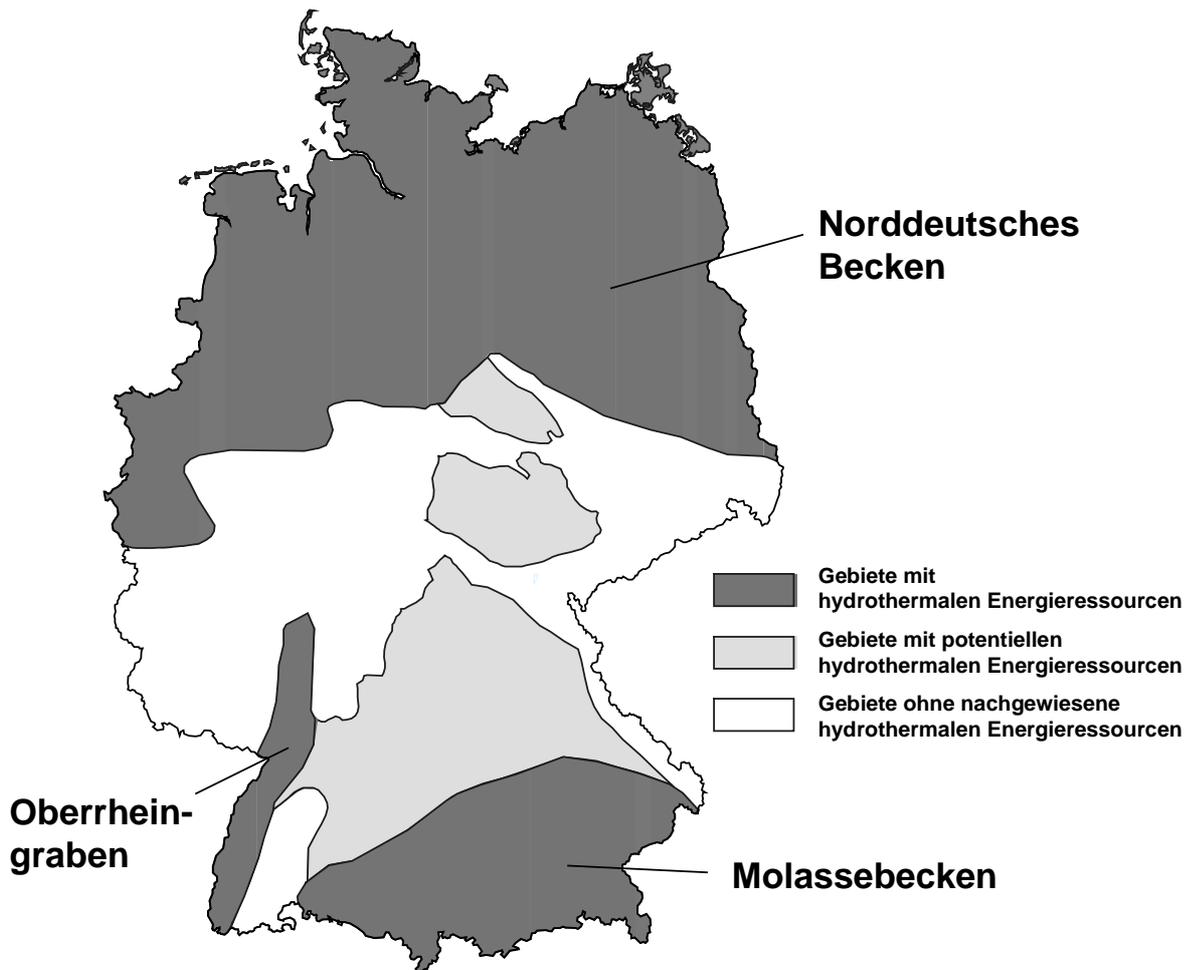


Abbildung 3-2: Gebiete mit möglichen hydrothermalen Energievorräten in Deutschland

Süddeutsches Molassebecken. Die hydrothermalen Energievorräte im süddeutschen Molassebecken sind in Frisch (1989) detailliert abgeschätzt. Es werden dort die Schichten des Tertiärs, der Kreide und des Malmkarst untersucht. Der grundwasserführende Malmkarst des süddeutschen Molassebeckens zwischen Bodensee im Westen, der Donau im Norden und Osten sowie dem Alpennordrand im Süden gilt als das bedeutendste Reservoir hydrogeothermischer Energievorräte in Deutschland. Er stellt, grob gesehen, eine schräggestellte Karbonat-Tafel dar, die im allgemeinen nördlich der Donau zutage ausstreicht und die Schwäbische und Fränkische Alb bildet. Nach Süd-Südosten taucht sie unter die tertiären Sedimente der Molasse ab, um am Alpennordrand Teufen um 5 500 m unter NN zu erreichen [Frisch, 1989].

Es wird zur Berechnung der technisch gewinnbaren Energievorräte des Malmkarst davon ausgegangen, daß das gesamte Molassebecken im Modell mit einem Raster von Doubletten überzogen wird, wobei der Abstand der einzelnen Bohrungen jeweils etwa 1 000 m beträgt. Dazu werden nur Aquiferbereiche mit einer Temperatur von mehr als 30 °C betrachtet; als Injektionstemperatur wird 15 °C gewählt. Für jede einzelne Doublette werden dann die gewinnbaren Energiemengen und thermischen Leistungen, die am Bohrlochkopf zur Verfügung stehen, abgeschätzt.

Nach Norden wird der Malmkarst mit technisch-wirtschaftlich gewinnbaren Energievorräten durch eine Null-Linie begrenzt, die in etwa die Lage der 30 °C-Isotherme der Temperaturen an der Malmoberkante entspricht. Die südliche Null-Linie ist größtenteils mit dem nördlichen Rand der sogenannten helvetischen Fazies gleichzusetzen. Hier kann aufgrund der geringen hydraulischen Durchlässigkeiten mit keiner nennenswerten Fördermenge gerechnet werden

[Jobmann und Schulz, 1989] Insgesamt wird ein technisches Angebotspotential von 53,6 EJ ausgewiesen [Kaltschmitt, 1995].

In einer weiteren Studie werden in Haenel (1988) auch die Schichten des Tertiärs und der Kreide im süddeutschen Molassebecken untersucht. Das technische Angebotspotential beträgt hier etwa 34,4 EJ [Kaltschmitt, 1995].

Insgesamt ergibt sich für das süddeutsche Molassebecken ein technisches Angebotspotential von etwa 88 EJ (vergleiche Tabelle 3-1).

Oberrheingraben. Im Oberrheingraben sind die für die Nutzung hydrothermalen Erdwärme interessantesten Aquifere der Buntsandstein, der obere Muschelkalk sowie im Südteil des Grabens der Hauptrogenstein des Jura. Insgesamt kann von einem technischen Angebotspotential von etwa 60 EJ ausgegangen werden (vergleiche Tabelle 3-1) [Haenel, 1988]. Im Gegensatz zum süddeutschen Molassebecken ist mit salzhaltigen Wässern zu rechnen, wobei der Salzgehalt mit der Tiefe zunimmt.

Norddeutsches Becken. Die Quantifizierung der zu erwartenden Potentiale für das Gebiet des Norddeutschen Beckens, welches mit ca. 100 000 km² ein Viertel der deutschen Landesfläche und einen etwa viermal größeren Raum als das süddeutsche Molassebecken und der Oberrheingraben zusammen einnimmt, wurde bisher noch nicht zusammenhängend und umfassend untersucht. Die besonders in Nordostdeutschland untersuchten Nutzhorizonte sind ausschließlich Porenspeicher (Sandsteine) des Mesozoikums. Praktische Bedeutung wird aufgrund ihrer regionalen Verbreitung, relativ konstanten Mächtigkeit und lithologischen Ausbildung insbesondere den Schichten der Unterkreide, des unteren und mittleren Jura (Aalen, Pliensbach, Hettang) des oberen Keuper (Rhät) und dem mittleren Buntsandstein beigemessen. Für den Ostteil des Beckens kann davon ausgegangen werden, daß nördlich der Linie Magdeburg-Berlin-Cottbus geothermische Schichtwässer in flächenhafter Verbreitung mit Temperaturen von 40 bis 100 °C in Tiefen von 1 000 bis 2 500 m vorhanden sind [Schön, 1991; Rockel, 1991]. Im NW-Teil des Beckens wurden besonders die Unterkreide-Sandsteine als potentielle Nutzaquifere untersucht [Haenel, 1988].

Aufbauend darauf erfolgt in Kaltschmitt (1995) eine Abschätzung der insgesamt vorhandenen technischen Angebotspotentiale. Die Fläche mit thermalwasserführenden Aquiferen, die Mindestforderungen an eine geothermische Nutzung genügen (z. B. Thermalwassertemperatur > 40°C; Förderrate > 50 m³), wird mit 50 000 km² angenommen; das entspricht der Hälfte der Gesamtfläche des Norddeutschen Beckens. Es wird von einer mittleren Thermalwassertemperatur für dieses Gebiet von 60 °C ausgegangen und eine Injektionstemperatur nach der Nutzung von 20 °C sowie eine Doublettenförderung unterstellt. Daraus ergibt sich bei einer durchschnittlichen Zirkulationsmenge je Doublette von 75 m³/h einer Lebensdauer von 50 Jahren und einer jährlichen Mindestnutzung von 5 000 h/a bei einer Anzahl von 17 000 Doubletten ein technisches Potential von etwa 50 EJ (vergleiche Tabelle 3-1).

Zusammenfassung. Eine Zusammenfassung der technischen Potentiale für die drei hydrothermalen Hauptverbreitungsgebiete gibt Tabelle 3-1. Danach ergibt sich, daß in Deutschland ein Potential der hydrogeothermalen Erdwärmenutzung von rund 200 EJ gegeben ist. Wird unterstellt, daß diese Wärme im Verlauf von 100 Jahren genutzt werden soll, entspricht dies einer jährlich bereitstellbaren Wärmeenergie von rund 1 980 PJ/a. Bezogen auf den Endenergieverbrauch in Deutschland von knapp 9 200 PJ in 1995 [VDI, 1996] entspricht dies etwa einem Fünftel. Damit liegt das technischen Angebotspotential hydrothermalen Erdwärme durchaus in einer energiewirtschaftlich relevanten Größenordnung.

	Fläche in km²	Technisches Potential in EJ
Süddeutsches Molassebecken	20 000	88
Norddeutsches Becken	100 000	50
Oberrheingraben	5 000	60
Deutschland gesamt	125 000	198

Tabelle 3-1: Technische Potentiale einer hydrothermalen Erdwärmesnutzung in Deutschland

4 Technisch deckbares Nachfragepotential

Aufgrund der Temperaturen der erschlossenen bzw. der nutzbaren Vorkommen kann in Deutschland hydrothermale Erdwärmes nur im Temperaturbereich bis etwa 100 °C, also für die Bereitstellung von Niedertemperaturwärmes genutzt werden. Somit kommt in erster Linie die Bereitstellung von Raumwärmes für Haushalte und Kleinverbraucher in Frage. Darüber hinaus können auch Industriebetriebe mit einer Nachfrage an Niedertemperaturwärmes versorgt werden.

4.1 Wärmenachfrage der Haushalte und Kleinverbraucher

Die Nutzung hydrothermalen Erdwärmes setzt eine regionale Infrastruktur mit einer genügend hohen Siedlungsdichte und eine entsprechende Wärmenachfrage voraus. Neben einer effizienten Bereitstellung von Fernwärmes spielen dabei auch der Transport und die Verteilung der Fernwärmes eine bedeutende Rolle. Im folgenden wird ein Ansatz zur Berücksichtigung von Siedlungsstrukturen bei der Ermittlung der technisch mit hydrothermalen Erdwärmes deckbaren Nachfrage nach Niedertemperaturwärmes entwickelt. Aufgrund der verfügbaren Datenlage wird die deckbare Nachfrage für die alten und neuen Bundesländer getrennt ermittelt.

4.1.1 Wärmenachfrage in den alten Bundesländern

Für eine möglichst genaue Ermittlung der Wärmenachfrage ist eine Einbeziehung der Siedlungsstrukturen hilfreich. Erste Ansätze hierzu finden sich in Roth (1980), wo der Zusammenhang zwischen der Siedlungsstruktur und den Wärmeverteilungssystemen untersucht wird. Dabei wird die Bebauung der Bundesrepublik Deutschland mit sogenannten Siedlungstypen klassifiziert. Darauf aufbauend werden in der "Untersuchung einer zum Heizöl alternativen Energiebedarfsdeckung für den Rhein-Neckar-Raum" [Winkens, 1984] die von Roth (1980) entwickelten Siedlungstypen innerhalb des Untersuchungsgebietes entsprechend der folgenden Aufteilung detailliert analysiert.

Unter "Streusiedlungen" (Typ 1) werden lockere, unregelmäßige Bebauungen, meist mit kleinen Gebäuden, vor allem in Stadtrandgebieten und Vororten, verstanden. "Einfamilienhaussiedlungen" (Typ 2) finden sich an Stadträndern und in Vorortgemeinden. Sie zeichnen sich häufig durch ein dichtes, geometrisches Erschließungsnetz aus. "Dorfkerne" (Typ 3) weisen eine dichte Bebauung mit kleinen, niedrigen Häusern auf. Meist sind dies Dörfer im ländlichen Raum oder ehemalige Dorfkerne mit eigenen Ortsnamen in größeren Städten. "Reihenhaussiedlungen" (Typ 4) sind fast immer engmaschig, geometrisch erschlossen, an Stadträndern oder in Vororten gelegen. Der Siedlungstyp "Wohnblocks 3- bis 5-geschossig" (Typ 5) beinhaltet überwiegend mittelgroße Wohnbauten, die größer sind als bei den vier zuvor beschriebenen Siedlungstypen; das Erschließungsnetz ist relativ grobmaschig. "Hochhäuser und große Zeilenbauten" (Typ 6) sind durch große Gebäudebestände und ein

großmaschiges Erschließungsnetz gekennzeichnet. Meist sind diese in Randlagen von Städten als sogenannte Trabantenstädte angelegt. In den Siedlungstyp "Städtische Randbebauung" (Typ 7) fallen städtische Mehrfamilienhäuser. Sie befinden sich fast ausschließlich in Großstädten in Gebieten, die an den Innenstadtbereich angrenzen. Sie weisen geschlossene Baublocks, Innenhöfe und ein regelmäßiges Straßennetz auf. Citybauten aus der Zeit der Jahrhundertwende mit sehr hoher Dichte im Innenstadtbereich, die meistens an historische Altstädte angrenzen, werden in der Gruppe "City-Bebauung" (Typ 8) hoher Dichte zusammengefaßt. Unter "Historischen Altstädten" (Typ 9) werden mittelalterliche Stadtkerne hoher Dichte mit geschlossener Bebauung, verwinkelten Straßen und zahlreichen Kirchen verstanden. "Große Sonderbauten" (Typ 10) sind große Einzelbauten mit ungewöhnlichen Grundrissen, die meist freistehend gebaut werden.

Die oben aufgeführten Siedlungstypen von Roth (1980) werden für die weiteren Ermittlungen in vier Kategorien, entsprechend der Eignung für eine Nah- bzw. Fernwärmeversorgung aggregiert; hier wird die Besiedlungsdichte als Kriterium gewählt.

"Streusiedlungen" (Typ 1) kommen für eine Einbindung in Fern- und Nahwärmesysteme normalerweise nicht in Betracht, es sei denn, lokal stehen sehr günstige Wärmequellen zur Verfügung; sie werden in der Kategorie 1 bilanziert. "Reihenhaussiedlungen" (Typ 4), "Dorfkerne" (Typ 3) und "Einfamilienhaussiedlungen" (Typ 2) haben dagegen aufgrund einer höheren Siedlungsdichte eine entsprechend höhere Wärmenachfrage. Sie werden zur Kategorie 2 zusammengefaßt. "Historische Altstädte" (Typ 9), "Stadtrandbebauungen aus Mehrfamilienhäusern in geschlossenen Baublocks" (Typ 7) sowie "3- bis 5-geschossige Wohnblocks" (Typ 5) weisen jeweils relativ geringe Gebäudeabstände auf und bilden deshalb die Kategorie 3. Günstigste Bedingungen für die Wärmeverteilung sind aufgrund der hohen Wärmenachfrage auf relativ geringem Raum im Falle "großer Sonderbauten" (Typ 10), bei "Hochhäusern und großen Zeilenbauten" (Typ 6) sowie bei der "Citybebauung" hoher Dichte (Typ 8) gegeben. Diese Siedlungstypen werden in der Kategorie 4 zusammengefaßt. Damit ergeben sich folgende, nach Eignung geordnete Kategorien:

- Kategorie 1: Siedlungstyp 1 kaum geeignet
- Kategorie 2: Siedlungstypen 2, 3, 4 geeignet
- Kategorie 3: Siedlungstypen 5, 7, 9 gut geeignet
- Kategorie 4: Siedlungstypen 6, 8, 10 sehr gut geeignet

Mit Hilfe eines in Schaumann (1996) vorgestellten Modells lassen sich für alle Gemeinden der alten Bundesländer anhand eines Kriterienkataloges aus Parametern der Arbeitsstättenzählung, der Gebäude- und Wohnungszählung und der Volkszählung aus dem Jahr 1987 die jeweiligen Anteile der verschiedenen Kategorien an der Gesamtbebauung ermitteln. Weiterhin kann die Art der Wärmeversorgung der Gebäude bestimmt werden [Bayern, 1994; Bremen, 1994; Niedersachsen, 1994; Hamburg, 1992; Hessen, 1993; NRW, 1994; Holstein, 1994; Pfalz, 1994; Baden, 1994]. Im folgenden werden die Ergebnisse für die drei Gebiete mit hydrothermalen Energievorkommen (Süddeutsches Molassebecken, Oberrheingraben, Norddeutsches Becken, vgl. Abbildung 3-2:) entsprechend der oben dargestellten Aufschlüsselung ausgewertet.

In Abbildung 4-1 sind die Anteile der Kategorien an den Wohnflächen in den jeweiligen Regionen dargestellt. Die Verteilung der Wohnflächen zeigt jeweils für die Kategorie 2 ein Maximum.

In der Region Molassebecken beträgt der Anteil der Kategorie 2 50 %, in der Region Norddeutschland 53 % und in der Region Oberrheingraben etwa 52 %.

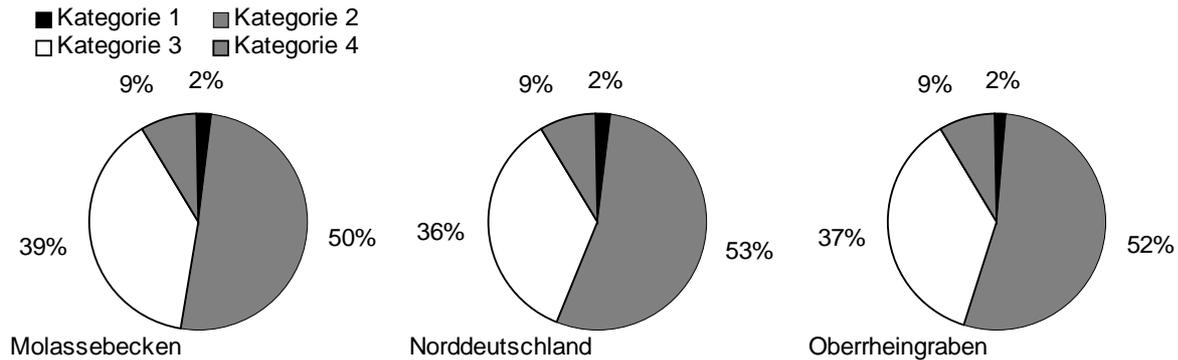


Abbildung 4-1: Anteile der nach Eignung für eine zentrale Wärmeversorgung aggregierten Kategorien an den Wohnflächen der Regionen mit hydrothermalen Energievorkommen

Der Anteil der Kategorie 3 beträgt in den drei Regionen zwischen 35 % und 39 %. Damit vereinen diese beiden Kategorien nahezu 90 % der Wohnflächen in den Regionen auf sich, die Kategorien 1 und 4 haben bezüglich der Wohnflächen nur eine untergeordnete Bedeutung (etwa 2 bzw. 9 %).

Auf Basis der zuvor beschriebenen Verteilung der Wohnflächen kann die Wärmenachfrage für Raumwärme der Haushalte nach Regionen ermittelt werden. Da für die aus Siedlungstypen gebildeten Kategorien die entsprechenden Angaben nicht vorliegen, wird eine durchschnittliche Gebäudeinnentemperatur nach der VDI 2067 angesetzt und mit Hilfe eines in Winkens (1994) vorgestellten Verfahrens eine Berechnung der Wärmetransmissionen durchgeführt. Dieses Nachweisverfahren orientiert sich an der Wärmeschutzverordnung und geht von den Wärmeverlusten der Außenflächen der Gebäude aus. Mit diesen Annahmen wird die nachgefragte Wärmemenge der Regionen ermittelt. Ein Vergleich der nachgefragten Wärme bezogen auf Größenklassen der Gemeinden und Städte spiegelt die Siedlungsstrukturen der Gebiete wider. In Abbildung 4-2 werden Gemeinden und Städte mit weniger als 6 000 Einwohnern (GK 1), 6 000 bis 20 000 Einwohnern (GK 2), 20 000 bis 100 000 Einwohnern (GK 3), 100 000 bis 500 000 Einwohnern (GK 4) und mit mehr als 500 000 Einwohnern (GK 5) ausgewiesen.

Es zeigt sich beispielsweise, daß in der Region Molassebecken die Wärmenachfrage der Größenklasse 4 mit nur etwa 8 % an der gesamten in der Region nachgefragten Wärme relativ gering ist. Gleiches gilt für die Wärmenachfrage in der Region Norddeutschland innerhalb der Größenklasse 1; dort beträgt dieser Anteil an der gesamten nachgefragten Wärme im Gebiet nur etwa 10 %. In der Region Oberrheingraben dagegen gibt es keine Städte der Größenklasse 5.

Für die weitere Untersuchung wird davon ausgegangen, daß sich die Kategorien 3 und 4 vollständig und 50 % der Kategorie 2 für eine Fernwärmeversorgung eignen. Zusammenfassend lassen sich somit nachgefragte Wärmemengen für das Gebiet des Molassebeckens von 66 PJ/a, für das Gebiet Norddeutschland von 355 PJ/a und für das Gebiet Oberrheingraben von 54 PJ/a angeben.

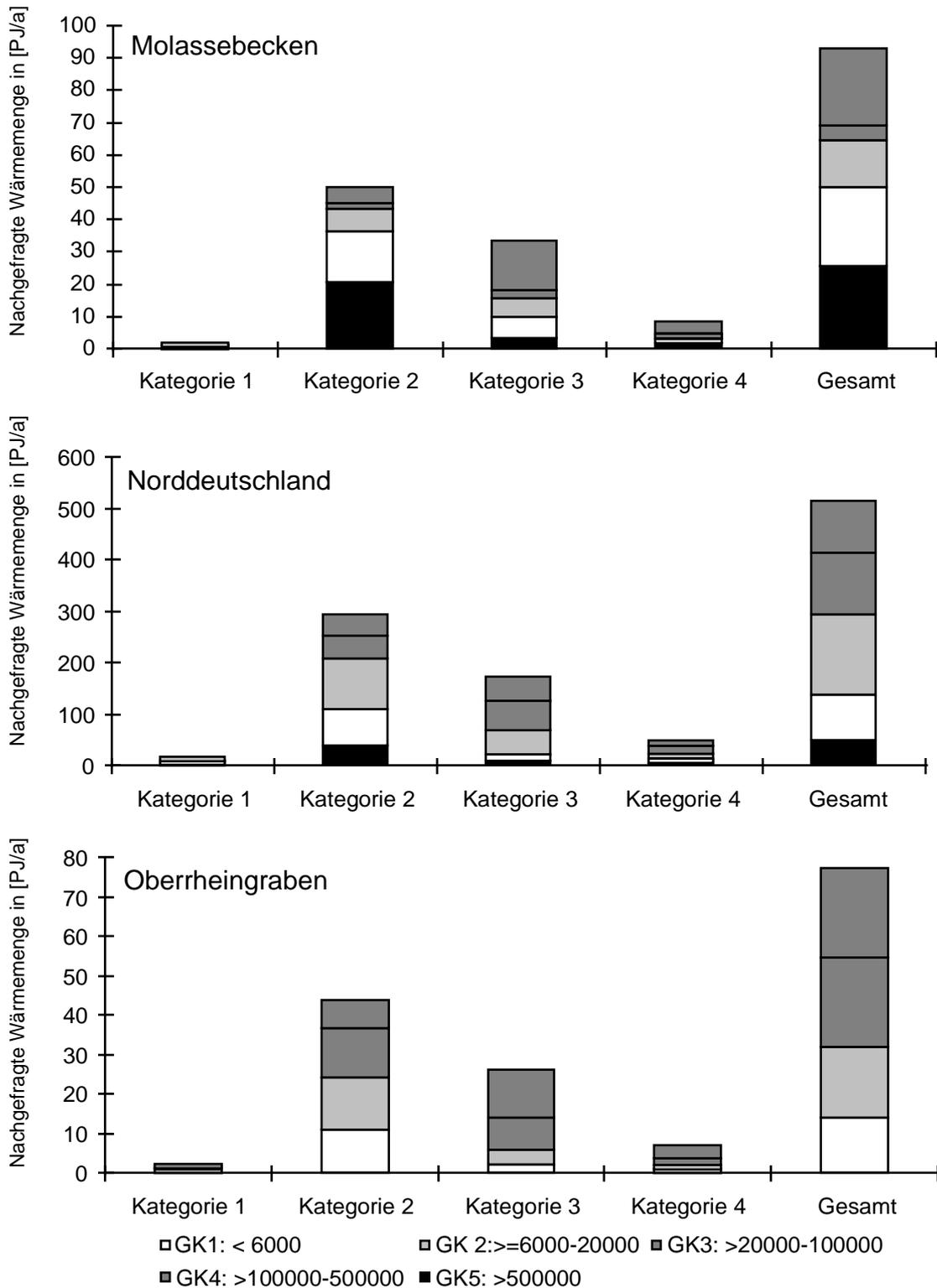


Abbildung 4-2: Nachgefragte Wärmemenge nach Regionen, Größenklassen und Kategorien (1987)

Um einen aktuellen Stand zu erhalten, müssen zusätzlich die Veränderungen der Wohnungsstrukturen seit 1987) bis zum Bezugsjahr 1997 berücksichtigt werden. In Eckerle (1995) wird der Wohnflächenbestand für das Jahr 1987 mit $2\,256 \times 10^6 \text{ m}^2$ beziffert. Davon entfallen auf die Region Molassebecken 6,9 %, auf die Region Norddeutschland 37,3 % und auf die Region Oberrheingraben 5,5 %.

Der Zuwachs an Wohnfläche betrug von 1987 bis 1992 rund $101 \times 10^6 \text{ m}^2$ für Einfamilienhäuser, $887 \times 10^6 \text{ m}^2$ für Mehrfamilienhäuser und $44 \times 10^6 \text{ m}^2$ für Nichtwohngebäude.

Der spezifische Wärmeleistungsbedarf für Gebäude, die nach 1987 gebaut wurden, beträgt rund 68 W/m^2 für Einfamilienhäuser, und etwa 54 W/m^2 für Mehrfamilienhäuser und Nichtwohngebäude [Eckerle, 1995]. Es ergibt sich daraus eine zusätzlicher Wärmenachfrage für die zwischen 1987 und 1992 gebauten Gebäude von 50,4 PJ/a. Wird von einem regional gleichmäßig verteiltem Zubau in Deutschland ausgegangen, ergibt sich unter Beibehaltung der prozentualen Anteile der drei Regionen an der Gesamtwohnfläche in Deutschland ein Zuwachs der Nutzenergienachfrage für Raumwärme für die Region Molassebecken von 3,5 PJ/a, für die Region Norddeutschland von 18,7 PJ/a und für die Region Oberrheingraben von 2,8 PJ/a für das Jahr 1992. Weiterhin beträgt der Nettozubau an Gebäudefläche nach Angaben des Statistischen Bundesamtes (1995) von 1992 bis 1993 etwa 1,6 %. Ausgehend von dieser jährlichen Steigerungsrate bis 1997 ergeben sich als nachgefragte Wärmemengen für das Bezugsjahr 1997 für die Region Molassebecken 75 PJ/a, für die Region Norddeutschland 405 PJ/a und für die Region Oberrheingraben 61 PJ/a.

4.1.2 Wärmenachfrage in den neuen Bundesländern

Zur Einschätzung der in den neuen Bundesländern nachgefragten Nutzenergie für Raumwärme ist es notwendig, den bisher nicht betrachteten östlichen Teil der für die Nutzung hydrothermalen Erdwärmes in Frage kommenden norddeutschen Tiefebene zu berücksichtigen. Hierbei handelt es sich um das Land Mecklenburg-Vorpommern und Teile der Länder Sachsen-Anhalt und Brandenburg (vergleiche Abbildung 3-2:). Eine Einbeziehung der Siedlungsstrukturen ist hier aufgrund von nicht verfügbarer Daten nicht möglich. Nach Angaben für das Jahr 1993, die die z.Zt. aktuellste Datenbasis darstellen, betrug die Gesamtwärmenachfrage für Raumwärme im Bereich Haushalte und Kleinverbraucher in Mecklenburg-Vorpommern 67 PJ/a, in Sachsen-Anhalt 112 PJ/a und in Brandenburg 73 PJ/a [Anhalt, 1995A; Brandenburg, 1994; Vorpommern, 1995; Statistisches Bundesamt, 1995].

Mit Hilfe statistischer Erhebungen der einzelnen Länder ist es möglich, die Wohn- und Nutzfläche der Haushalte und Kleinverbraucher in den Regionen mit nutzbaren hydrothermalen Erdwärmesvorkommen zu bestimmen. Dies sind aus dem Bereich Haushalte und Kleinverbraucher 100 % des Gesamtbestandes an Gebäuden im Land Mecklenburg-Vorpommern, etwa 16 % im Land Sachsen-Anhalt und etwa 71 % im Land Brandenburg [Brandenburg, 1996; Anhalt, 1995B]. Somit ergibt sich für die Gebiete mit hydrothermalen Erdwärmesvorkommen im Bereich der nordostdeutschen Tiefebene, eine jährliche Steigerung der Wohnfläche von jährlich 0,3 % vorausgesetzt, im Jahr 1997 eine Gesamtwärmenachfrage der Haushalte und Kleinverbraucher von 138 PJ/a.

4.1.3 Zusammenfassung

Für die Ermittlung der gesamten Wärmenachfrage ist es notwendig, neben der Raumwärme auch die Prozeßwärme (u.a. für Brauchwasser, technische Geräte) zu berücksichtigen. In Deutschland betrug der Anteil der Prozeßwärme für Haushalte und Kleinverbraucher (einschl. Warmwasser) an der gesamten nachgefragten Nutzwärme (Raumwärme und Prozeßwärme) im Jahr 1995 etwa 12 % (ohne Strom) [VDI 1997]. Die bisher ermittelte Nutzenergienachfrage für Raumwärme muß dementsprechend um die Nutzenergienachfrage für Prozeßwärme ergänzt werden.

Insgesamt ergibt sich dann für Deutschland in den verschiedenen Regionen im Jahr 1997 eine jährlich nachgefragte Nutzwärmemenge im Sektor Haushalte und Kleinverbraucher von 85 PJ/a im Gebiet Molassebecken, 617 PJ/a im Gebiet Norddeutschland und 69 PJ/a im Gebiet Oberrheingraben.

4.2 Wärmenachfrage in der Industrie

Die Nachfrage an Wärme mit einem Temperaturniveau unter 100 °C für Raum- und Prozeßwärme im Industriesektor wird in Hofer (1994) abgeschätzt. Tabelle 4-1 zeigt den prozentualen Anteil der Wärmenachfrage unter 100 °C an der Gesamtwärmenachfrage der verschiedenen Branchen.

Industriesektor	Wärme unter 100°C [%]
Nahrungs- und Genußmittelgewerbe	45
Investitionsgüter produzierendes Gewerbe	40
Textilgewerbe	100
Zellstoff- und Papier- und Pappeerzeugung	20
Chemische Industrie	13
Gewinnung und Verarbeitung von Steinen und Erden	40
Mineralölverarbeitende Industrie	10

Tabelle 4-1: Anteil der Wärmemenge unter 100 °C an der gesamten nachgefragten Wärme der verschiedenen Industriesektoren [Hofer, 1994]

Ausgehend von Untersuchungen der statistischen Landesämter ist es möglich, die Gesamtenergienachfrage der entsprechenden Industriesektoren in den einzelnen Bundesländern zu ermitteln. Da nicht die gesamten Landesflächen der Bundesländer Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen, Rheinland-Pfalz, Baden-Württemberg und Bayern in Gebieten mit hydrothermale Potential liegen, ist weiterhin eine Eingrenzung der Gesamtenergienachfrage der Industriesektoren innerhalb der Länder auf Gebiete mit möglicher hydrothermalen Nutzung notwendig. Da eine ausreichend detaillierte, regionale Datenbasis bezüglich der Wärmenachfrage im Industriesektor nicht gegeben ist, wird hier eine Näherung über die Besiedlungsdichte vorgenommen. Hierfür wird zunächst ermittelt, wie groß der prozentuale Anteil der Einwohner der einzelnen Bundesländer in Gebieten mit hydrothermalen Erdwärmenvorkommen bezogen auf die Anzahl aller Einwohner ist. Die Gesamtenergienachfrage aller Industriesektoren in den einzelnen Bundesländern wird dann gemäß dem prozentualen Anteil der Bevölkerung in den hydrothermal nutzbaren Gebieten bestimmt. Im letzten Schritt wird die so errechnete nachgefragte Wärmemenge auf der Basis der Zahlenangaben in Tabelle 4-2, auf den Anteil der Wärmemenge mit einem Temperaturniveaus unter 100 °C reduziert.

Insgesamt ergibt sich für Deutschland in den verschiedenen Regionen im Jahr 1994 eine nachgefragte Nutzwärmemenge im Industriesektor von 16 PJ im Gebiet Molassebecken, 172 PJ im Gebiet Norddeutschland und 19 PJ im Gebiet Oberrheingraben [Anhalt, 1996; Bayern, 1996; Berlin, 1996; Brandenburg, 1996; Bremen, 1996; Hamburg, 1996; Hessen, 1996; Niedersachsen, 1996; Pfalz, 1996; Mecklenburg, 1996; NRW, 1996; Baden, 1996; Holstein, 1996]. Nach Eckerle (1995) wird ein jährlicher Rückgang der gesamten End-Energienachfrage der Industrie von 0,5 % ausgewiesen. Ausgehend davon, daß sich die Nachfrage auf einem Temperaturniveau unter 100 °C analog entwickeln würde, verändert sich die Wärmenachfrage bis zum Jahr 1997 nur unwesentlich (1%).

4.3 Gesamtes deckbares Potential

Es zeigt sich sowohl für Haushalte und Kleinverbraucher als auch für die Industrie, daß aufgrund der großen angebotsseitigen Wärmemengen das Potential zur Nutzung hydrothermalen Erdwärmes in Deutschland nicht durch das verfügbare Angebot, sondern durch nachfrageseitige Restriktionen eingeschränkt wird.

Insgesamt beträgt die nachgefragte Nutzwärme mit einem Temperaturniveau unter 100 °C in den Sektoren Haushalte und Kleinverbraucher sowie Industrie in den Gebieten mit nachgewiesenen hydrothermalen Erdwärmevorkommen Deutschlands 978 PJ/a. Die Aufteilung auf die verschiedenen Gebiete sieht wie folgt aus:

Molassebecken:	101 PJ
Norddeutschland:	789 PJ
Ober rheingraben:	88 PJ

Bezogen auf die End-Energienachfrage in Deutschland in 1995 von rund 9 200 PJ entspricht dies einem Anteil 10,6 %.

5 Bestehende Fernwärmeverversorgung

Aufgrund der hohen Bohrkosten bzw. aufgrund der zum Teil daraus resultierenden hohen Gesamtinvestitionen für die Erstellung hydrothermalen Nutzungsanlagen ist der Verkauf großer Wärmemengen während des Anlagenbetriebes zwingend erforderlich. Außer durch die Versorgung eines industriellen Abnehmers mit hoher Wärmenachfrage ist dies nur durch eine Anbindung an Nah- oder Fernwärmenetze zu realisieren. Geothermieanlagen konkurrieren jedoch nicht nur mit fossil gefeuerten Heizanlagen, sondern auch oder sogar verstärkt mit dezentralen Wärmebereitstellungssystemen. Diese benötigen keine kostenintensiven Nah- und Fernwärmenetze. Die Einbindung von Geothermieanlagen in bereits bestehende Wärmenetze wäre deshalb aus Kostengründen ein wesentliches Einsatzkriterium für die verstärkte Nutzung hydrothermalen Erdwärmes.

Die zur Zeit bestehenden Anlagen für die Wärmeverversorgung mittels Fern- bzw. Nahwärme wird dem Hauptbericht der Fernwärmeverversorgung (Stand 1995) entnommen [AGFW, 1997]. Da dort die Einspeisetemperaturen der Wärmetransportmedien nicht ausgewiesen sind, wird hier näherungsweise davon ausgegangen, daß sich wasserführende Fern- und Nahwärmenetze für eine Einspeisung hydrothermalen Erdwärmes eignen; dampfbetriebene Netze aufgrund der erforderlichen höheren Temperaturen jedoch nicht. Diese Näherung ist zulässig, da wasserbetriebene Fern- bzw. Nahwärmenetze in Deutschland gleitend mit maximal 140 °C betrieben werden [Kraaz, 1996]. Außerdem wird davon ausgegangen, daß Geothermieanlagen in Deutschland immer mit fossil gefeuerten Spitzenlastanlagen ausgestattet werden. Die notwendigen Einspeisetemperaturen über 100 °C können somit prinzipiell gedeckt werden.

Analog zu der Untersuchung der Wärmenachfrage im Industriesektor (s. Abschnitt 4.2) werden für die Bundesländer Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen, Rheinland-Pfalz, Baden-Württemberg und Bayern nur die in Gebieten mit hydrothermale Potential installierten Fernwärmenetze berücksichtigt. [AGFW, 1997].

Unter Berücksichtigung von Netzverlusten (von 7 bis 16 %) und Ausnutzungsdauern (von 1 316 bis 2 288 h/a) der verschiedenen Netze ergibt sich aus dem vorliegenden Datenmaterial [AGFW, 1997] für das Gebiet Molassebecken eine durch Fern- und Nahwärmenetze verteilte Wärmemenge von 15,2 PJ, für das Gebiet Norddeutschland von 169 PJ und für das Gebiet Ober rheingraben von 7,7 PJ.

Die relativ große jährliche Wärmemenge von 169 PJ für das Gebiet Norddeutschland resultiert aus dem dichten Versorgungsnetz bei gleichzeitig höherer Ausnutzungsdauer der

Netze (bezogen auf den Anschlußwert) in den neuen Bundesländern. Darüber hinaus werden in Berlin, Nordrhein-Westfalen, Schleswig-Holstein und Niedersachsen relativ hohe Wärmemengen in Nah- und Fernwärmenetze eingespeist.

Weiterhin werden in Tabelle 5-1 die eingespeisten Gesamtwärmemengen der Fern- und Nahwärmenetze nach 5 Kategorien unterteilt. Die Aufteilung faßt in den verschiedenen Gebieten jeweils Anlagen mit Einspeiseleistungen unter 5 MW, von 5 bis 10 MW, 10 bis 15 MW, 15 bis 20 MW sowie über 20 MW zusammen. Es zeigt sich, daß im Gebiet Molassebecken etwa 25 % und im Gebiet Oberrheingraben etwa 46,2 % der gesamten Fern- und Nahwärmemenge von Heizzentralen mit einer Leistung unter 20 MW eingespeist werden, im Gebiet Norddeutschland sind es hingegen nur etwa 7,5 %.

	<5 MW [PJ/a]	5-10 MW [PJ/a]	10-15 MW [PJ/a]	15-20 MW [PJ/a]	> 20 MW [PJ/a]	Summe [PJ/a]
Molassebecken	1,1	0,7	1,5	0,5	11,4	15,2
Norddeutschland	2,7	2,7	4,9	2,4	156,5	169,2
Oberrheingraben	0,2	1,2	1,9	0,3	4,1	7,7
Deutschland gesamt	4,0	4,6	8,3	3,2	172,0	192,1

Tabelle 5-1: Verteilte Gesamtwärmemenge von Nah- und Fernwärmenetzen mit verschiedenen Einspeiseleistungen in den einzelnen Gebieten [AGFW, 1996]

6 Zusammenfassung

Schon frühere Arbeiten haben gezeigt, daß in Deutschland das theoretische Angebotspotential einer Nutzung hydrothermaler Erdwärme den Endenergieverbrauch in Deutschland von 9 200 PJ deutlich übersteigt, es liegt, eine Tiefe von 7 000 m vorausgesetzt bei rund 650 000 000 PJ (Rummel et al., 1992). Auch das technische Angebotspotential ist, wie diese Ausführungen zeigen von energiewirtschaftlicher Relevanz. Es liegt, eine 100-jährige Nutzungsdauer unterstellt, bei rund 1 980 PJ/a und damit bei ca. 20 % des derzeitigen Endenergieverbrauchs in Deutschland. Dieses Potential ist jedoch aufgrund geologischer Gegebenheiten nur im Norddeutschen Becken, im süddeutschen Molassebecken und am Oberrheingraben verstärkt nutzbar; in anderen Gegenden der Bundesrepublik Deutschland sind die Möglichkeiten einer hydrothermalen Energiebereitstellung dagegen nur sehr eingeschränkt. Insgesamt übersteigt das technische Angebotspotential die Nachfrage nach Niedertemperaturwärme in Deutschland deutlich, wie die zusammenfassende Darstellung der Ergebnisse dieser Potentialanalyse in Tabelle 6-1 zeigt.

	Molassebecken	Norddeutsches Becken	Oberrheingraben	Summe
Theoretisches Angebotspotential	104 000 000 PJ	520 000 000 PJ	26 000 000 PJ	650 000 000 PJ
Technisches Angebotspotential	88 000 PJ	50 000 PJ	60 000 PJ	198 000 PJ
Technisches Nachfragepotential				
Haushalte und Kleinverbraucher	85 PJ/a	617 PJ/a	69 PJ/a	771 PJ/a
Industrie	16 PJ/a	172 PJ/a	19 PJ/a	207 PJ/a
Deutschland gesamt	101 PJ/a	789 PJ/a	88 PJ/a	978 PJ/a
Verteilte, netzgebundene Wärme menge	15,2 PJ/a	169,2 PJ/a	7,7 PJ/a	192,1 PJ/a

Tabelle 6-1: Potentiale hydrothermaler Erdwärme in Deutschland

In der Summe beträgt das technische Nachfragepotential in den Sektoren Haushalte, Kleinverbraucher und Industrie mit einem Temperaturniveau unter 100 °C, welches durch hydrothermale Erdwärmenvorkommen auch gedeckt werden könnte, 978 PJ/a. Bezogen auf die gesamte

Nachfrage nach Endenergie in der Bundesrepublik Deutschland in 1995 sind dies etwa 11 % und bezogen auf die Nachfrage nach Raum- und Prozeßwärme etwa 28 %.

Es zeigt sich auch, daß die Nutzung bestehender Wärmenetze zwecks Reduzierung der relativ hohen Wärmebereitstellungskosten hydrothormaler Heizzentralen nur sehr eingeschränkt möglich ist. Maximal könnten 192,1 PJJ/a bisher konventionell erzeugter Wärme durch Einspeisung hydrothermal gewonnener Wärme substituiert werden.

Die Möglichkeiten einer Wärmebereitstellung aus hydrothermalen Energievorkommen in Deutschland sind demnach beachtlich: angebotsseitig könnte eine Wärmemenge bereitgestellt werden, die die Nachfrage deutlich übersteigt. Jedoch kann diese Wärme nur zu einem kleinen Teil auch tatsächlich im Energiesystem Deutschland untergebracht werden. Aber selbst bei der Berücksichtigung dieser nachfrageseitigen Restriktionen verbleibt ein Potential von energiewirtschaftlicher Relevanz.

Aufgrund ihrer Umweltverträglichkeit (Kayser et al., 1996) ist die hydrothermale Energiegewinnung somit eine interessante Option für eine zukünftige Deckung der Energienachfrage.

7 Literatur

- AGFW, Arbeitsgemeinschaft Fernwärme, Hauptbericht der Fernwärmeversorgung für das Jahr 1995; Frankfurt (Main), 1997.
- Anhalt, Statistisches Landesamt Sachsen-Anhalt, Energiebilanz Sachsen-Anhalt 1993, Halle (Saale), 1995a.
- Anhalt, Statistisches Landesamt Sachsen-Anhalt, Gebäude und Wohnungszählung '95 (vorläufige Ergebnisse), Halle (Saale), 1995.
- Anhalt, Statistisches Landesamt Sachsen-Anhalt Energiedaten für Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe 1994; Halle (Saale), 1996.
- Baden, Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, Volks-, Gebäude-, Wohnungs- und Arbeitsstättenzählung am 25. Mai 1987 (auf Diskette); Stuttgart, 1994.
- Baden, Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, Energiedaten für Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe 1994; Stuttgart, 1996.
- Bayern, Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung, Volks-, Gebäude-, Wohnungs- und Arbeitsstättenzählung am 25. Mai 1987 (auf Diskette); München, 1994.
- Bayern, Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung, Energiedaten für Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe 1994; München, 1996.
- Berlin, Statistisches Landesamt Berlin, Energiedaten für Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe 1994; Berlin, 1996.
- Brandenburg, Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie Brandenburg, Gutachten zur Entwicklung der Energieversorgung im Land Brandenburg; Potsdam, 1994.
- Brandenburg, Landesamt für Datenverarbeitung und Statistik Brandenburg, Gebäude und Wohnungszählung '95; Potsdam, 1995.
- Brandenburg, Landesamt für Datenverarbeitung und Statistik Brandenburg, Energiedaten für Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe 1994; Potsdam, 1996.
- Bremen, Statistisches Landesamt Bremen, Volks-, Gebäude-, Wohnungs- und Arbeitsstättenzählung im Lande Bremen am 25. Mai 1987: Ergebnisse für das Land Bremen sowie für die Städte Bremen und Bremerhaven nach Stadtbezirken (auf Diskette); Bremen, 1994.
- Bremen, Statistisches Landesamt Breme.: Energiedaten für Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe 1994; Bremen, 1996.
- Castell-Exner, Fr. Dr., Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V., (persönliche Auskunft), Eschborn, 03.06.1996.
- DIN 4701, Norm DIN 4701 Teil 1 03.83: Regeln für die Berechnung des Wärmebedarfs von Gebäuden; Berlin, 1983.
- Eckerle, P. et al., Die Energiemärkte Deutschlands im zusammenwachsenden Europa; Bericht der Prognos AG im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft, Basel, 1995.
- Frisch, H. et al., Hydrogeothermische Energiebilanz und Grundwasserhaushalt des Malmkarstes im süddeutschen Molassebecken, Schlußbericht Forschungsvorhaben 03 E 6240 A/B, 1989.

- Haenel, R., M. Kleefeld und I. Koppe, Geothermisches Energiepotential; Pilotstudie: Abschätzung der geothermischen Energievorräte an ausgewählten Beispielen in der Bundesrepublik Deutschland, Bericht, Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung (unveröffentlicht); Veröffentlichung der Hauptergebnisse in Haenel Staroste, 1984/1988.
- Haenel, R. und E. Staroste, E. (Hrsg.), Atlas of Geothermal Resources in the European Community, Austria and Switzerland; Th. Schäfer, Hannover, 1988.
- Hamburg, Statistisches Landesamt der Freien und Hansestadt Hamburg: Volks-, Gebäude-, Wohnungs- und Arbeitsstättenzählung am 25. Mai 1987 (auf Diskette); Hamburg, 1992/1993.
- Hamburg, Statistisches Landesamt der Freien und Hansestadt Hamburg: Energiedaten für Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe 1994; Hamburg, 1996.
- Hessen, Hessisches Statistisches Landesamt: Volks-, Gebäude-, Wohnungs- und Arbeitsstättenzählung am 25. Mai 1987 (auf Diskette); Wiesbaden, 1993.
- Hessen, Hessisches Statistisches Landesamt: Energiedaten für Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe 1994; Wiesbaden, 1996.
- Hofer, R., Technologiegestützte Analyse der Potentiale industrieller Kraft Wärme Kopplung; TU München, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik; 1994.
- Holstein, Statistisches Landesamt Schleswig-Holstein: Ausgewählte Daten aus der Gebäude- und Wohnstättenzählung vom 25.05.1987 in Schleswig-Holstein (auf Diskette); Kiel; 1994.
- Holstein, Statistisches Landesamt Schleswig-Holstein: Energiedaten für Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe 1994; Kiel, 1996.
- Hurtig, E., V. Cermak, R. Haenel, und V. Zui (Hrsg.), Geothermal Atlas of Europe; Geografisch-Kartografische Anstalt, Gotha, 1992.
- Jobmann, M. und R. Schulz, Hydrogeothermische Energiebilanz und Grundwasserhaushalt im süddeutschen Molassebecken, Teilgebiet: Hydrogeothermik; Bericht, Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung (unveröffentlicht), 1989.
- Kaltschmitt, M. und A. Wiese (Hrsg.), Erneuerbare Energieträger in Deutschland - Potentiale und Kosten; Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 1993.
- Kaltschmitt, M. und A. Wiese (Hrsg.), Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte; Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 1995.
- Keller, G. und R. Laroche, Statistik zur Nutzung erneuerbarer Energien - Band 3 1989-1990; Karlsruhe, 1991.
- Kraaz, M., Projektleiter bei: Fernwärme ForschungsInstitut, (mündl. Information), Hannover, 1996.
- Lux, R., Gas-Wärmepumpenanlagen in Nahwärmeversorgungssystemen; Endbericht, IKARUS, Teilprojekt 4: Umwandlungssektor, Stuttgart, 1994.
- Mecklenburg, Statistisches Landesamt Mecklenburg-Vorpommern: Energiedaten für Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe 1994; Schwerin, 1996.
- Niedersachsen, Niedersächsisches Landesamt für Statistik: Ausgewählte Daten aus der Volks- und Berufszählung, der Gebäude- und Wohnstättenzählung sowie der Arbeitsstättenzählung vom 25.5.1987 in Niedersachsen (auf Diskette-Geheimhaltungsfreier Datenbestand); Hannover, 1994.

- Niedersachsen, Niedersächsisches Landesamt für Statistik: Energiedaten für Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe 1994; Hannover, 1996.
- NRW, Landesamt für Datenverarbeitung und Statistik Nordrhein-Westfalen: Volks-, Gebäude-, Wohnungs- und Arbeitsstättenzählung am 25. Mai 1987 nach ausgewählten Strukturmerkmalen (auf Diskette); Düsseldorf, 1994.
- NRW, Landesamt für Datenverarbeitung und Statistik Nordrhein-Westfalen: Energiedaten für Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe 1994; Düsseldorf, 1996.
- Pfalz, Statistisches Landesamt Rheinland-Pfalz: Volks-, Gebäude-, Wohnungs- und Arbeitsstättenzählung am 25. Mai 1987 (auf Diskette); Bad Ems, 1994.
- Pfalz, Statistisches Landesamt Rheinland-Pfalz: Energiedaten für Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe 1994, Bad Ems, 1996.
- Pomhoff, C. et al., Technik und Einsatzmöglichkeiten von Wärmepumpen; Untersuchung im Auftrag des bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft und Verkehr, München, 1993/1994.
- Prushek R., Ermittlung und Verifizierung der Potentiale und Kosten der Treibhausgasminderung durch Kraft-Wärme-Kopplung in der Industrie; Untersuchung im Auftrag der Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“, Essen, 1994.
- Rockel, W. und H. Schneider, Die Möglichkeiten der Nutzung geothermischer Energie in Norddeutschland und der Bearbeitungsstand geplanter Vorhaben; in: Geothermie-Wärme aus der Erde; C.F Müller, Karlsruhe, 1991.
- Roth, U., Siedlungstypen: Beschreibung, Datenprofile, Büro für Raumplanung; Zürich, 1980.
- Rummel, F., O. Kappelmeyer und O.A. Herde, Erdwärme - Energieträger der Zukunft?, MeSy GmbH, Bochum, 1992.
- Sanner, B., Erdgekoppelte Wärmepumpen, Geschichte, Systeme, Auslegung, Installation, Fachinformationszentrum Karlsruhe, Karlsruhe, 1992.
- Schaumann, Klimaverträgliche Wege der Entwicklung der deutschen Strom und Fernwärmeversorgung - Systemanalyse mit einem regionalen Energiemodell (unveröffentlicht), 1996.
- Schön, M. und W. Rockel, Nutzung niedrigthermaler Tiefenwässer-Geologische Grundlagen; in: Geothermie-Wärme aus der Erde; Verlag C.F Müller, Karlsruhe, 1991.
- Statistisches Bundesamt (Hrsg.): Statistisches Jahrbuch 1995 für die Bundesrepublik Deutschland, Metzler Poeschel Verlag, Stuttgart, 1995.
- VDEW, Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (Hrsg.): Ergebnisse der Erhebung über elektrische Wärmepumpen-Heizungsanlagen 1994; Frankfurt am Main, 1996.
- VDI-GET (Hrsg.), Jahrbuch 1996, VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf, 1996.
- VDI, Verein Deutscher Ingenieure (Hrsg.), Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen (VDI 2067), Blatt 6, Beuth Verlag GmbH, Berlin, 1989.
- VDI-Richtlinien 2067, 1988.
- Vorpommern, Wirtschaftsministerium Mecklenburg-Vorpommern: Energiebericht 1993 des Landes Mecklenburg-Vorpommern; Schwerin, 1995.
- Wegmann, H.-E., Stand der Wärmepumpentechnik; VDI-Berichte 1236, Düsseldorf, 1996.

Winkens, H. P., Untersuchung einer zum Heizöl alternativen Energiebedarfsdeckung für den Rhein-Neckar-Raum. Forschungsbericht des BMFT; Energie- und Wasserwerke Rhein-Neckar AG, Mannheim, 1984.

Winkens, H. P., Teilprojekt 4, Daten: Umwandlungssektor, Unterbereich Fernwärmespeicherung, -transport und -verteilung; Forschungsvorhaben IKARUS des Bundesministerium für Forschung und Technologie; Endbericht Nr. 4-15, Stuttgart, Jülich, 1994.

Rechtliche Rahmenbedingungen für die Nutzung der Ressource Erdwärme bzw. Untergrundspeicherung

Heike Ehrlich, GeoForschungsZentrum Potsdam

Abstract	28
Einleitung	28
1 Das Bundesberggesetz (BBergG)	29
1.1 Zweck des Gesetzes.....	29
1.2 Geltungsbereich des BBergG	30
1.3 Ergänzende gesetzliche Verordnungen	30
2 Bergfreie Bodenschätze	30
2.1 Rechtsgrundlagen der Erkundung und Gewinnung.....	30
2.2 Abgrenzung der Erdwärmeerschließung nach dem BBergG.....	32
2.3 Definitions- und Auslegungsproblematik im Zusammenhang mit dem Begriff Erdwärme	35
3 Untergrundspeicherung	37
4 Schlußfolgerungen	37
5 Literatur	38
6 Anhang A	39
7 Anhang B	46

Abstract

The utilisation of the Earth's underground is not always free. The German mining law from August, 13th 1980 became valid on January, 1st 1982. The law regulates the recovery of natural resources. This law distinguishes between resources which are free for mining, natural resources under property rights and underground storage. The treatment of natural resources is not covered by the mining law.

Since 1980 the geothermal energy is effective as a free for mining natural resource. Recovery of geothermal energy is bounded by a transport medium like brine. Brine is also a free for mining resources. If the transport medium is water then the water rights of the Federal Government and the Bundesländer has to be applied.

The energetic character by the application of mining terms wasn't reflect her, when geothermal energy was admitted into the mining law. Existing mining terms, which were applied to the geothermal energy recovery, are based on the recovery of mineral resources and they reflect their material character. Further more, there is a lack of clearly definitions of the term geothermal energy and other terms, which are combined with it's recovery.

The regulations of the underground storage consider the material character of storage, but not the possibility to storage energy like heat or cold in the underground. The law definition of underground reservoirs refers to solid, liquid and gaseous substances. Further more, a clearly exclusion of waste deposition concern the underground storage doesn't exist.

Einleitung

Zur Nutzung der Erdwärme ist eine Erschließung im Untergrund erforderlich. Die Erschließung wird durch das Bundesberggesetz (BBergG) geregelt. Das Gesetz stammt vom 13.8.1980 und trat am 1.1.1982 in Kraft. Das Gesetz teilt die Bodenschätze in bergfreie und grundeigene Bodenschätze. Bergfreie Bodenschätze sind im Gegensatz zu den grundeigenen Bodenschätzen vom Grundeigentum ausgeschlossen. Zu den bergfreien Bodenschätzen gehört auch die Erdwärme. Für die Erschließung bergfreier Bodenschätze bedarf es einer Bergbauberechtigung. Hierfür ist ein bzw. sind für die verschiedenen Phasen von Aufsuchung über Gewinnung bis Aufbereitung der Bodenschätze mehrere Betriebspläne erforderlich, deren Rahmenbedingungen hier aufgeführt werden. Die Weiterverarbeitung von Bodenschätzen, zu der auch die Nutzung zählt, wird nicht vom Gesetz erfaßt. Für die Erschließung grundeigener Bodenschätze bedarf es keiner Bergbauberechtigung.

In diesem Artikel sollen die rechtlichen Begriffe im Zusammenhang mit der geothermischen Nutzung hydrothermaler Ressourcen (Erdwärme) diskutiert werden. Die Unterspeicherung spielt eine besondere Rolle und wird hier mit diskutiert.

Es besteht ein Bedarf, die gesetzlichen Regelungen im Hinblick auf die Nutzung hydrothermaler Ressourcen zum Beispiel zur Gewinnung von Erdwärme oder zur Unterspeicherung zu betrachten. Seit 1980 gilt auch die „Erdwärme und die im Zusammenhang mit ihrer Gewinnung auftretenden anderen Energien“ als bergfreier Bodenschatz [Anhang A § 3 (3) Nr. 2b]. Die Erschließung von Erdwärme ist an ein Trägermedium gebunden. Ist das Trägermedium selbst ein bergfreier Bodenschatz (Sole), ist für seine Gewinnung auch eine Bergbauberechtigung erforderlich, sofern es sich nicht um eine Mitgewinnung handelt. Handelt es sich bei dem Trägermedium um Wasser, gelten die Vorschriften des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG) und die Wassergesetze der Länder.

Die angewandten Bergbaubegriffe, welche auf der Erschließung mineralischer Rohstoffe beruhen und deren stofflichen Charakter widerspiegeln, werden auch auf die Erschließung der Erdwärme angewendet. Bei der Aufnahme der Erdwärme ins Bergrecht wurde ihr energetischer Charakter nicht berücksichtigt [siehe hierzu auch Eckhardt, 1994]. Des Weiteren fehlen klare Definitionen der Begriffe Erdwärme und der mit ihrer Erschließung in Zusammenhang stehenden Begriffe. Daraus und aus der Tatsache, daß lt. BBergG die Nutzung der Erdwärme einer Weiterverarbeitung gleichkommt, diese aber nicht vom Gesetz erfaßt wird, ergeben sich Probleme hinsichtlich der Abgrenzung zur Gewinnung und Aufbereitung.

Ähnliches trifft auch auf die Untergrundspeicherung zu, wo die stofflichen Eigenschaften der zu speichernden Stoffe berücksichtigt werden, nicht aber die Möglichkeit der Speicherung von Energie, wie z. B. Wärme oder Kälte in Betracht gezogen wird. Die Definition für Untergrundspeicher bezieht sich lt. Gesetz auf feste, flüssige oder gasförmige Stoffe. Außerdem besteht bezüglich der Untergrundspeicherung kein eindeutiger Ausschluß der Deponierung von Rest- und Abfallstoffen.

Diese Problematik ist unter anderem auf die damals wenig verbreitete praktische Anwendung der Erschließung der Erdwärme sowie auf den mangelnden geowissenschaftlich-technologischen Kenntnisstand auf dem Gebiet der Erdwärmeerschließung und der Nutzungsmöglichkeiten von Aquiferen in dieser Zeit zurückzuführen.

Angesichts dessen und der Tatsache, daß der Kommentar von Boldt/Weller (1982) zu einem Zeitpunkt erschien, als die technologischen Anwendungsmöglichkeiten der Geothermie innerhalb des Gültigkeitsbereiches des Gesetzes noch nicht erschöpfend berücksichtigt wurden, ist es wichtig, eine klare Definition des Begriffes Erdwärme und der mit ihrer Erschließung verbundenen Begriffe, wie z. B. Sole, Trägermedium und Aquifer, auch aus geowissenschaftlicher Sicht zu erarbeiten. Des Weiteren scheint es angebracht, den BBergG-Kommentar von Boldt/Weller zum Thema Erdwärmeerschließung zu überarbeiten, da dieser vielfach zu juristischen Auslegungen herangezogen wird.

1 Das Bundesberggesetz (BBergG)

1.1 Zweck des Gesetzes

Im Mittelpunkt des am 1.1.1982 in Kraft getretenen Gesetzes steht die Sicherung der Rohstoffversorgung. Diesbezüglich regelt das Gesetz die Aufsuchung und Gewinnung volkswirtschaftlich wichtiger Bodenschätze „unter Berücksichtigung ihrer Standortgebundenheit und des Lagerstättenschutzes“ [Anhang A, § 1], die Gewährleistung des Arbeits- und Betriebschutzes der Beschäftigten im Bergbau sowie der Wiedernutzbarmachung der durch die bergbauliche Tätigkeit beeinträchtigten Oberfläche [s. a. Bundesberggesetz, Vorwort zur 1. Auflage, 1994].

Gemäß Artikel 23 des Grundgesetzes (GG) erfolgte mit Wirkung vom 3.10.1990 der Beitritt der ehemaligen Deutschen Demokratischen Republik zur Bundesrepublik Deutschland. „Die rechtliche Grundlage bildete der Vertrag zwischen der Bundesrepublik Deutschland und der Deutschen Demokratischen Republik über die Herstellung der Einheit Deutschlands - Einigungsvertrag - vom 31. August 1990, der durch das Gesetz vom 23. September 1990 (BGBl. II S. 885) ratifiziert worden ist.“ [Boldt/Weller (b), Anhang Rdn. 1].

Der Einigungsvertrag (Artikel 8) beinhaltet grundlegende Überleitungsvorschriften von Bundesrecht, wozu auch das BBergG gehört. [Boldt/Weller (b), Anhang Rdn. 1 ff.]. Diese Überleitungsvorschriften des Einigungsvertragsgesetzes vom 23.9.1990 wurden mit der Rechts-

angleichung bei Bodenschätzen vom 15.4.1996 aufgehoben und somit in den neuen Bundesländern gleiche Rechtsverhältnisse wie in den alten Bundesländern geschaffen. Das hatte zur Folge, daß z. B. einige der bisher bergfreien Bodenschätze zu grundeigenen Bodenschätzen wurden und auch die Anträge auf Erlaubnis und Bewilligung diesbezüglich mit involviert werden [näheres s. Philipp/Kolonko, 1996].

1.2 Geltungsbereich des BBergG

Nach § 2 (1) BBergG (s. Anhang A) gilt dieses Gesetz für das Aufsuchen, Gewinnen und Aufbereiten von bergfreien und grundeigenen Bodenschätzen einschließlich der damit verbundenen Tätigkeiten (z. B. Verladen, Befördern, Abladen, Lagern usw.), das Wiedernutzbarmachen der Oberfläche sowie für die Betriebsanlagen und Betriebseinrichtungen, die mit diesen Tätigkeiten verbunden sind.

Der Geltungsbereich umfaßt auch die Untergrundspeicher (Anhang A, § 2 (2)) und folglich auch die Untersuchung des Untergrundes auf seine Eignung zur Untergrundspeicherung, das Errichten und Betreiben von Untergrundspeichern sowie die zugehörigen Betriebseinrichtungen.

Die Weiterverarbeitung und Nebengewinnung von Bodenschätzen „unterliegen grundsätzlich nicht dem Bergrecht“. „Dabei wird die Weiterverarbeitung als eine ‘sonstige Bearbeitung oder Verarbeitung von Bodenschätzen’, die Nebengewinnung als ‘Herstellung anderer Erzeugnisse’ umschrieben“ [Boldt/Weller (a), § 4 Rdn. 17].

1.3 Ergänzende gesetzliche Verordnungen

Mit dem Inkrafttreten des Gesetzes zur Änderung des BBergG vom 12.2.1990 am 1.8.1990 wird für bestimmte Vorhaben neben dem Betriebsplanzulassungsverfahren ein Planfeststellungsverfahren mit einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) für Rahmenbetriebspläne gefordert. Auf Bundesebene existieren neben der Raumordnungsverordnung in drei weiteren Bereichen (9. Verordnung zum Bundes-Immissionsschutzgesetz, UVP-Verordnung Bergbau, Atomrechtliche Verfahrensverordnung) konkrete Verfahrensregelungen zur UVP. Diese Verordnungen veranschaulichen „jeweils den Ablauf der für UVP-bedürftige Vorhaben in den betreffenden Fachgesetzen vorgesehenen Verfahren“ [MUNR, 1996, S. 13] hinsichtlich der UVP. Als spezielle gesetzliche Regelungen ersetzen sie die Vorschriften des UVP-Gesetzes für die genannten Fachbereiche, „soweit sie die gleichen Regelungen enthalten bzw. darüber hinausgehen.“ [MUNR, 1996, S. 13].

2 Bergfreie Bodenschätze

2.1 Rechtsgrundlagen der Erkundung und Gewinnung

„Bodenschätze sind mit Ausnahme von Wasser alle mineralischen Rohstoffe in festem oder flüssigem Zustand und Gase, die in natürlichen Ablagerungen und Ansammlungen (Lagerstätten) in oder auf der Erde, auf dem Meeresgrund, im Meeresuntergrund oder im Meerwasser vorkommen“ [Anhang A, § 3 (1)].

Das Gesetz teilt die Bodenschätze in bergfreie und grundeigene Bodenschätze. Auf bergfreie Bodenschätze erstreckt sich kein Grundstückseigentum im Gegensatz zu den grundeigenen Bodenschätzen, die im Eigentum des Grundeigentümers stehen. Zu den bergfreien Bodenschätzen gehören volkswirtschaftlich bedeutsame Rohstoffe, wie z. B. die fossilen Energieträger Stein-, Braunkohle, Erdöl und Erdgas sowie Mineralerze, -salze und Sole [Boldt/Weller (a), Einleitung, Rdn. 58-61].

Für die Erschließung grundeigener Bodenschätze bedarf es keiner Bergbauberechtigung.

Durch die Zuordnung der „Erdwärme und die im Zusammenhang mit ihrer Gewinnung auftretenden anderen Energien“ [Anhang A, § 3 (3) Nr. 2b] zu den bergfreien Bodenschätzen im Jahre 1980 erfuhr diese somit eine bergrechtliche Gleichstellung mit den anderen berg-freien Bodenschätzen (s. a. Boldt und Weller (a), § 3 Rdn. 34). Gründe für die Berücksichtigung der Gewinnung geothermischer Energie im BBergG können in Zusammenhang mit den ständig steigenden Energiepreisen und der fortschreitenden Verknappung der Rohstoffe, insbesondere der Primärenergieträger, gesehen werden (s. a. Boldt/Weller (a), § 3 Rdn. 33).

Bei den „im Zusammenhang mit ihrer Gewinnung auftretenden anderen Energien“ handelt es sich „um kinetische Energie, die bei der Erschließung von Wärmeträgern, die unter hohem Druck stehen, freigesetzt wird“ [Boldt/Weller (a), § 3 Rdn. 34].

Nach dem § 6 des BBergG (Grundsatzparagraph, s. Anhang A) bedarf es einer Erlaubnis zur Aufsuchung von bergfreien Bodenschätzen und einer Bewilligung oder des Bergwerkseigentums zur Gewinnung bergfreier Bodenschätze. „Diese Berechtigungen können nur natürlichen und juristischen Personen und Personenhandels-gesellschaften erteilt oder verliehen werden“ [Anhang A, § 6].

Bestandteile der Bergbauberechtigung sind die Erlaubnis bzw. Bewilligung oder das Bergwerkseigentum für ein bestimmtes Feld sowie der Betriebsplan. Die Bergbauberechtigung bezieht sich grundsätzlich nur auf die in der Erlaubnis oder Bewilligung angegebenen Bodenschätze innerhalb eines bestimmten Feldes (Anhang A, § 7 ff.). Aus Abbildung 1 geht hervor, daß Betriebspläne für die Aufsuchung, Gewinnung und Aufbereitung erstellt werden müssen. Das heißt, daß Aufsuchungs-, Gewinnungs- und Aufbereitungsbetriebe nur auf Grundlage von Betriebsplänen errichtet, geführt und eingestellt werden dürfen (Anhang A, § 51 ff.).

Aufsuchung bezeichnet die Tätigkeit, die auf die Entdeckung oder Feststellung der Ausdehnung von Bodenschätzen gerichtet ist (Anhang A, § 4 (1)). Das Gewinnen wird durch das Lösen und Freisetzen von Bodenschätzen beschrieben (Anhang A, § 4 (2)).

„Die Bewilligung gewährt das ausschließliche Recht“ bezüglich des BBergG, die im Bewilligungsfeld vorkommenden und „in der Bewilligung bezeichneten Bodenschätze aufzusuchen, zu gewinnen und andere Bodenschätze mitzugewinnen sowie das Eigentum an ihnen zu erwerben“ [Anhang A, § 8 (1) Nr.1].

Das Bergwerkseigentum kommt inhaltlich der Bewilligung gleich. Darüber hinaus gelten hierfür noch die Vorschriften für Grundstücke aus dem Bürgerlichen Gesetzbuch (BGB). Damit räumt das Gesetz dem Bergwerkseigentümer eine rechtlich gefestigtere Position gegenüber dem Inhaber einer Bewilligung ein [Boldt/Weller (a), § 9 Rdn. 2]. Allerdings werden bergrechtlich Einschränkungen bei der Ausdehnung des Feldes beim Bergwerkseigentum gemacht. Hier darf lt. § 13 Nr. 3 des BBergG (s. Anhang A) die maximale Ausdehnung 25 km² betragen. Für das Erlaubnis- oder das Bewilligungsfeld sind im Gegensatz dazu im Gesetz keine Ausdehnungsbeschränkungen zu finden.

Als „Feld einer Erlaubnis, Bewilligung oder eines Bergwerkseigentums“ definiert das Gesetz einen „Ausschnitt aus dem Erdkörper, der von geraden Linien an der Oberfläche und von lotrechten Ebenen nach der Tiefe begrenzt wird, soweit nicht die Grenzen des Geltungsbereiches dieses Gesetzes einen anderen Verlauf erfordern“ [Anhang A, § 4 (7)]. Diese Einschränkung bezüglich der Gradlinigkeit der Begrenzung bezieht sich auf den Verlauf der Staatsgrenze sowie im Sinne der Auslegung auch auf die Landesgrenzen [Boldt/Weller (a), § 4 Rdn. 23]. Weiter wird hierzu kommentiert, daß dadurch evtl. an Landesgrenzen bergbauberechtigungs-freie Gebiete entstehen können [Boldt/Weller, ebenda].

Für die Aufbereitung bedarf es keiner speziellen Erlaubnis oder Bewilligung, da sie im engen Zusammenhang mit der Gewinnung gesehen wird.

„Das Trennen und Anreichern von Bodenschätzen nach stofflichen Bestandteilen oder geometrischen Abmessungen auf physikalischer oder physikalisch-chemischer Grundlage ein-

schließlich der damit zusammenhängenden vorbereitenden, begleitenden und nachfolgenden Tätigkeiten“ wird als Aufbereitung bezeichnet [Anhang A, § 4 (3) Nr. 1].

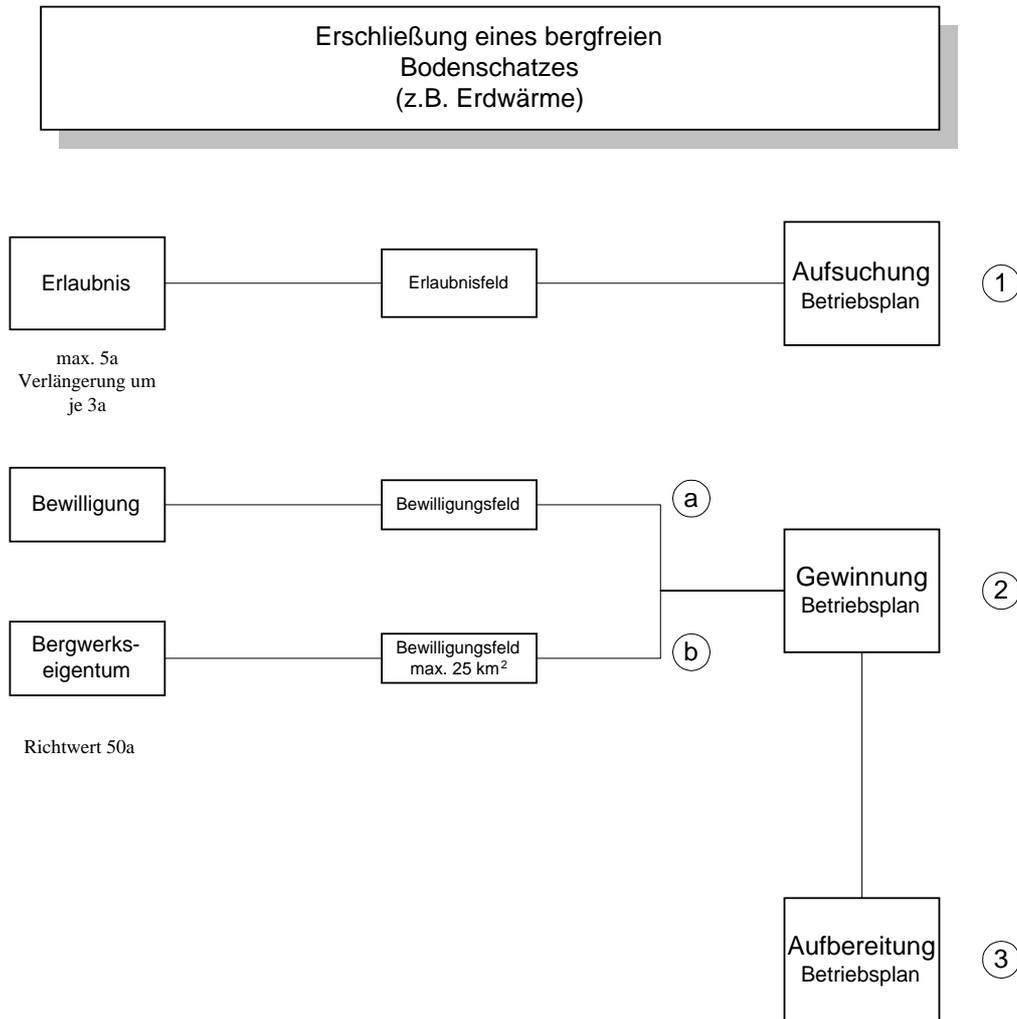


Abbildung 2-1: Bergbauberechtigung der Erschließung bergfreier Bodenschätze mit den verschiedenen Stadien der Erschließung 1,2 und 3 sowie den möglichen Alternativen a und b. Weitere Erläuterungen siehe Text.

2.2 Abgrenzung der Erdwärmeerschließung nach dem BBergG

Da die Erschließung von Erdwärme an ein Trägermedium gebunden ist, ist für dessen Gewinnung, wenn es selbst ein bergfreier Bodenschatz (z. B. die Sole) ist, sowie „für das Zutagefördern der Erdwärme eine Bergbauberechtigung erforderlich, sofern es sich nicht um eine Mitgewinnung handelt. Dabei ist es zulässig, ... die Aufsuchung und Gewinnung von Erdwärme zusammen mit dem als Wärmeträger vorgesehenen bergfreien Bodenschatz in einer einzigen Erlaubnis oder Bewilligung zu erfassen.“ [Boldt/Weller (a), § 3 Rdn. 36] Handelt es sich um eine Mitgewinnung lt. § 42 (s. Anhang A), bedarf es keiner extra Erlaubnis oder Bewilligung für den mit zu gewinnenden Bodenschatz (s. Anhang A, § 7 und 8).

Ist das Trägermedium Wasser, „sind die Vorschriften des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG) und der Wassergesetze der Länder zu beachten, die nach § 127 (2) vom BBergG unberührt bleiben“ [Boldt/Weller (a), § 3 Rdn. 35] (s. a. Anhang A, § 127).

Liegt nach § 3 des WHG (s. Anhang B) eine Gewässerbenutzung zur Aufsuchung bzw. Gewinnung von Erdwärme vor, dann ist neben einer Bergbauberechtigung und Betriebsplanzulassung auch eine Erlaubnis oder Bewilligung nach dem § 2 des WHG (s. Anhang B) erforderlich, „soweit sich nicht aus den Bestimmungen dieses Gesetzes oder aus den im Rahmen dieses Gesetzes erlassenen landesrechtlichen Bestimmungen etwas anderes ergibt“ [Anhang B, § 2]. Die zuständige Bergbehörde entscheidet über die Erteilung der Erlaubnis zur Gewässerbenutzung im Einvernehmen mit der zuständigen Wasserbehörde (s. Anhang B, § 14 (2) und (3)).

Wasserrechtlich liegt eine für eine Erdwärmeerschließung relevante Gewässerbenutzung vor, wenn Stoffe ins Grundwasser eingeleitet werden oder Grundwasser entnommen, zutage gefördert, zutage geleitet oder abgeleitet wird, was in diesem Fall „die Entnahme von Grundwasser im Zusammenhang mit dem Betrieb von Wärmepumpen“ bzw. „das Wiedereinleiten von abgekühltem Wasser in das Grundwasser“ wäre [Boldt/Weller (a), § 3 Rdn. 35] (s. Anhang B, § 3 (1) Nr. 5 und 6).

Des weiteren gelten als Gewässerbenutzung das „Aufstauen, Absenken und Umleiten von Grundwasser durch Anlagen, die hierzu bestimmt oder hierfür geeignet sind“ sowie „Maßnahmen, die geeignet sind, dauernd oder in einem nicht nur unerheblichen Ausmaß schädliche Veränderungen der physikalischen, chemischen oder biologischen Beschaffenheit des Wassers herbeizuführen“ [Anhang B, § 3 (2) Nr. 1 und 2]. Eine Benutzung nach dem § 3 (2) WHG (s. Anhang B) liegt „bei dem Entzug durch einen in Grundwasserleiter eingebrachten Wärmetauscher“ vor, sowie „wenn Erdwärmesonden in das Grundwasser eingebracht werden“ [Boldt/Weller (a), § 3 Rdn. 35].

Eine Benutzung von oberirdischen Gewässern gemäß § 3 (1) Nr. 1-4 WHG (s. Anhang B) würde bezüglich der Erdwärmeerschließung bei einem Hot-Dry-Rock-Verfahren zutreffen, wo z. B. Oberflächenwasser zur Erwärmung in den Untergrund verbracht werden würde.

Vom Bergrecht nicht erfaßt werden, wie bereits im Abschnitt 1.2 erwähnt, die Weiterverarbeitung und Nebengewinnung von Bodenschätzen (s. a. Boldt/Weller (a), § 4 Rdn. 17).

Als die Erdwärme ins Gesetz Eingang fand, wurde der Abschnitt Aufbereitung dahingehend ergänzt, daß „die Nutzung von Erdwärme einer Weiterverarbeitung gleichzustellen ist und somit nicht unter den Aufbereitungsbegriff fällt“ [Boldt/Weller (a), § 3 Rdn. 37] (s. auch Anhang A, § 4 (3) Nr. 2) und damit auch nicht vom BBergG erfaßt wird. „Durch die Gleichstellung der Nutzung von Erdwärme mit der Weiterverarbeitung ... wird verhindert, daß beispielsweise Bade- oder Heilbetriebe auf der Grundlage heißer Quellen in das Bergrecht einbezogen werden“ [Boldt/Weller (a), § 4 Rdn. 17].

Eine eindeutige Trennung, wo - z. B. bei einer Geothermischen Heizzentrale - die Schnittstelle zwischen Bergbaubetrieb und Nutzungsbetrieb zu finden ist, ist noch nicht geschehen. Fest steht, daß das BBergG „nicht für das Verladen, Befördern und Abladen von Bodenschätzen ... in Rohrleitungen ab Übergabestation, Einleitung in Sammelleitungen oder letzter Meßstation für den Ausgang“ gilt, „soweit die Leitungen

- a) unmittelbar und ausschließlich der Abgabe an Dritte oder
- b) an andere Betriebe desselben Unternehmens dienen, die nicht zum Aufsuchen, Gewinnen oder Aufbereiten von bergfreien oder grundeigenen Bodenschätzen bestimmt sind“ [Anhang A, § 2 (4) Nr. 5].

Sinnvoll als geeignete Schnittstelle, auch in bezug auf den § 2 (4) Nr. 5 des BBergG (s. Anhang A), wären der Wärmetauscher bzw. die Wärmepumpe innerhalb des Thermalwas-

serkreislaufs einer Geothermischen Heizzentrale. Der Wärmetauscher bzw. die Wärmepumpe könnten eine „Übergabestation“ im Sinne des Bergrechts darstellen, da hier technisch-physikalisch die „Übergabe“ der Wärme aus der Erde an einen Heizkreislauf zur Nutzung durch Dritte erfolgt. Dies wird auch allgemeiner im Entwurf der Richtlinie des Vereins Deutscher Ingenieure von der Geothermischen Vereinigung vorgeschlagen, der sich auf „die thermische Nutzung des Untergrundes bis etwa 400 m Tiefe“ bezieht [Entwurf VDI-Richtlinie 4640, S. 2]. Hiernach soll sich „bei Anlagen mit Bohrungen von mehr als 100 m Teufe“ ... „der Geltungsbereich des BbergG ... auf den Untertage- und Fortleitungseinrichtungen bis zum Eingang eines Wärmeübertragers, einer Wärmepumpe, eines Verteilers oder einer sonstigen geeigneten Schnittstelle“ erstrecken. Die sich der Gewinnung anschließende Nutzung der Erdwärme ist im Sinne des BbergG einer Weiterverarbeitung gleichzustellen und daher vom Geltungsbereich des BbergG generell ausgenommen“ [ebenda S. 2].

Der hier verwendete Begriff „Teufe“, wird im Bergmännischen mit der Tiefe gleichgesetzt. Dies deckt sich aber nicht mit dem § 127 (1) des BbergG (s. Anhang A) und dem Kommentar von Boldt/Weller [Boldt/Weller (a), § 127 Rdn. 2], womit „die geplante Länge der Bohrung“ und nicht deren geplante Tiefe gemeint ist.

Für „Bohrungen, die mehr als 100 m in den Boden eindringen sollen“ [Anhang A, § 127 (1)] gelten prinzipiell die Vorschriften des BbergG. Dabei ist „die geplante Länge der Bohrung“ und nicht deren Tiefe bestimmend [Boldt/Weller (a), § 127 Rdn. 2].

Auf eine grundstücksbezogene Erdwärmeerschließung ist das Bergrecht nicht anwendbar [Boldt/Weller (a), § 4 Rdn. 7], soweit es sich nicht um Bohrungen handelt, „die mehr als 100 m in den Boden eindringen sollen“ [Anhang A, § 127], da „das Lösen oder Freisetzen von Bodenschätzen in einem Grundstück aus Anlaß oder im Zusammenhang mit dessen baulicher oder sonstiger städtebaulicher Nutzung“ vom Gewinnungsbegriff ausgeschlossen sind [Anhang A, § 4 (2) Nr. 1]. Diese Tätigkeiten haben zwar das Lösen und Freisetzen von Bodenschätzen zur Folge, sind aber trotzdem keine bergbaulichen Tätigkeiten, „weil ihr Zweck gerade nicht auf die Gewinnung von Bodenschätzen gerichtet“, sondern eine „unabdingbare Voraussetzung für die Erreichung eines anderen Zweckes an gleicher Stelle ist“ [Boldt/Weller (a), § 4 Rdn. 7].

Die Entscheidung, ob ein Projekt erdwärmebezogen ist oder nicht, kann fallweise unterschiedlich sein. Als günstiges Entscheidungskriterium hat sich in der Verwaltungspraxis das Projektziel erwiesen [Nast, 1997]. Zum Beispiel würde eine Trinkwasserbohrung, bei der das geförderte Wasser eine Temperatur von 20° C besitzt, nicht unter Bergrecht fallen, sofern die Bohrung nicht die in o. g. § 127 geforderte Länge überschreitet. Daß das Trinkwasser lt. DIN 2000 nur eine Temperatur von 10-15° C haben darf und in diesem Falle abgekühlt werden muß und daher eine eventuelle Wärmenutzung in Frage kommen würde, obliegt nicht dem Interesse des Bergrechts, sondern nur dem des Wasserhaushaltsgesetz und der Trinkwasserverordnung.

2.3 Definitions- und Auslegungsproblematik im Zusammenhang mit dem Begriff Erdwärme

Der Begriff „Erdwärme“ wird im BBergG nicht definiert. Das gleiche gilt auch für die mit ihrer Gewinnung in Zusammenhang stehenden Begriffe, wie z. B. Sole, Trägermedium und Aquifer. Erdwärme und Sole werden innerhalb des Bergrechts nur als bergfreie Bodenschätze bezeichnet.

Im Kommentar von Boldt/Weller wird Sole als „das im Erdinneren befindliche oder zutage austretende Wasser“ ausgelegt, das „einen solchen Chlornatriumgehalt aufweist, daß daraus auf eine in der Technik üblichen Art und Weise Koch- oder Siedesalz hergestellt werden kann“ [Boldt/Weller(a), § 3 Rdn. 27]. An gleicher Stelle wird ausgesagt, daß der Natriumchlorid-Gehalt dabei 3-5 % betragen soll.

Sole ist „unabhängig davon, ob tatsächlich Salz daraus gewonnen wird“ ein bergfreier Bodenschatz [Boldt/Weller (a), § 3 Rdn. 27].

Weiter wird „Erdwärme“ von Boldt/Weller wie folgt kommentiert: „Von Erdwärme i. S. d. BBergG kann allerdings erst ab einer bestimmten Temperatur des Wärmeträgers gesprochen werden. Erdwärmegewinnung setzt voraus, daß Energie gewonnen, d. h. ein Energiegefälle genutzt wird. Die Energiegewinnung darf dabei nicht über einen Mittler, z. B. eine Wärmepumpe, gehen“ [Boldt/Weller (a), § 3 Rdn. 37].

Nach diesem Zitat müßte mit dem Begriff „Erdwärme“ auch eine genaue Temperatur des Trägermediums verbunden sein, wie es z. B. in der DIN 4049-3 für der Begriff „Thermalwasser“ der Fall ist. Hiernach ist Thermalwasser „Grundwasser, dessen natürliche Temperatur beim Austritt aus der Lithosphäre mindestens 20°C beträgt“. Aber hier ist von (Grund)Wasser die Rede, das, wie bereits erwähnt, nicht Gegenstand des Bergrechts ist und nicht von dessen Wärmegehalt, den es aus dem Erdkörper bezogen hat.

Um Wärmeenergie nutzen zu können, ist ein Temperaturgefälle die Voraussetzung, da ein Temperatúrausgleich nur vom höheren zum niederen Temperaturniveau erfolgt.

Bei Einsatz einer Wärmepumpe zur Erschließung der Erdwärme würde demnach ein Temperaturniveau des Wärmeträgers angesprochen werden, welches lt. Boldt/Weller nicht mehr unter dem Begriff Erdwärme einzuordnen wäre. Demnach könnte die gewonnene Energie begrifflich nicht mehr als Erdwärme bezeichnet werden und so auch bergrechtlich keinen bergfreien Bodenschatz darstellen, dessen Erschließung durch das BBergG geregelt wird.

Die Auslegung lt. o. g. Zitats von Boldt/Weller, daß Erdwärmegewinnung „nicht über einen Mittler, z. B. eine Wärmepumpe“ oder Wärmetauscher gehen darf, ist aus physikalischer und wärmetechnischer Sicht nicht begründbar. Der Begriff Gewinnung kann hier nicht mit einer Gewinnung von z. B. mineralischen Rohstoffen gleichgesetzt werden, da im streng physikalischen Sinne keine Energie gewonnen werden kann. (Energie kann nicht erschaffen/erzeugt, vernichtet, verbraucht werden oder verloren gehen. Sie kann nur umgewandelt werden, d. h. von einer Form in eine andere übergehen). Wenn bergrechtlich gesehen auch im Falle der Erdwärmeerschließung von Gewinnung gesprochen wird, dann sollte zumindest die Auslegung dieser Begriffe auch aus thermodynamisch-technischer Sicht berücksichtigt werden. Demnach würde ein „Mittler“ (Wärmepumpe, Wärmetauscher) sehr wohl zur Erdwärmegewinnung in Frage kommen, wenn es sich, wie es in Deutschland bei der Erdwärmeerschließung die Regel ist, um ein Temperaturniveau deutlich unter 100° C handelt.

Vorschläge zur Begriffsbestimmung wurden und werden von verschiedenen Stellen, wie z. B. von Bergämtern und der Geothermische Vereinigung e. V. (GtV), erarbeitet. So ist zum Beispiel angedacht, Erdwärme oder „Geothermische Energie als die in Form von Wärme gespeicherte Energie unterhalb der Oberfläche der festen Erde zu beschreiben“ [Entwurf VDI-Richtlinie 4640, S. 3]

Weitere Argumentationen hinsichtlich dessen werden auch vom Landesamt für Geowissenschaften und Rohstoffe Brandenburg (LGRB) vertreten. Hier wird zur Erläuterung des Begriffs „Erdwärme“ empfohlen, „die geothermische Ressource als im Gebirge gespeicherte bzw. speicherbare Wärme zu verstehen“, da die Gewinnung geothermischer Energie sowie die Wärme-/Kältespeicherung „zwei unterschiedliche technologische Aspekte eines einheitlichen, petrophysikalischen/thermodynamischen Sachverhaltes“ sind [Mdl. und schriftl. Mitteilungen Eckhardt LGRB].

Das heißt, es werden die Eigenschaften der geologischen Formation, Wärme (oder Kälte) zu speichern, genutzt. Diese Eigenschaften des Gesteins sind auch Grundlage für eine Gewinnung der natürlich vorkommenden Wärme im Erdkörper.

Die Speicherung von Wärme- bzw. Kälte im Untergrund wird zur Zeit von den Landesbergämtern bergrechtlich wie die Untergrundspeicherung behandelt, obwohl diese Art der Energiespeicherung noch nicht ins BBergG eingegangen ist. Dieses ordnet direkt nur die stoffliche Speicherung, was in diesem Fall das Trägermedium betreffen würde (s. a. Abschnitt 3).

Aus geowissenschaftlicher Sicht ist es notwendig, diese unterschiedlichen Betrachtungsweisen des Begriffes Erdwärme sowie der mit ihrer Erschließung einhergehenden Begriffe, wie z. B. geothermische Ressource, Trägermedium, Sole, Thermalwasser, Aquifer als auch Wärme-/Kältespeicherung neu zu kommentieren und zu definieren, damit eine einheitliche Grundlage geschaffen werden kann, die, weil fachlich qualifiziert, zu rechtlichen als auch naturwissenschaftlich-technischen Fragestellungen herangezogen werden kann.

Außerdem muß überdacht werden, ob die im Entwurf der VDI-Richtlinie gemachten Betrachtungen zur Behandlung von Erdwärme auch auf den tieferen Untergrund Anwendung finden und nicht nur den Geltungsbereich bis 400 m Tiefe abdecken. Schließlich besteht z. B. das Problem der Abgrenzung von Gewinnung zur Nutzung auch bei Geothermischen Heizzentralen, die Aquifere in weit größeren Tiefen erschließen oder auch bei der Anwendung der Hot-Dry-Rock-Technologie.

Bei der Begriffsbestimmung sollte ausgehend von der Art der Nutzung auf die petrophysikalischen und thermodynamischen Eigenschaften des Gesteins sowie auf die „Herkunft“ der Wärme eingegangen werden. Das heißt, es muß verdeutlicht werden, ob bei der Erschließung von Erdwärme ein Aquifer in Anspruch genommen wird oder ob es sich um eine andere geologische Formation handelt, wie es z. B. bei der Hot Dry Rock-Technologie der Fall ist. Handelt es sich um einen Aquifer, ist damit auch die Speicherung von Wärme oder Kälte möglich, so daß es hier in erster Linie auf die „Ressource“ Aquifer und erst in zweiter Linie auf die Energie ankommt.

Wenn „Erdwärme“ als ein natürliches Energievorkommen, entstanden aus der radiogenen Wärmeproduktion der Erdkruste, der Erdkerntemperatur und der solaren Wärmestrahlung verstanden wird, das dem Begriff „Ressource“ als ein „**natürlich** vorkommendes Produktionsmittel“ gerecht wird [Duden, Das Fremdwörterbuch, 1990], dann sollte auch die Richtung des Wärme-/Energieflusses berücksichtigt werden, die die Nutzungstechnologie bestimmt, also ob dem Aquifer Wärme entzogen (Geothermische Heizzentrale) oder zugeführt wird (Speicherung). Eine Speicherung von Wärme/Kälte und deren spätere Wiederverwendung, ist nicht im Sinne eines natürlichen Vorkommens von (Erd)Wärme zu sehen.

3 **Untergrundspeicherung**

Das BBergG definiert einen Untergrundspeicher als „eine Anlage zur unterirdischen behälterlosen Speicherung von Gasen, Flüssigkeiten und festen Stoffen mit Ausnahme von Wasser“ [Anhang A, § 4 (9)].

Nach der Auslegung von Boldt und Weller würde eine Speicherung „im Einklang mit dem allgemeinen Sprachgebrauch“ nur im Sinne einer „späteren Wiederverwendung“ vorliegen [Boldt/Weller (a), § 4 Rdn. 18], so daß eine Deponierung von Rest- und Abfallstoffen bergrechtlich ausgeschlossen wäre. Dies ist aber aus o. g. bergrechtlicher Definition nicht eindeutig ableitbar. So wäre auch das Verbringen von Rest- und Abfallstoffen in Untergrundspeicher prinzipiell möglich.

Es kann aber davon ausgegangen werden, daß kaum mit einer unkontrollierten Deponierung im Untergrund zu rechnen ist, da für die Errichtung von Untergrundspeichern mindestens zwei Monate vor Einreichung des ersten Betriebsplanes die Öffentlichkeit in mindestens zwei regionalen Tageszeitungen über das Vorhaben, die Lage und vermutlich größte Ausdehnung der Anlage zu informieren ist [s. Anhang A, § 126 (1)].

Was dennoch möglich ist, ist die Verwendung von Speichern (Aquiferspeicher) zum Verbringen von umweltgefährdende oder beeinträchtigende Industrieabgasen (z. B. CO₂). Dies würde zwar die zeitliche und lokale Schadstoffabgabe an die Umwelt (oberirdisch) vermeiden, aber das eigentliche Problem des Anfalls solcher Stoffe letztlich nur verschleiern. Die Immission der Schadstoffe würde nach wie vor bestehen und nur der Ort des Eintrages sich ändern. Im Falle der Speicherung von CO₂ aus Industrieprozessen, kann nicht von einer vermiedenen CO₂-Abgabe gesprochen werden. Vermeidung von CO₂ setzt dessen Nichterzeugung voraus. Außerdem kann man selbst mittels Modellierungen, die auf neuesten wissenschaftlichen Erkenntnissen beruhen, keine gesicherten Aussagen über das Langzeitverhalten dieser Stoffe im Untergrund und der des Speicherhorizontes treffen.

Auf die Lagerung, Sicherstellung oder Endlagerung von radioaktiven Stoffen in Anlagen, die sich zur Untergrundspeicherung eignen, werden lt. § 126 (3) BBergG die gleichen Vorschriften angewendet wie in § 126 (1) Satz 1 BBergG (ausgenommen sind die Vorschriften für die Hauptstellen für das Grubenrettungswesen), die auch auf die Untergrundspeicherung anzuwenden sind (s. Anhang A).

Die Absätze 1 und 3 des § 126 überlagern sich, wenn „eine Einlagerung von radioaktiven Stoffen mit dem Zweck einer späteren Wiederverwendung stattfindet“, da eine Speicherung von Stoffen vorliegt [Boldt/Weller (a), § 126 Rdn. 18].

Aktuell ist auch die Speicherung von Energie in Form von Wärme oder Kälte, welche im BBergG i. S. der Untergrundspeicherung offiziell noch keinen Eingang gefunden hat. Hier scheint es aber vorerst bei der Umsetzung des BBergG auf Länderebene keine Probleme zu geben (weitere Überlegungen bezüglich Untergrundspeicherung siehe [Eckhardt, 1994]).

4 **Schlußfolgerungen**

Das BBergG regelt die Aufsuchung, Gewinnung und Aufbereitung von Erdwärme. Das BBergG erfaßt nicht die Weiterverarbeitung der Erdwärme bzw. der hydrothermalen Tiefenwässer. In bezug auf den energetischen Charakter der Erdwärme bestehen Unklarheiten in der Begriffsbestimmung. Es ist erforderlich, bei bergrechtlichen Fragen hinsichtlich Gewinnung

und Aufbereitung sowie deren Abgrenzung zur Weiterverarbeitung/Nutzung eine eindeutige Klärung auf geowissenschaftlicher und physikalischer Basis herbeizuführen.

Die Regelung der Speicherung im Untergrund sowie der Deponierungen von Abfall- und Reststoffen bzw. Industrieabgasen in hydrothermalen Ressourcen ist nicht ausreichend wissenschaftlich belegt. Wenn überhaupt der Untergrund derart genutzt werden soll, dann ist eine geowissenschaftliche Modellierung der Auswirkungen der Nutzung unbedingt erforderlich. Sie umfassen Aspekte der Aufsuchung sowie die Höhe und Dauer der Störung des Temperaturfeldes und des hydraulischen Feldes, die Fluid-Gestein-Wechselwirkung bei geänderten Temperaturen und geänderter Zusammensetzung der Tiefenwässer bei deren in Anspruchnahme.

Insbesondere ist es erforderlich, die Einsatzbereitschaft der geowissenschaftlichen Werkzeuge, wie experimentelle und numerische Modellierungen, für gesetzliche Regelungen aufzubereiten. Dies wird zudem immer bedeutender, da in Zukunft immer mehr zwischen konkurrierender Nutzung der hydrothermalen Ressourcen entschieden werden muß.

5 Literatur

- Boldt, G. und H. Weller (a), Bundesberggesetz, Kommentar, Berlin, New York, 1984.
- Boldt, G. und H. Weller (b), Bundesberggesetz, Ergänzungsband zum Kommentar, Berlin, New York, 1992.
- Bundesberggesetz vom 13.8.1990, BGBl. I, S. 1310; zuletzt geändert durch das Gesetz vom 6.6.1994, BGBl. I, S. 1170, 1994.
- DIN 4049-3
- DIN 2000
- Duden, Das Fremdwörterbuch, Band 5, Dudenverlag, 1990.
- Eckhardt, G., Die hydrothermale Energiegewinnung aus bergrechtlicher Sicht, In: Geothermische Energie, Tagungsband der 3. Geothermische Fachtagung, Schwerin, 1994.
- Entwurf VDI 4640 Blatt 1, Thermische Nutzung des Untergrundes, Grundlagen, Genehmigung, Umweltaspekte, Düsseldorf, Februar 1998.
- Ministerium für Umwelt, Naturschutz und Raumordnung des Landes Brandenburg (MUNR), UVP-Umweltverträglichkeitsprüfung im Land Brandenburg; Informationsbroschüre, Herr Hodek, Referent im Umweltministerium des Landes Brandenburg; mündliche Mitteilungen, 1996.
- Nast, K., Erdwärme - Rechtsgrundlagen der Erkundung und Gewinnung, Geothermie - Energie der Zukunft, Tagungsband der 4. Geothermischen Fachtagung, 18.09.-20.09.1996, Konstanz, Geeste, ISBN: 3-932570-09-X, 208-216, 436-444, 1997.
- Philipp, Kolonko, Vereinheitlichung des Bergrechts in Deutschland, Neue Juristische Wochenschrift, Heft 41, 1996.
- Umweltrecht, Wichtige Gesetze und Verordnungen zum Schutz der Umwelt, München, 1995.

6 Anhang A

Auszüge aus dem Bundesberggesetz (BBerG)

Vom 13. August 1980 (BGBl. I S. 1310)

- zu letzt geändert durch Gesetz vom 6. Juni 1994 (BGBl. I S. 1170) -

§ 1. Zweck des Gesetzes. Zweck des Gesetzes ist es,

1. zur Sicherung der Rohstoffversorgung das Aufsuchen, Gewinnen und Aufbereiten von Bodenschätzen unter Berücksichtigung ihrer Standortgebundenheit und des Lagerstätten-schutzes bei sparsamem und schonendem Umgang mit Grund und Boden zu ordnen und zu fördern,
2. die Sicherheit der Betriebe und der Beschäftigten des Bergbaus zu gewährleisten sowie
3. die Vorsorge gegen Gefahren, die sich aus bergbaulicher Tätigkeit für Leben, Gesundheit und Sachgüter Dritter ergeben, zu verstärken und den Ausgleich unvermeidbarer Schäden zu verbessern.

§ 2. Sachlicher und räumlicher Geltungsbereich. (1) Dieses Gesetz gilt für

1. das Aufsuchen, Gewinnen und Aufbereiten von bergfreien und grundeigenen Bodenschätzen einschließlich des Verladens, Beförderns, Abladens, Lagerns und Ablagerns von Bodenschätzen, Nebengestein und sonstigen Massen, soweit es im unmittelbaren betrieblichen Zusammenhang mit dem Aufsuchen, Gewinnen oder Aufbereiten steht und sich nicht aus Absatz 4 etwas anderes ergibt,
2. das Wiedernutzbarmachen der Oberfläche während und nach der Aufsuchung, Gewinnung und Aufbereitung von bergfreien und grundeigenen Bodenschätzen,
3. Betriebsanlagen und Betriebseinrichtungen (Einrichtungen), die überwiegend einer der in den Nummern 1 oder 2 bezeichneten Tätigkeiten dienen oder zu dienen bestimmt sind.

(2) Dieses Gesetz gilt ferner für

1. das Untersuchen des Untergrundes auf seine Eignung zur Errichtung von Untergrundspeichern,
2. das Errichten und Betreiben von Untergrundspeichern sowie der Einrichtungen, die überwiegend dem Betrieb eines Untergrundspeichers dienen oder zu dienen bestimmt sind.
3. sonstige Tätigkeiten und Einrichtungen, soweit dies ausdrücklich bestimmt ist.

(3) Dieses Gesetz gilt im Bereich des Festlandsockels der Bundesrepublik Deutschland für die durch die Absätze 1 und 2 Nr. 1 und 2 erfaßten Tätigkeiten und Einrichtungen, für Transit-Rohrleitungen und Forschungshandlungen. Die völkerrechtlichen Regelungen über die Hohe See und den Festlandsockel bleiben unberührt.

(4) Dieses Gesetz gilt nicht für das Verladen, Befördern und Abladen von Bodenschätzen, Nebengestein und sonstigen Massen im Sinne des Absatzes 1 Nr. 1

1. im Schienenverkehr der Eisenbahnen des öffentlichen Verkehrs,
2. im Kraftfahrzeugverkehr auf öffentlichen Wegen oder Plätzen,
3. im Schiffsverkehr auf der hohen See und auf Binnen- und Seewasserstraßen und in den Seehäfen.
4. in Luftfahrzeugen und

5. in Rohrleitungen ab Übergabestation, Einleitung in Sammelleitungen oder letzter Meßstation für den Ausgang, soweit die Leitungen
 - a) unmittelbar und ausschließlich der Abgabe an Dritte oder
 - b) an andere Betriebe desselben Unternehmens dienen, die nicht zum Aufsuchen, Gewinnen oder Aufbereiten von bergfreien oder grundeigenen Bodenschätzen bestimmt sind.

§ 3. Bergfreie und grundeigene Bodenschätze.

(1) Bodenschätze sind mit Ausnahme von Wasser alle mineralischen Rohstoffe in festem oder flüssigem Zustand und Gase, die in natürlichen Ablagerungen oder Ansammlungen (Lagerstätten) in oder auf der Erde, auf dem Meeresgrund oder im Meerwasser vorkommen.

(2) Grundeigene Bodenschätze stehen im Eigentum des Grundeigentümers. Auf bergfreie Bodenschätze erstreckt sich das Eigentum an einem Grundstück nicht.

(3) Bergfreie Bodenschätze sind, soweit sich aus aufrechterhaltenen alten Rechten (§§ 149 bis 159) oder aus Absatz 4 nichts anderes ergibt:

Actinium und die Actiniden, Aluminium, Antimon, Arsen, Beryllium, Blei, Bor, Caesium, Chrom, Eisen, Francium, Gallium, Germanium, Gold, Hafnium, Indium, Iridium, Kadmium, Kobalt, Kupfer, Lanthan und die Lanthaniden, Lithium, Mangan, Molybdän, Nickel, Niob, Osmium, Palladium, Phosphor, Platin, Polonium, Quecksilber, Radium, Rhenium, Rhodium, Rubidium, Ruthenium, Scandium, Schwefel, Selen, Silber, Strontium, Tantal, Tellur, Thallium, Titan, Vanadium, Wismut, Wolfram, Yttrium, Zink, Zinn, Zirkonium - gediegen und als Erze außer in Raseneisen-, Alaun- und Vitriolerzen -;

Kohlenwasserstoffe nebst den bei ihrer Gewinnung anfallenden Gasen;

Stein- und Braunkohle nebst den im Zusammenhang mit ihrer Gewinnung auftretenden Gasen, Graphit; Stein-, Kali-, Magnesia- und Borsalze nebst den mit diesen Salzen in der gleichen Lagerstätte auftretenden Salzen; Sole; Flußspat und Schwerspat.

Als bergfreie Bodenschätze gelten:

1. alle Bodenschätze im Bereich des Festlandsockels und,
2. soweit sich aus aufrechterhaltenen alten Rechten (§§ 149 bis 159) nichts anderes ergibt,
 - a) alle Bodenschätze im Bereich der Küstengewässer sowie
 - b) Erdwärme und die im Zusammenhang mit ihrer Gewinnung auftretenden anderen Energien (Erdwärme).

(4) Grundeigene Bodenschätze im Sinne dieses Gesetzes sind nur, soweit sich aus aufrechterhaltenen alten Rechten (§§ 149 bis 159) nichts anderes ergibt:

1. Basaltlava mit Ausnahme des Säulenbasaltes; Bauxit; Betonit und andere montmorillonitreiche Tone; Dachschiefer; Feldspat, Kaolin, Pegmatitsand; Glimmer; Kieselgur; Quarz und Quarzit, soweit sie sich zur Herstellung von feuerfesten Erzeugnissen oder Ferrosilizium eignen; Speckstein, Talkum; Ton, soweit er sich zur Herstellung von feuerfesten, säurefesten oder nicht als Ziegeleierzeugnisse anzusehenden keramischen Erzeugnissen oder zur Herstellung von Aluminium eignet; Traß;
2. aller anderen nicht unter Absatz 3 oder Nummer 1 fallenden Bodenschätze, soweit sie unternünftig aufgesucht oder gewonnen werden.

§ 4. Begriffsbestimmungen. (1) Aufsuchen (Aufsuchung)

ist die mittelbar oder unmittelbar auf die Entdeckung oder Feststellung der Ausdehnung von Bodenschätzen gerichtete Tätigkeit mit Ausnahme

1. der Tätigkeiten im Rahmen der amtlichen geologischen Landesaufnahme,
2. der Tätigkeiten, die ausschließlich und unmittelbar Lehr- oder Unterrichtszwecken dienen und
3. des Sammelns von Mineralien in Form von Handstücken oder kleinen Proben für mineralogische oder geologische Sammlungen.

Eine großräumige Aufsuchung ist eine mit Hilfe von geophysikalischen oder geochemischen Verfahren durchgeführte Untersuchung, wenn sie auf die Ermittlung von Kennwerten beschränkt ist, die großräumige Rückschlüsse auf das mögliche Vorkommen von Bodenschätzen zulassen.

(2) Gewinnen (Gewinnung) ist das Lösen oder Freisetzen von Bodenschätzen, einschließlich der damit zusammenhängenden vorbereitenden, begleitenden und nachfolgenden Tätigkeiten; ausgenommen ist das Lösen oder Freisetzen von Bodenschätzen

1. in einem Grundstück aus Anlaß oder im Zusammenhang mit dessen baulicher oder sonstiger städtebaulicher Nutzung und
2. in oder an einem Gewässer als Voraussetzung für dessen Ausbau oder Unterhaltung.

(3) Aufbereiten (Aufbereitung) ist das

1. Trennen oder Anreichern von Bodenschätzen nach stofflichen Bestandteilen oder geometrischen Abmessungen auf physikalischer oder physikalisch-chemischer Grundlage einschließlich der damit zusammenhängenden vorbereitenden, begleitenden und nachfolgenden Tätigkeiten,
2. Brikettieren, Verschwelen, Verkoken, Vergasen, Verflüssigen und Verlösen von Bodenschätzen,

wenn der Unternehmer Bodenschätze der aufzubereitenden Art in unmittelbarem, räumlichen Zusammenhang mit dem Ort ihrer Gewinnung aufbereitet werden. Eine Aufbereitung liegt nicht vor, wenn eine Tätigkeit im Sinne des Absatzes 1 mit einer sonstigen Bearbeitung oder Verarbeitung von Bodenschätzen (Weiterverarbeitung) oder mit der Herstellung anderer Erzeugnisse (Nebengewinnung) durchgeführt wird und das Schwergewicht der Tätigkeit nicht bei der Aufbereitung liegt; die Nutzung von Erdwärme ist einer Weiterverarbeitung gleichzustellen.

(4) Wiedernutzbarmachung ist die ordnungsgemäße Gestaltung der vom Bergbau in Anspruch genommenen Oberfläche unter Beachtung des öffentlichen Interesses.

(5) Unternehmer ist eine natürliche oder juristische Person oder Personenhandelsgesellschaft, die eine der in § 2 Abs. 1 Nr. 1 und 2 bezeichneten Tätigkeiten auf eigene Rechnung durchführt oder durchführen läßt.

(6) Gewinnungsberechtigung ist das Recht zur Gewinnung von bergfreien oder grundeigenen Bodenschätzen.

(7) Feld einer Erlaubnis, Bewilligung oder eines Bergwerkseigentums ist ein Ausschnitt aus dem Erdkörper, der von geraden Linien an der Oberfläche und von lotrechten Ebenen nach der Tiefe begrenzt wird, soweit nicht die Grenzen des Geltungsbereiches dieses Gesetzes einen anderen Verlauf erfordern.

(8) Gewinnungsbetrieb sind Einrichtungen zur Gewinnung von bergfreien und grundeigenen Bodenschätzen.

(9) Unterspeicher ist eine Anlage zur unterirdischen behälterlosen Speicherung von Gasen, Flüssigkeiten und festen Stoffen mit Ausnahme von Wasser.

(10) Transit-Rohrleitung ist eine Rohrleitung, die vom Festlandsockel oder vom Gebiet eines anderen Staates in den Festlandsockel der Bundesrepublik Deutschland führt oder diesen durchquert.

§ 6. Grundsatz. Wer bergfreie Bodenschätze aufsuchen will, bedarf der Erlaubnis; wer bergfreie Bodenschätze gewinnen will, der Bewilligung oder des Bergwerkseigentums. Diese Berechtigungen können nur natürlichen und juristischen Personen und Personenhandelsgesellschaften erteilt oder verliehen werden.

§ 7. Erlaubnis. (1) Die Erlaubnis gewährt das ausschließliche Recht, nach den Vorschriften dieses Gesetzes in einem bestimmten Feld (Erlaubnisfeld)

1. die in der Erlaubnis bezeichneten Bodenschätze aufzusuchen,
2. bei planmäßiger Aufsuchung notwendigerweise zu lösende oder freizusetzende Bodenschätze zu gewinnen und das Eigentum daran zu erwerben,
3. die Einrichtungen im Sinne des § 2 Abs. 1 Nr. 3 zu errichten und zu betreiben, die zur Aufsuchung der Bodenschätze und zur Durchführung der damit nach § 2 Abs. 1 Nr. 1 und 2 im Zusammenhang stehenden Tätigkeiten erforderlich sind.

Bei einer Erlaubnis zur großräumigen Aufsuchung gilt Satz 1 mit den sich aus § 4 Abs. 1 Satz 2 ergebenden Einschränkungen.

(2) Eine Erlaubnis zur Aufsuchung zu gewerblichen Zwecken schließt die Erteilung einer Erlaubnis zur großräumigen Aufsuchung sowie einer oder mehrerer Erlaubnisse zur Aufsuchung zu wissenschaftlichen Zwecken, eine Erlaubnis zur großräumigen Aufsuchung die Erteilung einer oder mehrerer Erlaubnisse zur Aufsuchung zu wissenschaftlichen Zwecken für dasselbe Feld nicht aus.

§ 8. Bewilligung. (1) Die Bewilligung gewährt das ausschließliche Recht, nach den Vorschriften dieses Gesetzes

1. in einem bestimmten Feld (Bewilligungsfeld) die in der Bewilligung bezeichneten Bodenschätze aufzusuchen, zu gewinnen und andere Bodenschätze mitzugewinnen sowie das Eigentum an den Bodenschätzen zu erwerben,
2. die bei Anlegung von Hilfsbauten zu lösenden oder freizusetzenden Bodenschätze zu gewinnen und das Eigentum daran zu erwerben,
3. die erforderlichen Einrichtungen im Sinne des § 2 Abs. 1 Nr. 3 zu errichten und zu betreiben,
4. Grundabtretung zu verlangen.

(2) Auf das Recht aus der Bewilligung sind, soweit dieses Gesetz nichts anderes bestimmt, die für Ansprüche aus dem Eigentum geltenden Vorschriften des bürgerlichen Rechts entsprechend anzuwenden.

(3) Die Bewilligung schließt die Erteilung einer Erlaubnis zur großräumigen Aufsuchung sowie einer oder mehrerer Erlaubnisse zur Aufsuchung zu wissenschaftlichen Zwecken für dasselbe Feld nicht aus.

§ 9. Bergwerkseigentum. (1) Bergwerkseigentum gewährt das ausschließliche Recht, nach den Vorschriften dieses Gesetzes die in § 8 Abs. 1 Nr. 1 bis 4 bezeichneten Tätigkeiten und Rechte auszuüben; auf das Recht sind die für Grundstücke geltenden Vorschriften des Bürgerlichen Gesetzbuchs entsprechend anzuwenden, soweit dieses Gesetz nichts anderes bestimmt. § 8 Abs. 3 gilt entsprechend.

(2) Eine Vereinigung eines Grundstücks mit einem Bergwerkseigentum sowie die Zuschreibung eines Bergwerkseigentums als Bestandteil eines Grundstücks oder eines Grundstücks als Bestandteil eines Bergwerkseigentums ist unzulässig.

§ 13. Versagung der Verleihung von Bergwerkseigentum.

Die Verleihung von Bergwerkseigentum ist zu versagen, wenn

1. der Antragsteller nicht Inhaber einer Bewilligung für die Bodenschätze und das Feld ist, für die er die Verleihung des Bergwerkseigentums beantragt (Bergwerksfeld),
2. der Antragsteller nicht glaubhaft macht, daß in Zukunft mit einer wirtschaftlichen Gewinnung im gesamten beantragten Feld zu rechnen ist,

3. das Feld, in dem gewonnen werden soll, nicht dem § 4 Abs. 7 entspricht oder seine Begrenzung an der Oberfläche nach der horizontalen Projektion eine Fläche von mehr als 25 Quadratkilometern umfassen soll,
4. folgende Angaben und Unterlagen des Antragstellers nicht oder nicht vollständig vorliegen:
 - a) die genaue Bezeichnung der Bodenschätze, für die das Bergwerkseigentum verliehen werden soll,
 - b) die Eintragung des Feldes, für das die Verleihung des Bergwerkseigentums beantragt ist, in einem Lageriß in zweifacher Ausfertigung, der von einem anerkannten Markscheider oder einem öffentlich bestellten Vermessungsingenieur angefertigt worden ist und der den Anforderungen einer Bergverordnung nach § 67¹ entspricht,
 - c) der Name des zu verleihenden Bergwerkseigentums,
 - d) die Beschreibung von Art und Umfang der Erschließung der Vorkommens unter Angabe der geologisch-lagerstättenkundlichen Merkmale.

§ 42. Mitgewinnung von Bodenschätzen bei der Gewinnung bergfreier Bodenschätze.

(1) Bei der Gewinnung bergfreier Bodenschätze hat der Gewinnungsberechtigte das Recht, innerhalb des Feldes seiner Gewinnungsberechtigung andere Bodenschätze mitzugewinnen, soweit sie nach der Entscheidung der zuständigen Behörde bei planmäßiger Durchführung der Gewinnung aus bergtechnischen oder sicherheitstechnischen Gründen nur gemeinschaftlich gewonnen werden können. Andere an diesen Bodenschätzen Berechtigte hat der Gewinnungsberechtigte von der Entscheidung nach Satz 1 unverzüglich in Kenntnis zu setzen.

(2) Der Gewinnungsberechtigte hat die Herausgabe

1. mitgewonnener bergfreier Bodenschätze, für die Aneignungsrechte Dritter bestehen, und
2. mitgewonnener nicht bergfreier Bodenschätze

dem jeweils anderen Berechtigten gegen Erstattung der für die Gewinnung und eine erforderliche Aufbereitung gemachten Aufwendungen und einer für die Gewinnung zu zahlenden Förderabgabe anzubieten und diese Bodenschätze auf Verlangen herauszugeben. Der andere Berechtigte kann die Herausgabe nur innerhalb von zwei Monaten nach Kenntnisnahme nach Abs. 1 Satz 2 verlangen. Die bis zu dem Zeitpunkt des Verlangens mitgewonnenen Bodenschätze unterliegen nicht der Herausgabepflicht. Das Gleiche gilt, wenn

1. die Trennung der mitgewonnenen Bodenschätze von den übrigen Bodenschätzen nicht möglich oder wegen der damit verbundenen Aufwendungen nicht zumutbar ist oder
2. die mitgewonnenen Bodenschätze zur Sicherung des eigenen Betriebes des Gewinnungsberechtigten oder in diesem Betrieb zur Sicherung der Oberfläche verwendet werden.

Können herauszugebende Bodenschätze nicht voneinander getrennt werden oder ist eine Trennung wegen der damit verbundenen Aufwendungen nicht zumutbar und stehen sie mehreren anderen Berechtigten zu, so hat der Gewinnungsberechtigte jedem dieser Berechtigten einen seiner Berechtigung entsprechenden Anteil herauszugeben.

(3) Ist dem jeweils anderen Berechtigten die Übernahme herauszugebender Bodenschätze nicht zumutbar, so kann er für diese Bodenschätze von dem Gewinnungsberechtigten einen angemessenen Ausgleich in Geld verlangen, soweit der Gewinnungsberechtigte die Bodenschätze verwerten kann. Die Aufwendungen für die Gewinnung und eine erforderliche Aufbereitung sowie eine für die Gewinnung zu zahlende Förderabgabe sind anzurechnen.

(4) Auf Antrag des Gewinnungsberechtigten oder eines anderen Berechtigten entscheidet die zuständige Behörde über die Unmöglichkeit oder Unzumutbarkeit der Trennung der Bodenschätze und die Größe der Anteile.

¹ [Ehrlich] Der § 67 ermächtigt „zum Erlaß von Vorschriften über die Anfertigung, Führung, Einreichung und Aufbewahrung verschiedenartiger Unterlagen“... (Risse, Karten, Pläne usw.) und „läßt Regelungen über das Markscheidewesen im weitesten Sinne zu“ [Boldt/Weller (a), § 67 Rdn. 2].

§ 51. Betriebsplanpflicht. (1) Aufsuchungsbetriebe, Gewinnungsbetriebe und Betriebe zur Aufbereitung dürfen nur auf Grund von Plänen (Betriebsplänen) errichtet, geführt und eingestellt werden, die vom Unternehmer aufgestellt und von der zuständigen Behörde zugelassen worden sind. Zum Betrieb gehören auch die in § 2 Abs. 1 bezeichneten Tätigkeiten und Einrichtungen. Die Betriebsplanpflicht gilt auch für die Einstellung im Falle der Rücknahme des Widerrufs oder der Aufhebung einer Erlaubnis, einer Bewilligung oder eines Bergwerkseigentums sowie im Falle des Erlöschens einer sonstigen Bergbauberechtigung.

(2) Absatz 1 gilt nicht für einen Aufsuchungsbetrieb, in dem weder Vertiefungen in der Oberfläche angelegt noch Verfahren unter Anwendung maschineller Kraft, Arbeiten unter Tage oder mit explosionsgefährlichen oder zum Sprengen bestimmten explosionsfähigen Stoffen durchgeführt werden.

(3) Die zuständige Behörde kann Betriebe von geringer Gefährlichkeit und Bedeutung auf Antrag des Unternehmers ganz oder teilweise oder für einen bestimmten Zeitraum von der Betriebsplanpflicht befreien, wenn der Schutz Beschäftigter und Dritter und das Wiedernutzbarmachen der Oberfläche nach diesem Gesetz und der auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnungen auch ohne Betriebsplanpflicht sichergestellt werden können. Dies gilt nicht für die Errichtung und die Einstellung des Betriebes und für Betriebe im Bereich des Festlandssockels.

§ 126. Untergrundspeicherung.

(1) Auf Untersuchungen des Untergrundes auf seine Eignung zur Errichtung von Untergrundspeichern und auf Untergrundspeicher sind die §§ 39, 40, 48, 50 bis 74, 77 bis 104, 106 und 131² entsprechend anzuwenden. Mit der Vorlage des ersten Betriebsplans hat der Unternehmer nachzuweisen, daß er eine allgemeine Beschreibung des geplanten Untergrundspeichers unter möglichst genauer Angabe der Lage und der voraussichtlich größten Ausdehnung im Untergrund durch Veröffentlichung in mindestens zwei der im Bereich des Standorts des Untergrundspeichers allgemein verbreiteten Tageszeitungen mindestens einen Monat vorher bekanntgemacht hat. Bei nachträglichen Veränderungen ist dieser Nachweis erneut zu erbringen, wenn sich die Ausdehnung des Untergrundspeichers im Untergrund wesentlich ändert.

(2) Eine Untersuchung des Untergrundes auf seine Eignung zur Errichtung von Untergrundspeichern liegt nur vor, soweit damit eine Aufsuchung nicht verbunden ist.

(3) Auf die Errichtung und den Betrieb einer Anlage zur Lagerung, Sicherstellung oder Endlagerung radioaktiver Stoffe im Sinne des Atomgesetzes in der Fassung der Bekanntmachung vom 31. Oktober 1976 (BGBl. I S 3053), zuletzt geändert durch Artikel 14 des Gesetzes vom 18. März 1980 (BGBl. I S. 373), sind die §§ 39, 40, 48, 50 bis 74 und 77 bis 104 und 106 entsprechend anzuwenden, wenn die Anlage ihrer Art nach auch zur unterirdischen behälterlosen Speicherung geeignet ist.

§ 127. Bohrungen. (1) Für die nicht unter § 2 fallenden Bohrungen und die dazugehörigen Betriebseinrichtungen gelten, wenn die Bohrungen mehr als hundert Meter in den Boden eindringen sollen, die §§ 50 bis 62 und 65 bis 74 mit folgender Maßangabe entsprechend:

² [Ehrlich] „Die §§ 39 und 40 enthalten Regelungen für die Benutzung fremder Grundstücke bei der Aufsuchung von Bodenschätzen; sie sind im Rahmen des § 126 nur auf Untergrunduntersuchungen i. S. des Absatzes 1 Satz 1 entsprechend anwendbar“ [Boldt/Weller (a), § 126 Rdn. 10]. Der § 48 enthält Bestimmungen über allgemeine Verbote und Beschränkungen, die auch für die Untergrunduntersuchung und -speicherung anzuwenden sind. Im Weiteren enthalten die Paragraphen folgende Vorschriften:

§ 50 über die Anzeigepflicht, §§ 51-57 über das Betriebsplanverfahren, §§ 58-62 über verantwortliche Personen, §§ 63, 64 über das Reißwerk, §§ 65-68 über die Bergverordnung, §§ 69-74 über die Bergaufsicht, §§ 77-104, 106 über die Grundabtretung und § 131 über die Errichtung von Hauptstellen für das Grubenrettungswesen.

1. Beginn und Einstellung der Bohrarbeiten sind mindestens zwei Wochen vorher anzuzeigen. Müssen Bohrungen schon in kürzerer Frist erstellt werden, so ist die Anzeige unverzüglich zu erstatten.
2. § 51 Abs. 1 gilt nur, wenn die zuständige Behörde die Einhaltung der Betriebsplanpflicht im Einzelfall mit Rücksicht auf den Schutz Beschäftigter oder Dritter oder die Bedeutung des Betriebes für erforderlich erklärt.
3. Als Unternehmer ist auch anzusehen, wer eine Bohrung auf fremde Rechnung ausführt.
4. Die Auskunftspflicht nach § 70 Abs. 1 gilt auch für die Aufschlußergebnisse.
5. Die Erfüllung der Pflichten durch einen Unternehmer befreit die übrigen mitverpflichteten Unternehmer.

(2) Die Vorschriften des Wasserhaushaltsgesetzes, der Landeswassergesetze und der auf Grund dieser Gesetze erlassenen Rechtsverordnungen bleiben unberührt.

7 Anhang B

Umweltrecht Gewässerschutz

Auszüge Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts (Wasserhaushaltsgesetz - WHG)

In der Fassung der Bekanntmachung vom 23. September 1986 (BGBl. I S. 1529, ber. S. 1654, zuletzt geändert durch G v. 27.6.1994, BGBl. I S. 1440)

§ 1. Sachlicher Geltungsbereich. (1) Dieses Gesetz gilt für folgende Gewässer:

1. Das ständig oder zeitweilig in Betten fließende oder stehende oder aus Quellen wild abfließende Wasser (oberirdische Gewässer),
 - 1a. das Meer zwischen der Küstenlinie bei mittlerem Hochwasser oder der seewärtigen Begrenzung der oberirdischen Gewässer und der seewärtigen Begrenzung des Küstenmeeres (Küstengewässer),
2. das Grundwasser.

(2) Die Länder können kleine Gewässer von wasserwirtschaftlich untergeordneter Bedeutung sowie Quellen, die zu Heilquellen erklärt worden sind, von den Bestimmungen dieses Gesetzes ausnehmen. Dies gilt nicht für § 22³ 

(3) Die Länder bestimmen die seewärtige Begrenzung derjenigen oberirdischen Gewässer, die nicht Binnenwasserstraßen des Bundes sind.

§ 2. Erlaubnis- und Bewilligungserfordernis. (1) Eine Benutzung der Gewässer bedarf der behördlichen Erlaubnis (§ 7) oder Bewilligung (§ 8), soweit sich nicht aus den Bestimmungen des Gesetzes oder aus den im Rahmen dieses Gesetzes erlassenen landesrechtlichen Bestimmungen etwas anderes ergibt.

(2) Die Erlaubnis und die Bewilligung geben kein Recht auf Zufluß von Wasser bestimmter Menge und Beschaffenheit. Unbeschadet des § 11  berühren sie nicht privatrechtliche Ansprüche auf Zufluß von Wasser bestimmter Menge und Beschaffenheit.

§ 3. Benutzungen. (1) Benutzungen im Sinne dieses Gesetzes sind

1. Entnehmen und Ableiten von Wasser aus oberirdischen Gewässern,
2. Aufstauen und Absenken von oberirdischen Gewässern,
3. Entnehmen fester Stoffe aus oberirdischen Gewässern, soweit dies auf den Zustand des Gewässers oder auf den Wasserabfluß einwirkt,
4. Einbringen und Einleiten von Stoffen in oberirdische Gewässer,
 - 4a. Einbringen und Einleiten von Stoffen in Küstengewässer, wenn diese Stoffe
 - a) von Land aus oder aus Anlagen, die in Küstengewässern nicht nur vorübergehend errichtet oder festgemacht worden sind, eingebracht oder eingeleitet werden oder
 - b) in Küstengewässer verbracht worden sind, um sich ihrer dort zu entledigen,
5. Einleiten von Stoffen in das Grundwasser,
6. Entnehmen, Zutagefördern, Zutageleiten und Ableiten von Grundwasser.

³ [Ehrlich] § 22 regelt die Haftung für die Änderung der Beschaffenheit des Wassers.

⁴ [Ehrlich] Regelt den Ausschluß von Ansprüchen nachteiliger Wirkungen.

(2) Als Benutzungen gelten auch folgende Einwirkungen:

1. Aufstauen, Absenken und Umleiten von Grundwasser durch Anlagen, die hierzu bestimmt oder hierfür geeignet sind,
2. Maßnahmen, die geeignet sind, dauernd oder in einem nicht nur unerheblichen Ausmaß schädliche Veränderungen der physikalischen, chemischen oder biologischen Beschaffenheit des Wassers herbeizuführen.

(3) Maßnahmen, die dem Ausbau eines oberirdischen Gewässers dienen, sind keine Benutzungen. Dies gilt auch für Maßnahmen der Unterhaltung eines oberirdischen Gewässers, soweit hierbei nicht chemische Mittel verwendet werden.

§ 14. Planfeststellungen und bergrechtliche Betriebspläne.

(1) Wird für ein Vorhaben, mit dem die Benutzung eines Gewässers verbunden ist, ein Planfeststellungsverfahren durchgeführt, so entscheidet die Planfeststellungsbehörde über die Erteilung der Erlaubnis oder der Bewilligung.

(2) Sieht ein bergrechtlicher Betriebsplan die Benutzung von Gewässern vor, so entscheidet die Bergbehörde über die Erteilung der Erlaubnis.

(3) Die Entscheidung ist im Einvernehmen mit der für das Wasser zuständigen Behörde zu treffen; bei Planfeststellungen durch Bundesbehörden ist die für das Wasser zuständige Behörde zu hören.

(4) Über die Beschränkung oder Rücknahme einer nach Absatz 1 erteilten Erlaubnis oder Bewilligung entscheidet auf Antrag der für das Wasser zuständigen Behörde die Planfeststellungsbehörde; sie trifft auch nachträgliche Entscheidungen (§ 10). Absatz 3 ist entsprechend anzuwenden.

(5) Für die Beschränkung oder Rücknahme einer nach Absatz 2 erteilten Erlaubnis gilt Absatz 4 sinngemäß.

Technisch-wirtschaftliche Aufschlußalternativen hydrothermaler Ressourcen

Thomas Siebertz und Helmut Wolff, Technische Universität Berlin; Ernst Huenges, GeoForschungsZentrum Potsdam

1 Einleitung	50
2 Bohrtechnischer Aufschluß thermalwasserführender Schichten	50
2.1 Bohrplatzvorbereitung	52
2.2 Abteufen der Bohrungen	52
2.3 Bohrungskomplettierung.....	53
3 Methodik der Kostenermittlung	54
3.1 Eingabeparameter.....	54
3.2 Berechnung der Systemkonfiguration.....	55
3.3 Kostenberechnung.....	55
4 Darstellung und Diskussion der Ergebnisse	57
4.1 Darstellung der Ergebnisse	57
4.1.1 Geologisches Profil Typ 1.....	58
4.1.2 Geologisches Profil 2 (Typ II)	60
4.2 Diskussion der Ergebnisse	63
5 Zusammenfassung	65
6 Literatur	66

1 Einleitung

Die Nutzung hydrothermaler Wässer zur Wärmeversorgung kann umweltschonend [Kayser et al., 1996] einen Teil des weltweit steigenden Energiebedarfs decken. Wie bei allen regenerativen Energieformen sind vor der Nutzung zur Errichtung der Geothermieanlagen hohe Anfangsinvestitionen erforderlich. Einen wesentlichen Anteil an den Wärmegestehungskosten bei der Nutzung hydrothermalen Erdwärmevorkommen haben die kostenintensiven Tiefbohrungen zum Aufschluß der in bis zu 3.000 m Tiefe liegenden Aquifere. Vor diesem Hintergrund ist es das Ziel dieser Arbeit, verschiedene Erschließungsmöglichkeiten unter Gesichtspunkten der Kostenminimierung zu untersuchen. Anhand zweier ausgewählter, für Nordostdeutschland typischer geologischer Profile werden spezifische und absolute Kosten ermittelt. Die für diese Untersuchung herangezogenen Aquifere stellen bezüglich des Lagerstätten-drucks und der Lagerstättentemperatur keine Extremfälle dar. Bei der Erschließung kann auf in der Erdöl-/Erdgasindustrie bewährte Einrichtungen zurückgegriffen werden. Im Rahmen dieser Optimierungsuntersuchung werden drei Varianten der Nutzbarmachung thermalwasserführender Schichten durch zwei Bohrungen (Doublettenbetrieb) untersucht - nämlich der Aufschluß durch zwei vertikale Bohrungen, durch eine vertikale und eine abgelenkte Bohrung sowie durch zwei abgelenkte Bohrungen.

2 Bohrtechnischer Aufschluß thermalwasserführender Schichten

In Abbildung 2-1 ist die Bohrungsanordnung mit zwei vertikalen Bohrungen dargestellt.

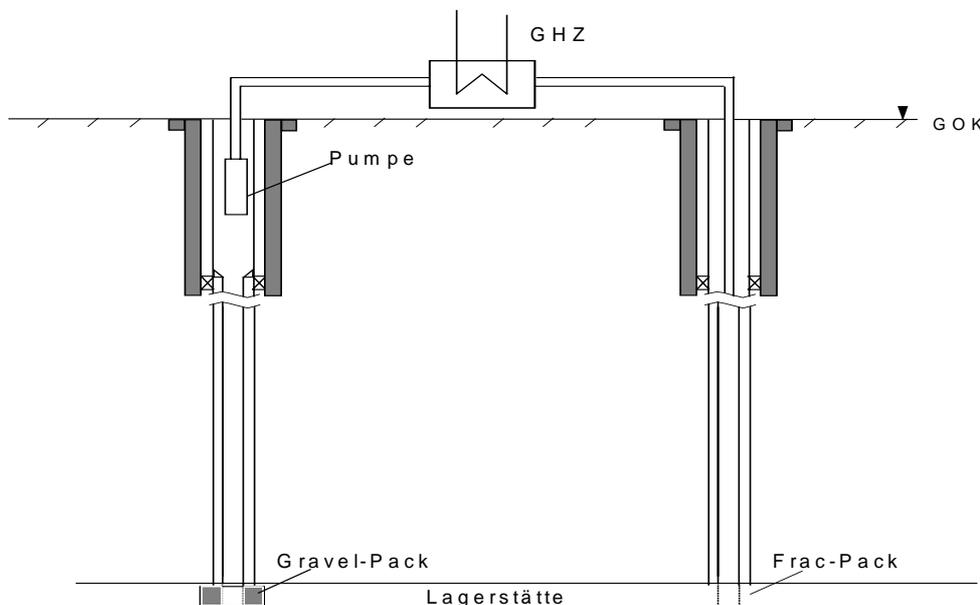


Abbildung 2-1: Schematische Darstellung der Bohrungsanordnung mit zwei vertikalen Bohrungen. Erläuterungen zu den Ausbaumaßnahmen Gravel-Pack, Frac-Pack im Kapitel 2.3
GHZ=Geothermische Heizzentrale, GOK=Geländeoberkante.

Mit der Ablenkung einer (Abbildung 2-2) beziehungsweise beider (Abbildung 2-3) Bohrungen kann auf die Erstellung eines weiteren Bohrplatzes verzichtet und obertägiger Rohrleitungsaufwand eingespart werden. Das Bohrverfahren ist jedoch technisch aufwendiger.

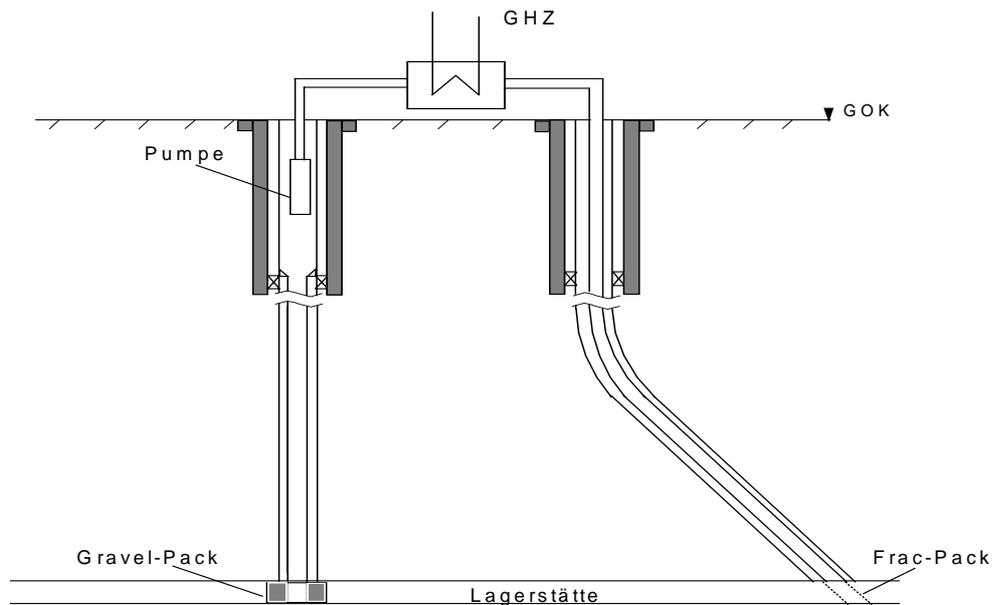


Abbildung 2-2: Schematische Darstellung der Bohrungsanordnung mit einer vertikalen und einer abgelenkten Bohrung.

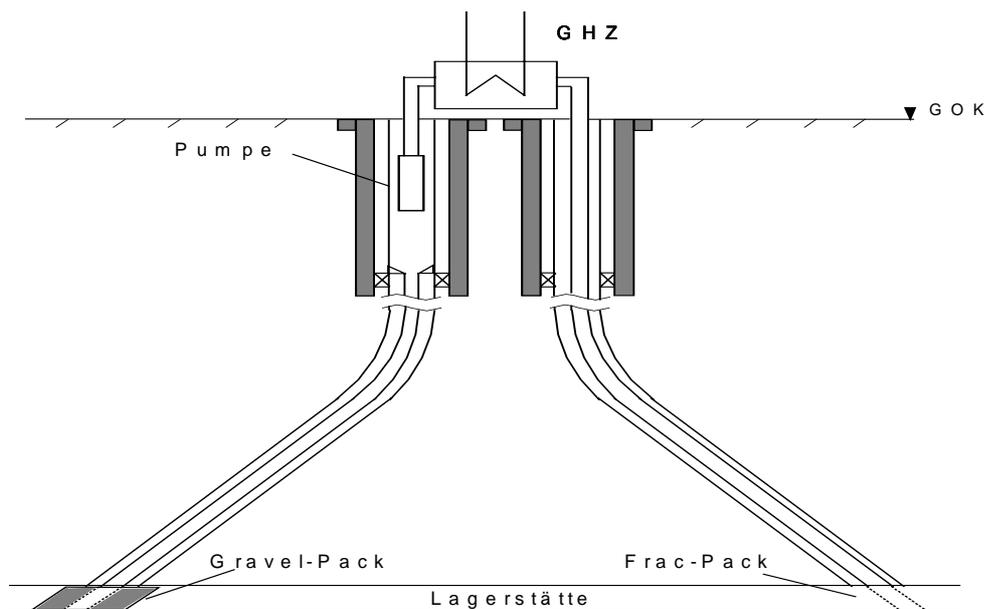


Abbildung 2-3: Schematische Darstellung der Bohrungsanordnung mit zwei abgelenkten Bohrungen

Als Basis für die Berechnung der Kosten eines Aufschlusses thermalwasserführender Schichten werden im folgenden die dem Kostenberechnungsmodell zugrundeliegenden Bohr- und Komplettierungstechniken erläutert. Das Niederbringen von Bohrungen zum Aufschluß thermalwasserführender Schichten unterscheidet sich nur wenig von der in der Erdöl- und Erdgasindustrie eingesetzten Bohrtechnik.

2.1 Bohrplatzvorbereitung

Die standardisierten technischen Einrichtungen werden dem Bohrloch so zugeordnet, daß ein störungsfreier Arbeitsablauf gewährleistet ist. Als Hauptkomponenten sind auf dem Bohrplatz die Bohranlage mit Unterbau und Mast, das Gestängelager mit Gestängetisch und -wagen sowie der dieselektrische Antrieb aufzustellen (siehe z. B. Abbildung 2-4). Der Spülungskreislauf mit Konditioniertanks, Rücklauf- und Ansaugtank sowie den Bohrklein-Separationseinrichtungen und den Vorratscontainern und -silos für Spülmittelzusätze, Schwerspat, Zement u. a. nimmt einen wesentlichen Teil des Betriebsplatzes ein. Im allgemeinen werden 2.000 m² als ausreichender Flächenbedarf für einen Bohrplatz gewählt [Stoll, 1991]. Beim Aufschluß durch eine vertikale und eine abgelenkte Bohrung sowie durch zwei abgelenkte Bohrungen können die Bohrungen von einem Bohrplatz abgeteuft werden.

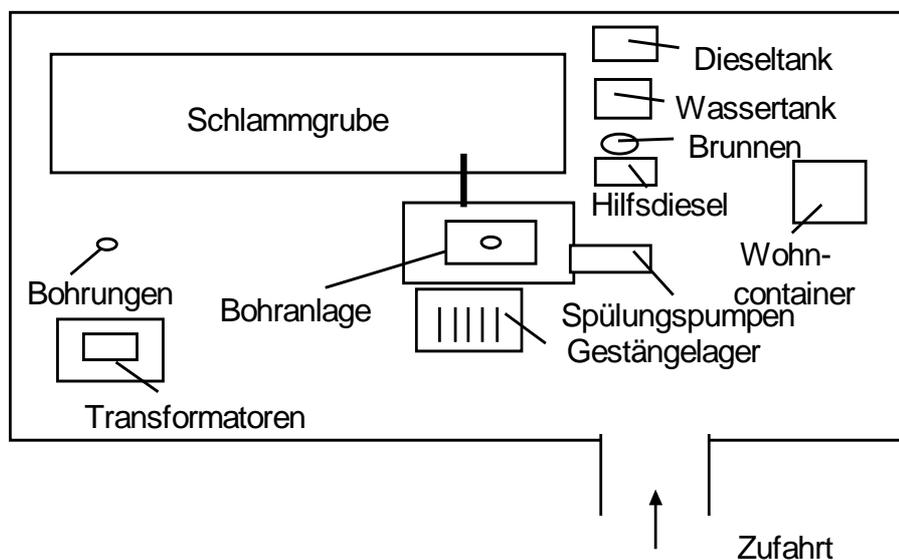


Abbildung 2-4: Beispiel für eine Bohrplatzanordnung.

2.2 Abteufen der Bohrungen

Die Bohrungen werden üblicherweise mit Hilfe eines drehend-drückend wirkenden Gestänges, des sogenannten Rotary-Bohrverfahrens, niedergebracht. Bei kontinuierlichem Drehen des Bohrgestänges wird der Bohrmeißel mit einem konstanten Bohrdruck beaufschlagt und ein Spülungskreislauf bewirkt den Austrag des Bohrkleins.

Als Spülungsart wird beim Erbohren der Deckschichten eine Spülung verwendet, die das Bohrklein austragen und die Druckverhältnisse halten soll. Oft wird in Sedimentbohrungen eine Bentonit-CMC-Spülung verwendet. Wegen möglicher Wechselwirkung der Spülungskomponenten mit den Formationsflüssigkeiten wird beim Erbohren des Speicherbereichs auf eine Salzsäure-Spülung umgestellt.

Damit die einzelnen Rohrtouren die Standfestigkeit des Bohrloches gewährleisten und die verschiedenen geologischen Schichten zuverlässig voneinander trennen, wird der Ringraum zwischen Rohraußenwand und Bohrlochwand zementiert. Im Anschluß an die letzte Zementation wird dann der Speicher erbohrt. Dabei kommt es häufig zu einer Verschlechterung der Speicherparameter, hervorgerufen durch die Infiltration von Feststoffpartikeln und Reaktionen mit dem Speicherfluid oder der Matrix. Der Grad der Formationsschädigung ist oftmals maß-

gebend dafür, ob eine Förderung oder Injektion ohne nachträgliche Schichtbehandlung erreicht werden kann.

Für das Abteufen abgelenkter Bohrungen kann dasselbe Bohrgerät mit entsprechenden Einrichtungen verwendet werden. Für die Ablenkung der Bohrung kommt neben dem Rotaryverfahren ein Verfahren zum Einsatz, bei dem das Gestänge ruht und hydraulisch an der Bohrlochsohle eine Bohrkronen angetrieben wird, das sogenannte Bohrsohlenmotorverfahren. Der Bohrsohlenmotor wird unmittelbar über dem Bohrwerkzeug in den Bohrstrang eingebaut. Der Antrieb des Motors erfolgt über die Spülung, die unter hohem Flüssigkeitsdruck über das Bohrgestänge eingepumpt wird.

Durch den Einsatz von Richtbohrgeräten können auch nach dem Rotary-Bohrverfahren abgelenkte Bohrungen hergestellt werden. Zur Zeit wird diese Technik dem Bohrsohlenmotorverfahren beim Abteufen von Geothermiebohrungen vorgezogen [Polte, 1996].

Der maximale Ablenkwinkel für Geothermiebohrungen ist 60° , bei einer Ablenkrate von $0,8^\circ/10\text{ m}$, entsprechend einem Ablenkradius von 716 m. Bei größeren Ablenkwinkeln und höheren Ablenkraten ist das Befahren der Bohrung mit Meßsonden nicht mehr ohne weiteres möglich [Polte, 1996].

2.3 Bohrungskomplettierung

Bei der Herrichtung des Speichers für die Förderung ist es denkbar, den Speicher offen, also unverbohrt zu lassen (open-hole Komplettierung); oft lassen jedoch die geologischen Gegebenheiten diese Art der Komplettierung nicht zu. Bei Förderbohrungen können aus der Speicherschicht Sandpartikel mitgefördert werden, die zur Verstopfung des Förderstranges führen und den Förderprozeß zum Erliegen bringen. Bei Injektionsbohrungen können vom injizierten Wasser Sandpartikel gelöst und in die Speicherschicht eingetragen werden. Die Aufnahmefähigkeit der Speicherformation kann dadurch so weit herabgesetzt werden, daß der Injektionsprozeß vollständig zum Erliegen kommt.

Daher werden im Rahmen der Komplettierungsarbeiten der Speicherbereich ausgebaut und im Falle der Förderbohrung die Förderrohrtour und -pumpe eingebracht, während eine Injektionsbohrung mit einer Injektionsrohrtour versehen wird. Abschließend werden die Bohrungen mit einer Spezialarmatur verschlossen. Vor Beginn der Produktion ist es erforderlich, die Bohrungen möglichst vollständig von Spülrückständen zu befreien.

Bei Förderbohrungen wird zunächst der Durchmesser des Speichers erweitert bzw. nach der Fachsprache unterschritten. Danach wird das Filterrohr eingebaut und der verbleibende Ringraum mit Filterkies verfüllt. Dieses sogenannte Gravel-pack-Verfahren (siehe Abbildungen 2-1 bis 2-3) wird in Verbindung mit dem Einsatz von Drahtwickelfiltern angewendet [Förster, 1991]. Dieses ist sowohl bei unverrohrter als auch bei verrohrter (cased hole) Speicherschicht möglich. In Injektionssonden haben sich Cased-hole Komplettierungen trotz ihrer schlechteren Hydraulik durchgesetzt [Förster, 1991]. Diese konstruktionsbedingt schlechteren hydraulischen Verhältnisse können aber durch zusätzliche fördertechnische Maßnahmen, wie das Verpressen von Kies in die Speicherschicht, verbessert werden (Frac-Pack, siehe Abbildungen 2-1 bis 2-3).

In die Förderbohrung wird oberhalb der Tiefpumpe die Pumpensteigleitung aus korrosionsresistenten Rohren, z. B. glasfaserverstärkten Kunststoffrohren (GFK-Rohre), eingebracht. Unterhalb der Pumpe ist der Einbau einer Förderrohrleitung nur dann notwendig, wenn die un-

terhalb des statischen Wasserspiegels liegenden Futterrohre nicht aus GFK bestehen [Horn, 1996].

Durch eventuelle Undichtigkeiten kann Sauerstoff in die Förderrohrleitung eindringen und es kann zu Ausfällungen von Eisenhydroxyden aus dem Thermalwasser kommen. Daher wird der Ringraum zwischen Förder- und Futterrohrtour mit Stickstoff beaufschlagt [Kabus, 1991]. In die Injektionssonde wird auf der gesamten Teufe zwischen Bohrlochkopf und Speicherbereich ein Injektionsstrang eingebracht. Bestehen die eingebrachten Futterrohre aus korrosionsresistenten GFK, kann auf das Einbringen einer Injektionsleitung über die gesamte Länge verzichtet werden. Die Komplettierung beschränkt sich dann nur auf den Speicherbereich. Die hierfür verwendeten GFK-Rohre entsprechen den Pumpensteigrohren. Auch in Injektionsbohrungen wird der Ringraum zwischen Injektions- und Futterrohrtour aus den oben genannten Gründen mit Stickstoff beaufschlagt.

3 Methodik der Kostenermittlung

Zur Bewertung der Kosten verschiedener Aufschlußalternativen hydrothermalen Ressourcen wurde das computergestützte EXCEL-Tabellenkalkulationsprogramm „Bohrkosten“ entwickelt. Das Programm wurde so angelegt, daß nach der Eingabe der Eingabeparameter der Förder- und Injektionsbohrung in das Blatt „Eingabe“ das Rechenprogramm selbständig die Bohrungskonfiguration definiert. Die dafür notwendigen Systemkomponenten werden zunächst in einem weiteren Rechenblatt „Systemkomponenten“ zusammengestellt. Zur Berechnung der Kapitalkosten greift das Programm im darauffolgenden Blatt „Kapitalkosten“ auf dieses und die für die Berechnung relevanten Parameter des Blattes „Eingabe“ zurück. Die so errechneten Investitionskosten und kapitalgebundenen Kosten werden dann - aufgeschlüsselt nach Kostenträgern - im Blatt „Ergebnis“ tabellarisch dargestellt.

3.1 Eingabeparameter

Im Eingabeblatt kann der Bearbeiter für Förder- und Injektionsbohrung festlegen, ob die Bohrung vertikal oder abgelenkt abgeteuft werden soll. Weiterhin ist der Abstand zur Geothermischen Heizzentrale (GHZ), der Abstand zwischen den Bohrungen sowie die erforderliche Bohrplatzfläche einzugeben. Im Falle einer abgelenkten Bohrung muß die Ablenkweite aus der Vertikalen, gemessen im Speicher, festgelegt werden.

Des Weiteren werden die stratigraphischen Vorgaben der zu durchteufenden Schichten eingegeben und die Vorgaben bezüglich des Speicherbereichs festgelegt. Bei den stratigraphischen Vorgaben handelt es sich um die Mächtigkeit der Quartärschichten, Tertiärschichten und des Speichers sowie um den Abstand zwischen Tertiärschichten und Speicher. Die Vorgaben zum Speicherbereich setzen sich zusammen aus dem förderbaren Volumenstrom, dem Druck am Sondenkopf, der Tiefe des dynamischen Wasserspiegels und der Mineralisation der zu fördernden Wässer.

In der Bohrungskonfiguration legt der Anwender die Bohrdurchmesser der einzelnen Bohrschnitte und die Art der in diesen Abschnitten einzubauende Verrohrung fest. Im Falle einer abgelenkten Bohrung muß der Ablenkwinkel und der dazugehörige Radius festgelegt werden, woraus unter Einbeziehung der Ablenkweite im Speicher der Ablenkpunkt bestimmt wird.

3.2 Berechnung der Systemkonfiguration

Zunächst werden die für das Erstellen der Bohrung bedeutenden Komponenten zusammengestellt. Die Bohrplatzeinrichtung und damit die Bohrplatzfläche und das erforderliche Bohrgestüt wird auf Basis von Annahmen festgelegt.

Die Geometrie der Bohrungsabschnitte errechnet sich aus den stratigraphischen Vorgaben des Lagerstättenprofils mit Bohrlochlängen für die einzelnen Bohrabschnitte, für die gesamte Bohrlänge und die Anzahl der einzelnen Bohrabschnitte. Der Festlegung der einzelnen Bohrabschnitte liegt folgender Ansatz zugrunde:

Bis zur Basis Quartär wird die Standrohrtour, bis zur Basis Tertiär die Ankerrohrtour und bis zum Beginn des Speichers die 1. Technische Rohrtour eingebracht. Die Speicherformation wird durch die Förderbohrung unterschritten und nicht verrohrt. Bei Injektionsbohrungen wird die Speicherformation mit einer Filterrohrtour versehen. Bei einer abgelenkten Bohrung geht in die Bestimmung der Bohrlochlängen der vertikale Abstand der zu durchteufenden Schichten und der abgelenkte Bereich ein. Handelt es sich um einen Bohrabschnitt, in dem mit konstanter Neigung gebohrt wird, so berechnet sich die Bohrlochlänge aus vertikalem Abstand und Neigungswinkel. In einem Bohrabschnitt, in dem der Neigungswinkel kreisbogenförmig aufgebaut wird und danach mit konstanter Neigung weitergebohrt wird, geht in die Berechnung der Bohrlochlänge zusätzlich der Radius zum Neigungsaufbau ein.

Die erforderliche Spülmengemenge wird aus den Bohrlochdurchmessern und den Bohrlochlängen berechnet und unter dem Punkt Spülung ausgewiesen. Bei der Errechnung der Futterrohrängen im Abschnitt Verrohrung gelten die oben genannten Einbaukriterien. Alle Rohrtouren werden bis zum Bohrlochkopf eingebaut. Im Abschnitt Zementation werden die Bohrlochdurchmesser sowie die dazugehörigen Durchmesser und Längen der einzuzementierenden Futterrohre angezeigt.

Unter dem Punkt Ausbau der Bohrung werden Angaben über Steigleitung und Speicheraufschluß gemacht. Die Dimension der Steigleitung wird aus dem zu fördernden Volumenstrom errechnet. Die Länge der Steigleitung richtet sich nach der Lage des dynamischen Wasserspiegels, der wiederum die Einbautiefe der Tiefpumpe festlegt. Abschließend wird im Punkt Ausbau der Bohrung aufgezeigt, ob der Speicher durch einen Gravel-pack mit Drahtwickelfilter oder eine perforierte Filterrohrtour mit Frac-pack aufgeschlossen wird.

Die Dimension des Bohrlochkopfes wird im Abschnitt Bohrlochabschluß angegeben. Weiterhin werden Durchmesser, Länge und Art der Verbindungsleitung zur Geothermieanlage aufgeführt. Bei Länge und Ausführungsart der Leitung bezieht sich das Rechenprogramm auf die im Eingabeblatt angegebene Entfernung der Bohrung zur Geothermieanlage und Mineralisation des Thermalwassers.

3.3 Kostenberechnung

Verlässliche Preisinformationen sind nicht zu beschaffen, weil potentielle Lieferfirmen aus Wettbewerbsgründen genaue Daten zurückhalten. Trotzdem wurde versucht, mit umfassenden Anfragen möglichst in die Nähe der Marktpreise 1996 zu kommen. Insbesondere wurde darauf geachtet, die Relationen der einzelnen Komponentenpreise zu wahren, so daß der anvisierte Kostenvergleich auch über 1996 mit einer Unschärfe seine Gültigkeit besitzt.

Die Investitionskosten der einzelnen Kostenpunkte werden aus Angaben des Preises pro spezifischer Einheit und deren Anzahl (Rechenblatt "Kapitalkosten") gebildet. Die in diese Berechnung maßgeblich eingehenden "Preise pro Einheit" sind in Tabelle 3-1 beispielhaft für das Bohren, Verrohren und Zementieren einer vertikal abgeteufte Bohrung dargestellt.

Rohrdurchmesser [“]	Material	Bohrkosten [DM/m]	Verrohrungskosten [DM/m]	Zementierungskosten [DM/m]
13 3/8	Stahl	260	260	168
13 3/8	GFK	260	420	168
9 5/8	Stahl	230	200	76
9 5/8	GFK	230	365	76
7	Stahl	200	150	43
7	GFK	200	295	43

Tabelle 3-1: Kosten für die Bohrung, Verrohrung und Zementation [Ruhlandt, unveröff.]

Weiterhin sind in Tabelle 3-2 die Kosten für die Komplettierung einer solchen Bohrung aufgeführt.

Pumpensteigleitung [Hammann, unveröff.]	GFK DN 150	295 DM/m
	GFK DN 200	365 DM/m
Gravel-Pack [Jäpel, 1997]		50.000 DM
Frac-Pack [Jäpel, 1997]		20.400 DM
Bohrlochkopf [Beier, 1996]		45.000 DM
Verbindungsleitung Bohrung - GHZ [Böhm, 1996]	GFK DN 150	567 DM/m
	GFK DN 200	836 DM/m

Tabelle 3-2: Kosten für die Komplettierung der Bohrung [] = Referenzen

Im Rechenmodell können Subventionen vorgesehen werden. Weiterhin wird über einen Annuitätsfaktor

$$a_n = i (1+i)^n / ((1+i)^n - 1), \text{ mit } i = \text{Zinssatz } [\%/100] \text{ und } n = \text{Nutzungsdauer } [a]$$

eine Annuität berechnet:

$$A_n = I * a_n, \text{ mit } I = \text{Investitionsbetrag } [DM] \text{ und } A_n = [DM/a]$$

Hinzu kommen Instandhaltungskosten und die Kapitalkosten jedes Kostenträgers. Die Instandhaltungskosten wurden für die wartungsbedürftigen Komponenten der Bohrung - Pumpe, Steigleitung, Sondenkopf und Speicherbereich - ermittelt. Da die angesprochenen Hersteller dieser Produkte keine Angaben zu den Instandhaltungskosten gemacht haben, wurde auf Erfahrungswerte der Geothermiebohrungen in Neubrandenburg zurückgegriffen.

Die jährlich anfallenden Instandhaltungskosten der Tiefpumpe werden in Neubrandenburg mit 20 % der Investitionskosten beziffert [Horn, 1996]. Die Instandhaltungskosten der Steigleitung liegen ebenfalls bei 20 % der Investitionskosten [Horn, 1996]. Dabei ist hervorzuheben, daß nicht Ablagerungen in der Steigleitung oder Beschädigungen diese Kosten verursachen, sondern die Kosten durch das Auswechseln der Verschraubungen der Steigleitung bedingt sind. Im Zuge des Pumpenausbaus und dem damit verbundenen Ausbau der Steigleitung werden die Verschraubungen gewechselt, um auch nach dem Einbau die Dichtigkeit zu gewährleisten. Die jährlichen Instandhaltungskosten für den Bohrlochkopf werden mit 1 % der Investitionskosten angesetzt, die im wesentlichen in Ausbesserungsarbeiten am Farbanstrich begründet sind [Horn, 1996]. Für den Speicherbereich wurden keine Instandhaltungskosten vorgesehen [Horn, 1996]. Dieser Punkt muß neu festgelegt werden, sobald Erfahrungen über Maßnahmen zur Speicherreaktivierung an vorhandenen Geothermiebohrungen vorliegen.

4 Darstellung und Diskussion der Ergebnisse

Für die Berechnung der Bohrkosten für sämtliche zu untersuchenden Aufschlußmethoden wurde der Abstand zwischen der Förder- und Injektionsbohrung im Speicher auf 1.500 m festgelegt. Dieser Abstand hat vor allem Einfluß auf die möglichen Ablenkwinkel einer bzw. beider Bohrungen der gewählten Aufschlußmethode. Weiterhin wird davon ausgegangen, daß die GHZ im Falle zweier vertikaler Bohrungen 100 m von der Förderbohrung entfernt installiert wird, woraus sich im Idealfall ein Abstand von 1.400 m zwischen Injektionsbohrung und GHZ ergibt. Für den Fall des Abteufens zweier Bohrungen von nur einer Bohrlokation werden 100 m als Abstand der Heizzentrale zu dieser Lokation gewählt.

Die gewählten Lagerstättentypen repräsentieren zwei für Nordostdeutschland typische geologischen Situationen. Sie unterscheiden sich hauptsächlich hinsichtlich der Teufe bis zum Förderhorizont, der dort herrschenden Temperatur sowie der Speichermächtigkeit. Während beim Lagerstättentyp I die mittlere Teufe des Aquifers 1254 m und die Thermalwassertemperatur 54 °C beträgt, lauten die entsprechenden Werte für den Lagerstättentyp II: 2238 m und 98 °C (s. Tab. 4-1 und Tab. 4-4). Damit stellen diese Aquifere bezüglich des Lagerstättendrucks und der Lagerstättentemperaturen hinsichtlich der Aufschlußtechnologien keine Extremfälle dar.

4.1 Darstellung der Ergebnisse

Im folgenden werden zunächst die ermittelten Kosten für den Aufschluß der zwei Lagerstättentypen I und II dargestellt. Es werden jeweils die Kosten für das Abteufen zweier vertikaler, einer vertikalen und einer abgelenkten sowie zweier abgelenkter Bohrungen aufgezeigt. Hierbei werden für die abgelenkten Bohrungen die Kosten für die verschiedenen Ablenkwinkel, die einen Abstand der Bohrungen im Speicher von 1.500 m gewährleisten, einzeln ausgewiesen. Neben den Investitionskosten werden weiterhin die kapitalgebundenen Kosten dargestellt. Diese sind Grundlage für die anschließende vergleichende Diskussion der Ergebnisse.

4.1.1 Geologisches Profil Typ 1

Eingaben	Lagerstätte Typ I	
	2 Vertikale, Typ I	2 Abgelenkte, 60°, Typ I
Ablenkweite im Speicher	0	740
Abstand der Bohransatzpunkte	1500	20
Abstand der Bohrung zur GHZ	100	100
Bohrplatzfläche	2000	2000
Vorgaben Stratigraphie		
Quartärschichten bis	30	30
Tertiärschichten von	30	30
bis	292	292
Abstand Tertiär-Speicher	946	946
Speichermächtigkeit	32	32
Bohrdurchmesser		
Ankerrohtour	12 1/4	12 1/4
1. Technische Rohrtour	8 1/2	8 1/2
Filterrohtour	5 3/4	5 3/4
Verrohrung Standrohr	13 3/8	13 3/8
Verrohrung Ankerrohtour	9 5/8	9 5/8
Verrohrung 1. Tech. Rohrtour	7	7
Ablenkwinkel	0	60
Ablenkradius	0	716
Vorgaben Geothermie		
Volumenstrom (45-145 m ³ /h)	120	120
Kopfdruck	4	4
Tiefe dyn. Wasserspiegel	80	80
Wirtschaftliche Vorgaben		
aktueller Zinssatz	7%	7%
aktueller Dollarkurs, 1 US =	1,52	1,52

Tabelle 4-1: Lagerstätte Typ I; Eingabeparameter

Für das Geologische Profil Typ I sind die Investitions- und kapitalgebundenen Kosten für einen vertikalen Aufschluß sowohl der Förder- als auch der Injektionsbohrung in Tabelle 4-2 dargestellt.

Es ergibt sich eine Differenz der Investitionskosten zwischen Förder- und Injektionsbohrung von etwa 830 TDM. Mehrkosten verursacht in erster Linie die relativ kostenaufwendige Thermalwasserleitung zwischen der Injektionsbohrung und der geothermischen Heizzentrale. Die Kosten von 790 TDM der 1.400 m langen Rohrleitung werden der Injektionsbohrung, unter Kostenpunkt Bohrlochabschluß, angelastet. Dies ist vor allem für den Vergleich der verschiedenen Aufschlußmethoden von Bedeutung. Wegen des größeren Durchmesser sind die Kosten für die Verrohrung und Zementation der Injektionsbohrung etwa 65 % höher als die der Förderbohrung. Außerdem müssen 13 % höhere Aufwendungen für die Spülung angesetzt werden. Der Einbau der Tiefpumpe in die Förderbohrung und der im Gegensatz zum Frac-Pack teurere Gravel-Pack verursacht dagegen etwa 6-7-fach höhere Investitionskosten für den

Ausbau der Förderbohrung im Gegensatz zur Injektionsbohrung. Ohne die Einbeziehung der Kosten für die Verbindungsleitung sind die Kosten für beide Bohrungen vergleichbar.

	1.Bohrung		2.Bohrung		Gesamtkosten	
	Invest- kosten	Kapital- gebun- dene Kosten	Invest- kosten	Kapital- gebun- dene Kosten	Invest- kosten	Kapital- gebun- dene Kosten
Einheiten	[TDM]	[TDM/a]	[TDM]	[TDM/a]	[TDM]	[TDM/a]
1 Bohrplatzeinrichtung	492	40	500	40	993	80
2 Abteufen der Bohrung	304	25	297	24	601	48
3 Spülung	89	7	100	8	189	15
4 Verrohrung	472	38	698	56	1.170	94
5 Zementation	75	6	143	12	218	18
6 Bohrlochvermessung	118	10	118	10	237	19
7 Ausbau der Bohrung	333	126	40	3	373	129
8 Bohrlochabschluß	100	9	839	80	939	89
9 Planungskosten	198	16	274	22	472	38
Summe	2.182	276	3.009	254	5.192	531

Tabelle 4-2: Lagerstätte Typ I; Kosten für zwei vertikale Bohrungen

	1.Bohrung		2.Bohrung		Gesamtkosten	
	Invest- kosten	Kapital- gebun- dene Kosten	Invest- kosten	Kapital- gebun- dene Kosten	Invest- kosten	Kapital- gebun- dene Kosten
Einheiten	[TDM]	[TDM/a]	[TDM]	[TDM/a]	[TDM]	[TDM/a]
1 Bohrplatzeinrichtung	492	40	261	21	753	61
2 Abteufen der Bohrung	574	46	576	46	1.150	93
3 Spülung	106	9	120	10	226	18
4 Verrohrung	562	45	859	69	1.422	115
5 Zementation	89	7	166	13	255	21
6 Bohrlochvermessung	125	10	125	10	250	20
7 Ausbau der Bohrung	333	126	58	5	391	131
8 Bohrlochabschluß	100	9	102	10	202	19
9 Planungskosten	238	19	227	18	465	37
Summe	2.619	312	2.494	202	5.113	514

Tabelle 4-3: Lagerstätte Typ I; Kosten für zwei abgelenkte Bohrungen (60°)

In Tabelle 4-3 werden beispielhaft die Kosten für eine Erschließung der Lagerstätte von nur einem Bohrplatz durch Abteufen beider Bohrungen als abgelenkte Bohrungen dargestellt. Ablenkungen von 54° beziehungsweise 48° ergeben nur geringe Kostenänderungen und sind

deshalb hier nicht aufgeführt. Die Investitionskosten für die Förderbohrung übersteigen diejenigen für die Injektionsbohrung um etwa 6-7 %. Mehraufwendungen für Spülung, Verrohrung und Zementation auf Seiten der Injektionsbohrung gleichen sich in etwa mit den Mehrkosten für den Bohrlochausbau der Förderbohrung aus und zwar in erster Linie wegen der Kosten für die Tiefpumpe. Zusätzlich entfallen die Investitionskosten für die Einrichtung des zweiten Bohrplatzes von etwa 230 TDM. Es kann dadurch die Länge der Thermalwasserleitung zwischen Heizzentrale und Injektionsbohrung um 1.300 m reduziert werden.

4.1.2 Geologisches Profil 2 (Typ II)

Eingaben	Lagerstätte Typ II		
	2 Vertikale	1 Vertikale, 1 Abgelenkte, 60°	2 Abgelenkte, 60°
Ablenkweite im Speicher	0	0	740
Abstand der Bohransatzpunkte	1500	20	20
Abstand der Bohrung zur GHZ	100	100	100
Bohrplatzfläche	2000	2000	2000
Vorgaben Stratigraphie			
Quartärschichten bis	74	74	74
Tertiärschichten von	74	74	74
bis	740	740	740
Abstand Tertiär-Speicher	1461	1461	1461
Speichermächtigkeit	74	74	74
Bohrdurchmesser			
Ankerrohrtour	12 1/4	12 1/4	12 1/4
1. Technische Rohrtour	8 1/2	8 1/2	8 1/2
Filterrohrtour	5 3/4	5 3/4	5 3/4
Verrohrung Standrohr	13 3/8	13 3/8	13 3/8
Verrohrung Ankerrohrtour	9 5/8	9 5/8	9 5/8
Verrohrung 1. Tech. Rohrtour	7	7	7
Ablenkwinkel	0	0	60
Ablenkradius	0	0	716
Vorgaben Geothermie			
Volumenstrom (45-145 m ³ /h)	120	120	120
Kopfdruck	4	4	4
Tiefe dyn. Wasserspiegel	110	110	110
Wirtschaftliche Vorgaben			
aktueller Zinssatz	7%	7%	7%
aktueller Dollarkurs, 1 US =	1,52	1,52	1,52

Tabelle 4-4: Lagerstätte Typ II; Eingabeparameter

Tabelle 4-5 zeigt die Investitionskosten für eine Nutzbarmachung mittels zweier vertikaler Bohrungen. Die Differenz der Investitionskosten zwischen Förder- und Injektionsbohrung von etwa 1,07 Mio. DM ergibt sich aus den unterschiedlichen Anforderungen an die Bohrungen (vergleiche Kapitel 4.1.1). Im Gegensatz zum Aufschluß des Thermalwasserspeichers im Fall des geologischen Profils Typ I ist hier aufgrund der größeren Teufe des Speichers ein Auf-

schluß durch eine vertikale und eine abgelenkte Bohrung möglich. Die Kosten einer maximalen Ablenkung durch einen Ablenkwinkel von 60° werden in Tabelle 4-6 dargestellt.

	1.Bohrung		2.Bohrung		Gesamtkosten	
	Investkosten	Kapitalgebundene Kosten	Investkosten	Kapitalgebundene Kosten	Investkosten	Kapitalgebundene Kosten
Einheiten	[TDM]	[TDM/a]	[TDM]	[TDM/a]	[TDM]	[TDM/a]
1 Bohrplatzeinrichtung	533	43	553	45	1.086	88
2 Abteufen der Bohrung	513	41	535	43	1.048	84
3 Spülung	144	12	165	13	308	25
4 Verrohrung	919	74	1.304	105	2.223	179
5 Zementation	151	12	291	23	442	36
6 Bohrlochvermessung	143	11	143	11	285	23
7 Ausbau der Bohrung	423	165	64	5	487	171
8 Bohrlochabschluß	100	9	839	80	939	89
9 Planungskosten	292	24	389	31	682	55
Summe	3.217	392	4.284	357	7.501	749

Tabelle 4-5: Lagerstätte Typ II, Kosten für zwei vertikale Bohrungen.

	1.Bohrung		2.Bohrung		Gesamtkosten	
	Investkosten	Kapitalgebundene Kosten	Investkosten	Kapitalgebundene Kosten	Investkosten	Kapitalgebundene Kosten
Einheiten	[TDM]	[TDM/a]	[TDM]	[TDM/a]	[TDM]	[TDM/a]
1 Bohrplatzeinrichtung	533	43	314	25	847	68
2 Abteufen der Bohrung	513	41	1.061	85	1.574	127
3 Spülung	144	12	210	17	354	28
4 Verrohrung	919	74	1.668	134	2.587	209
5 Zementation	151	12	343	28	494	40
6 Bohrlochvermessung	143	11	157	13	300	24
7 Ausbau der Bohrung	423	165	106	9	529	174
8 Bohrlochabschluß	100	9	102	10	202	19
9 Planungskosten	292	24	396	32	689	55
Summe	3.217	392	4.358	353	7.576	744

Tabelle 4-6: Lagerstätte Typ II; Kosten für eine vertikale Förder- und eine abgelenkte Injektionsbohrung (°60).

Es zeigt sich, daß die Injektionsbohrung etwa 35 % teurer als die Förderbohrung ist. Dies begründet sich in erster Linie durch das wesentlich teurere Abteufen und Verrohren der abgelenkten Bohrungen. Der um 75 % günstigere Ausbau sowie der Wegfall des Bohrplatzes und

der Thermalwasserleitung auf Seiten der Injektionsbohrung können diese Mehrkosten nicht ausgleichen.

Im folgenden werden die Kosten für zwei abgelenkte Bohrungen bei einem Ablenkwinkel von 60° dargestellt. Dabei ergeben sich die gleichen kostenmäßigen Verhältnisse wie bei der Abteufung zweier abgelenkter Bohrungen bei einem vorgegebenen Lagerstättenprofil des Typs I. Die unterschiedlichen Kosten der beiden Bohrungen, vor allem die Kosten für die Verrohrung und den Ausbau, gleichen sich in etwa aus. Ablenkungen von 45° und 28° ergeben nur leichte Kostenreduzierungen.

	1.Bohrung		2.Bohrung		Gesamtkosten	
	Invest-kosten	Kapital-gebundene Kosten	Invest-kosten	Kapital-gebundene Kosten	Invest-kosten	Kapital-gebundene Kosten
Einheiten	[TDM]	[TDM/a]	[TDM]	[TDM/a]	[TDM]	[TDM/a]
1 Bohrplatzeinrichtung	533	43	314	25	847	68
2 Abteufen der Bohrung	513	41	1.061	85	1.574	127
3 Spülung	144	12	210	17	354	28
4 Verrohrung	919	74	1.668	134	2.587	209
5 Zementation	151	12	343	28	494	40
6 Bohrlochvermessung	143	11	157	13	300	24
7 Ausbau der Bohrung	423	165	106	9	529	174
8 Bohrlochabschluß	100	9	102	10	202	19
9 Planungskosten	292	24	396	32	689	55
Summe	3.217	392	4.358	353	7.576	744

Tabelle 4-7: Lagerstätte Typ II; Kosten für zwei abgelenkte Bohrungen (60°)

4.2 Diskussion der Ergebnisse

Nachfolgend werden die in Kapitel 4.1 vorgestellten Ergebnisse verglichen und auf der Basis der jährlichen kapitalgebundenen Kosten (siehe Kapitel 3.3) eine kostenoptimale Aufschlußvariante ausgewiesen.

Lagerstätte Typ I:

Die kapitalgebundenen Kosten für den Aufschluß der Lagerstätte Typ I durch vertikale und abgelenkte Bohrungen sind in Abbildung 4-1 vergleichend dargestellt. Die höheren jährlichen kapitalgebundenen Kosten für den Aufschluß durch zwei vertikale Bohrungen gegenüber dem Aufschluß durch zwei abgelenkte Bohrungen ergeben sich in erster Linie dadurch, daß die finanziellen Mehraufwendungen in den Kostenpunkten Bohrplatzerstellung und Bohrlochabschluss die Einsparungen in dem Kostenpunkt Abteufen der Bohrung bei weitem übersteigen (vergleiche Tabellen 4-1, bis 4-3).

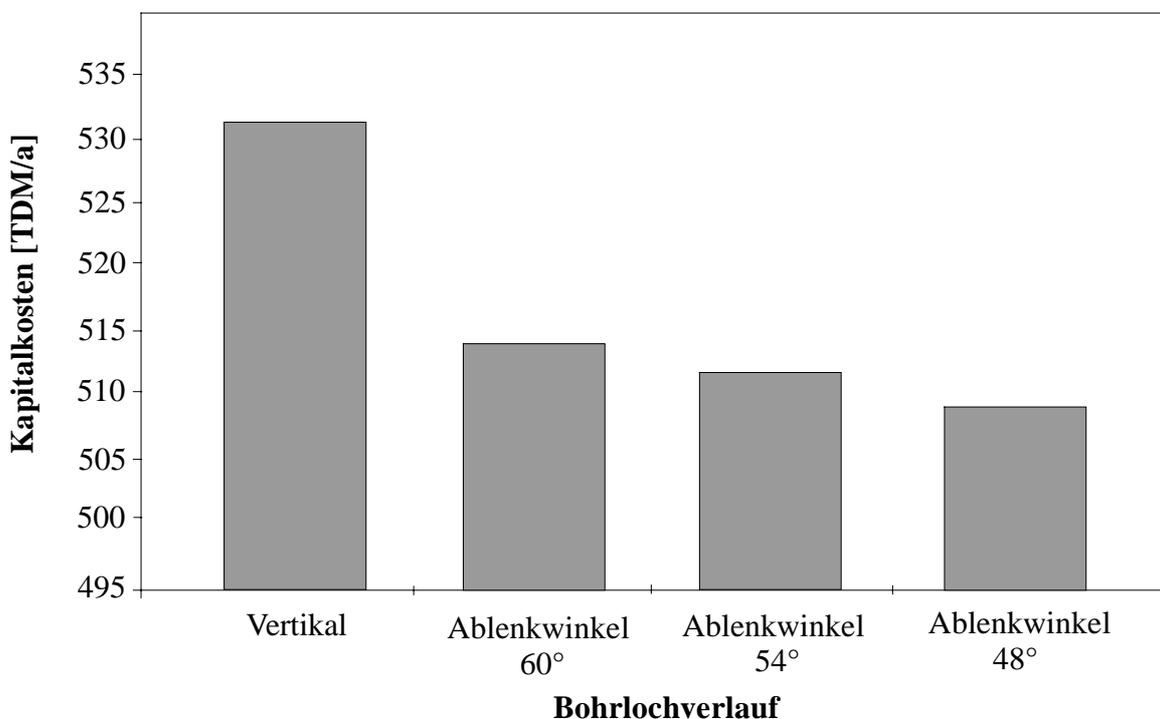


Abbildung 4-1: Vergleich der kapitalgebundenen Kosten für den Aufschluß der Lagerstätte Typ I

Die um 20 TDM/a höheren jährlichen kapitalgebundenen Kosten für die Bohrplatzeinrichtung bei zwei vertikalen Bohrungen sind in der Notwendigkeit des zweiten Bohransatzpunktes begründet. Die um ca. 70 TDM/a höheren jährlichen kapitalgebundenen Kosten für den Bohrlochabschluss sind auf die längere Verbindungsleitung zwischen Injektionsbohrung und geothermischer Heizzentrale zurückzuführen, die bei zwei abgelenkten Bohrungen eine Länge von 100 m und bei zwei vertikalen Bohrungen eine Länge von 1.400 m aufweist.

Für das Abteufen der Bohrung fallen bei zwei vertikalen Bohrungen um 45 TDM/a geringere jährliche kapitalgebundene Kosten an, gegenüber dem Aufschluß durch zwei abgelenkte Bohrungen mit einem Ablenkwinkel von 60°. Dies begründet sich zum einen durch die höheren spezifischen Bohrkosten pro Meter für das abgelenkte Bohren und zum anderen durch die unterschiedlichen Bohrlochlängen der verschiedenen Aufschlußvarianten (siehe Abbildung 4-2). Dieser Unterschied in den Bohrlochlängen ist auch die Hauptursache für die um etwa

29 TDM/a höheren kapitalgebundenen Kosten für Spülung, Verrohrung, Zementation und Bohrlochvermessung zweier abgelenkter Bohrungen mit einem Ablenkwinkel von 60°.

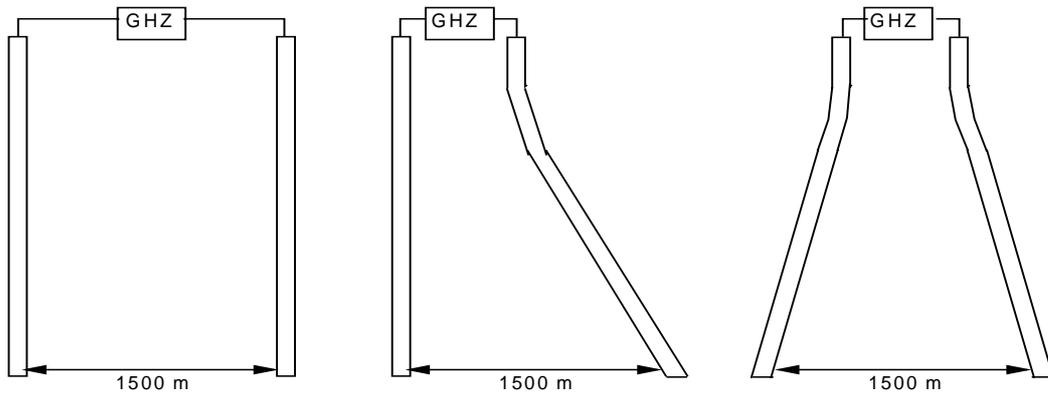


Abbildung 4-2: Vergleich der Bohrlochlängen abgelenkter und vertikaler Bohrungen

Lagerstätte Typ II:

Für die Lagerstätte Typ II werden nachfolgend weiterhin die kapitalgebundenen Kosten für den Aufschluß durch eine vertikale und eine abgelenkte Bohrung untersucht. Die jährlichen kapitalgebundenen Kosten der untersuchten Aufschlußmöglichkeiten sind in Abbildung 4-3 aufgezeigt. Wie schon am Beispiel der Lagerstätte Typ I erläutert, ergeben sich durch die finanziellen Mehraufwendungen in den Kostenpunkten Bohrplatzerstellung und Bohrlochabschluss für den Aufschluß durch zwei vertikale Bohrungen die höchsten jährlichen kapitalgebundenen Kosten.

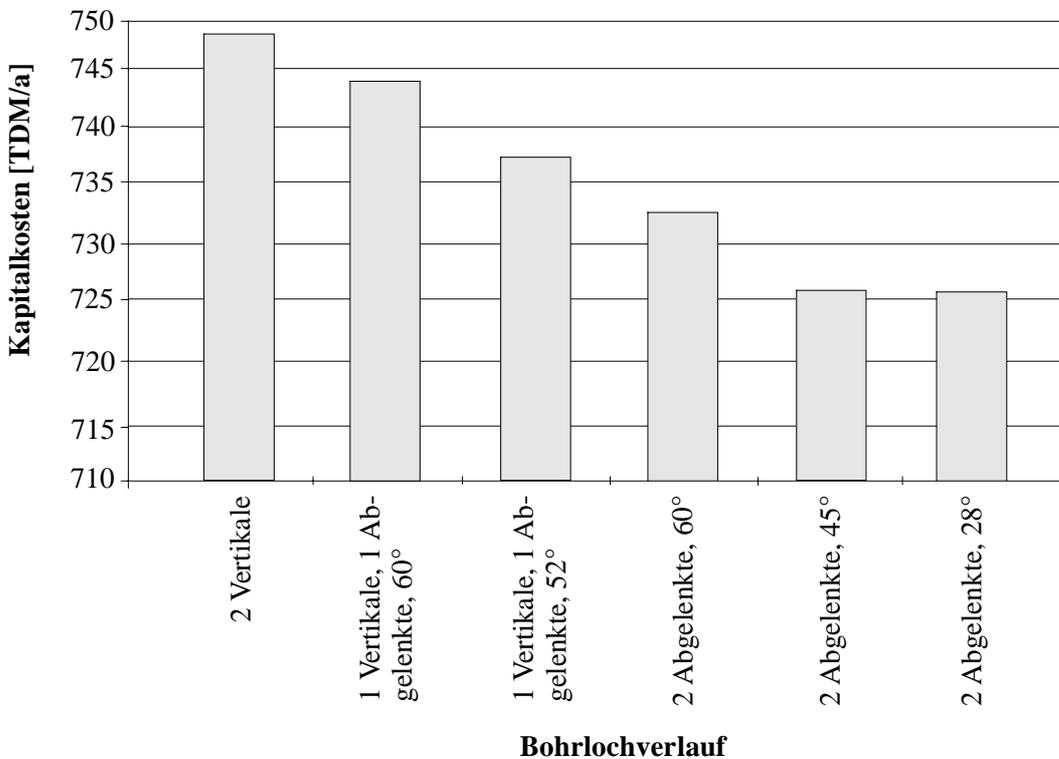


Abbildung 4-3: Vergleich der kapitalgebundenen Kosten für den Aufschluß der Lagerstätte Typ II

Für die Aufschlußvarianten durch zwei vertikale Bohrungen, eine abgelenkte und eine vertikale Bohrung sowie durch zwei abgelenkte Bohrungen ist in Abbildung 4-4 die Aufteilung der Kosten auf die verschiedenen Kostenpunkte dargestellt.

Die kapitalgebundenen Kosten für das Abteufen der Bohrung sind beim Aufschluß durch zwei vertikale Bohrungen mit 85 TDM/a um 35 % geringer als beim Aufschluß durch eine oder zwei abgelenkte Bohrungen. Die Kosteneinsparungen für das Abteufen einer vertikalen und einer abgelenkten Bohrung gegenüber zweier abgelenkter Bohrungen sind mit etwa 2.500 DM/a relativ gering. Die geringeren Kosten für das Abteufen der vertikalen Förderbohrung gleichen in etwa den Mehrkosten für das Abteufen der abgelenkten Injektionsbohrung. Diese Mehrkosten entstehen durch die größere Bohrlochlänge der Injektionsbohrung, die notwendig ist, um eine Ablenkweite von 1.500 m im Speicher zu erreichen.

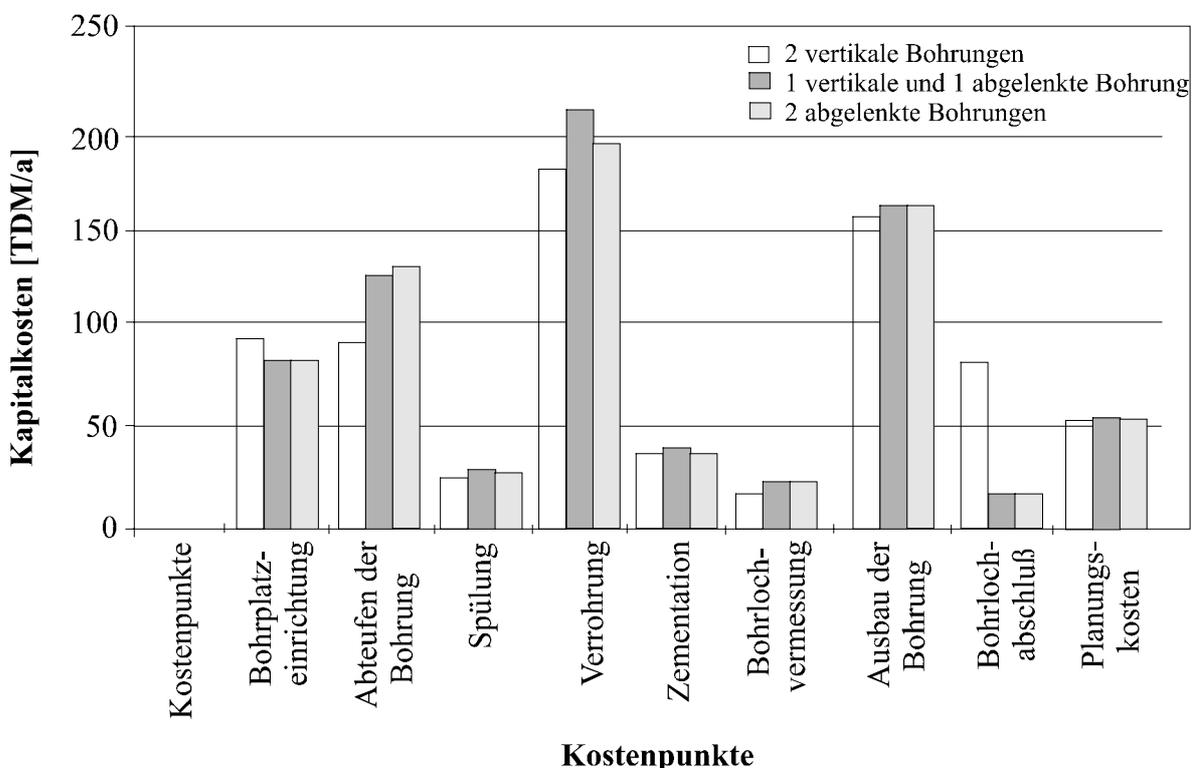


Abbildung 4-4: Vergleich der jährlichen kapitalgebundenen Kosten aufgeschlüsselt nach Kostenpunkten

Beim Aufschluß durch zwei abgelenkte Bohrungen liegen die Kosten für Spülung, Verrohrung, Zementation, Bohrlochvermessung und Ausbau der Bohrung bei etwa 462 TDM/a. Durch die insgesamt größeren Bohrlängen betragen die kapitalgebundenen Kosten für Spülung, Verrohrung, Zementation, Bohrlochvermessung und Ausbau der Bohrung beim Aufschluß der Lagerstätte durch eine vertikale Förderbohrung und eine abgelenkte Injektionsbohrung etwa 475 TDM/a. Dies entspricht Mehrkosten von 3 % gegenüber dem Aufschluß durch zwei vertikale Bohrungen.

5 Zusammenfassung

Verschiedene Erschließungsmöglichkeiten hydrothormaler Ressourcen werden hinsichtlich eines Kostenoptimums untersucht. Zur Gewährleistung einer möglichst realistischen tech-

nisch-wirtschaftlichen Bewertung werden exemplarisch zwei geologische Profile aus dem Nordostdeutschen Becken herangezogen und drei unterschiedliche Aufschlußprinzipien, zwei vertikale, eine vertikale und eine abgelenkte sowie zwei abgelenkte Bohrungen, bei den nicht vertikalen unter Berücksichtigung der jeweils möglichen Ablenkungswinkel, betrachtet. Es werden Investitionskosten von der Bohrplatzeinrichtung bis hin zur Übergabe der Bohrungen für die Produktion erfaßt und daraus Gesamtinvestitionen und die jährlichen kapitalgebundenen Kosten ermittelt.

Sensitiv jeweils für die Kosten sind die Verbindungsleitung zwischen den Bohrungen und der geothermischen Heizzentrale, die Bohrplatzeinrichtung, der Bohrungsabschluß sowie die insgesamt größeren Bohrlochlängen bei einem Aufschluß mit einer abgelenkten Bohrung. Im Ergebnis variieren die Unterschiede aller durchgerechneten Szenarien innerhalb 5 % der Gesamtinvestitionen. Die Entscheidung für eine der Varianten kann daher nach lokalen Erfordernissen, z. B. Grundstückszugang, getroffen werden.

6 Literatur

- Beier, B., Hagusta GmbH, 77871 Renchen, Richtpreisliste für Brunnenausbaumaterial, unveröffentlicht, Stand Januar 1996.
- Böhm, F., Peper Montage GmbH & Co KG, Richtpreisliste für Rohrverlegearbeiten, unveröffentlicht, Stand Juli 1996.
- Förster, S., Bohrtechnischer Aufschluß thermalwasserführender Schichten und Herrichtung des Bohrloches für die Förderung, in: Geothermie - Wärme aus der Erde, 1. Auflage, Karlsruhe; Verlag C.F. Müller, 1991.
- Hamann, H., mündliche Information, Star Fiberglass Systems BV, Holland, 0031/541 520 401
- Horn, H., mündliche Information, Ingenieur bei der Geothermie Neubrandenburg GmbH, Besprechung in Neubrandenburg, August 1996.
- Jäpel, G., mündliche Information, Untergrundspeicher und Geotechnologie, Systeme GmbH; 15749 Mittenwale/Mark, Besprechung Juli 1997.
- Kabus, F., Die obertägige Verfahrenstechnik geothermischer Heizzentralen, in: Geothermie - Wärme aus der Erde, 1. Auflage, Karlsruhe; Verlag C.F. Müller, 1991.
- Polte, M., mündliche Information, Ingenieur bei der Firma Bohr-Knecht GmbH, Telefonat August 1996.
- Ruhlandt, J., terrawat GmbH, 85570 Markt Schwaben, Kostenannahme Geothermiebohrung, unveröffentlicht.
- Siebertz, T., Technisch-wirtschaftliche Aufschlußalternativen hydrothermalen Ressourcen zur Wärmebereitstellung, Diplomarbeit (unveröffentlicht), Fachgebiete Entsorgungs- und Erdöltechnik, Institut für angewandte Geowissenschaften I, Technische Universität Berlin, 1996.
- Stoll, R.D., Auswertungen von Erfahrungen beim Bohren im Lockergestein bis etwa 700 m Tiefe, Bericht für die Rheinbraun AG; Aachen, 1991.
- Straubel, D., Technisch-wirtschaftliche Analyse einer hydrothermalen Nutzenergiebereitstellung, Diplomarbeit (unveröffentlicht), Fachgebiete Entsorgungs- und Erdöltechnik, Institut für angewandte Geowissenschaften I, Technische Universität Berlin, 1996.

Rechenmodell zur Analyse der Wärmegestehungskosten bei hydrothermaler Nutzung

Dirk Straubel, DMT; Heike Ehrlich und Ernst Huenges, Geoforschungszentrum Potsdam; Helmut Wolff, TU Berlin

1	Einleitung und Zielsetzung	68
2	Abnehmerstruktur	68
2.1	Bestehende Bausubstanz	68
2.2	Neubaugebiet	68
2.3	Industriebebauung	69
3	Rechenmodell „Geoheat“	69
4	Kostenanalyse einer geothermischen Heizzentrale	71
4.1	Ermittlung der Wärmegestehungskosten unter Berücksichtigung der Standortparameter	71
4.2	Wärmegestehungskosten einer 12 MW Anlage bei unterschiedlicher Systemkonfiguration	72
5	Darstellung und Diskussion der Ergebnisse	73
6	Schlußfolgerung und Ausblick	78
7	Zusammenfassung	78
8	Literatur	79

1 Einleitung und Zielsetzung

Die Bereitstellung hydrothermaler Erdwärme zu Heizzwecken zählt neben der Nutzung von Solarenergie sowie Wind- und Wasserkraft zu Projekten, die in Deutschland, gemessen an der Gesamtenergieerzeugung, einen verschwindend geringen Anteil besitzen aber dennoch in Zukunft von Bedeutung sein können. Dies gilt insbesondere auch im Kontext der zum Teil sehr positiven Erfahrungen mit den bereits existierenden Anlagen in Mecklenburg-Vorpommern (Neustadt-Glewe, Neubrandenburg, Waren) [Rockel et al., 1997; Seibt et al., 1997].

Die Durchführbarkeit des technischen Prozesses wird neben technischen Restriktionen durch wirtschaftliche Faktoren bestimmt, wie es in Hinblick auf eine mögliche Markteinführung kürzlich untersucht wurde [Ratzesberger et al., 1997].

Ziel dieser Analyse ist es, anhand eines Rechenmodells durch Variation der Systemkomponenten die Auswirkung auf die Wärmegestehungskosten geothermischer Heizzentralen auf Basis des Tabellenkalkulationsprogrammes EXCEL zu bestimmen.

2 Abnehmerstruktur

Die Abnehmerstrukturen bestimmen den zeitlichen Verlauf des Wärmebedarfs sowie die Temperaturniveaus innerhalb eines Heiznetzes [Schallenberg, 1997; Kayser (dieser Report)]. Um unterschiedliche Abnehmerstrukturen zu berücksichtigen wurden in den Berechnungen Szenarios mit den folgenden Siedlungsvarianten durchgeführt:

- Szenario 1: bestehende Bausubstanz
- Szenario 2: Neubaugebiet
- Szenario 3: Industriebebauung

Als weiterer charakteristischer Parameter ist zusätzlich die Heiznetzgröße variiert worden.

2.1 Bestehende Bausubstanz

Für die Analyse der Wärmegestehungskosten wird ein Heiznetz mit einer Vorlauftemperatur von 90 °C und einer Rücklauftemperatur von 70 °C vorgegeben. Handelt es sich dabei um modernisierte Heiznetze, die mit einer gleitenden, der Außentemperatur angepaßten Vorlauf-temperatur betrieben werden, kann die Vorlauftemperatur bei warmen Außentemperaturen auf 70 °C sinken, die minimale Rücklauftemperatur beträgt 50 °C [Kayser und Kaltschmitt, 1996].

2.2 Neubaugebiet

Die in einem Neubaugebiet entstehenden Gebäude können entsprechend den heutigen Standards und aufgrund der Vorschriften zur Wärmedämmung mit großflächigen Heizkörpern ausgestattet werden. Daraus resultieren niedrigere Temperaturparameter. Die für diese Szenario gewählte Vorlauftemperatur des Heiznetzes beträgt maximal 70 °C. Die minimale Vorlauftemperatur sollte in der warmen Jahreszeit wegen der Gefahr des Legionellenbefalls im Brauchwasser 65 °C nicht dauerhaft unterschreiten, da die Bakterien, die die Legionärskrankheit auslösen, bei Temperaturen über 65°C absterben [Recknagel, 1995]. Die maximale Rücklauftemperatur liegt bei 50 °C, die minimale Rücklauftemperatur bei 40 °C.

Das Rechenmodell (s. Abbildung 3-1) ist in die folgenden Bereiche gegliedert:

- Eingabeblatt
- Wirtschaftliche Vorgaben
- Systemkonfiguration
- Auswertungsblätter (Heiznetz, Wärmepumpe, Blockheizkraftwerk, Auswertung)
- Kostenberechnung (kapital-, verbrauchs-, betriebsgebunden)
- Kostenübersicht Wärmegestehungskosten

Im Eingabeblatt befindet sich zunächst eine Bilanzierung des Energie- und Leistungsbedarfs. Hier lassen sich die Dimensionen der eingesetzten Komponenten überblicken bzw. Zahlenwerte der benötigten Energiemengen (z.B. Stromaufnahme Tauchpumpe) oder erzeugten Wärmemengen (z.B. Wärme Blockheizkraftwerk) ablesen.

Im Programmteil „Wirtschaftliche Vorgaben“ sind recherchierte Zahlenwerte eingegeben. Diese können prinzipiell geändert werden, sind zwecks Vergleichbarkeit im Rahmen der hier dargestellten Ergebnisse jedoch konstant gehalten worden. Die Werte werden an verschiedenen Stellen des Modells aufgegriffen und zu Berechnungen herangezogen.

Die Anforderungen der Wärmeabnehmer und Vorgaben der Lagerstätte / Geothermie gehen dagegen ausschließlich in das Blatt „Systemkonfiguration“ ein und dienen der Auswahl der Systemkomponenten. Diese Vorgabeparameter werden variiert, um die resultierenden Auswirkungen auf die Wärmegestehungskosten darzustellen.

Die Tabellenblätter Heiznetz, Wärmepumpe, Blockheizkraftwerk sind Berechnungsgrundlage für die Anlagenkonfiguration. Ein Auswertungsblatt bilanziert die Wärmeleistung und den Stromverbrauch der entsprechenden Komponente über einen bestimmten Zeitabschnitt.

Als Berechnungsansatz der Wärmegestehungskosten wird die VDI Richtlinie 2067 zu Grunde gelegt, diese gilt für die Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen. Sie unterteilt die Kosten in kapitalgebundene, verbrauchsgebundene, betriebsgebundene und sonstige Kosten. Dementsprechend sind auch im Rechenmodell die Blätter zur Kostendarstellung benannt: „kapitalgebunden“, „verbrauchsgebunden“ und „betriebsgebunden“, die sonstigen Kosten werden auf letzterem mit erfaßt.

Die gewählte Berechnungsmethode basiert auf einer statischen Kostenvergleichsrechnung. Dabei bleibt unberücksichtigt, daß die Ausgaben zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen und daher einen anderen Zeitwert haben. Erlöse gehen nicht mit in die Berechnung ein. Eine besondere Variante der Kostenvergleichsrechnung ist hierbei die Ansetzung des Kapitaldienstes der Investitionen in annuitätischer Form. Das heißt, es werden die Investitionsausgaben (kapitalgebundene Kosten) mit dem Annuitätsfaktor (Kapitalwiedergewinnungsfaktor) für die technische Nutzungsdauer multipliziert. So erhält man die durchschnittlichen jährlichen (periodengleichen) Anschaffungsausgaben.

Die Erfassung der Investitionskosten für die einzelnen Systemkomponenten basiert auf Herstellerangaben bzw. auf Leistungen vergleichbarer Firmen. Angaben über Nutzungsdauer und Instandsetzungsfaktor sind der VDI Richtlinie 2067 oder Herstellerangaben entnommen. Bei allen Berechnungen wurde ein Zinssatz von 7% für Kapitaldienste angesetzt.

Die verbrauchsgebundenen Kosten einer geothermischen Heizzentrale ergeben sich aus den Aufwendungen für den Energieeinsatz einschließlich der Bereitstellung von Energie für den Eigenbedarf. Abhängig vom Einsatz der Systemkomponenten ergeben sich Brennstoff- und Energiekosten. Sowohl Arbeits- und Leistungspreise als auch die entsprechenden Energieaufnahmen der Komponenten werden aus dem Eingabeblatt zur Berechnung herangezogen.

Die betriebsgebundenen Kosten ergeben sich aus der Wartung und Instandhaltung der einzelnen Anlagenkomponenten. Ein wesentlicher Anteil der betriebsgebundenen Kosten wird durch die sonstigen Kosten verursacht. Hierzu gehören die Lohnkosten des Personals sowie die Kosten für die Versicherung der Anlage, die mit jährlich 2 % der Investitionskosten kalkuliert werden [VDI, 1991].

In einer Kostenübersicht werden alle jährlich anfallenden Kosten aufgeführt und auf die bereitgestellte Wärmemenge umgerechnet. Diese spezifischen Wärmegestehungskosten werden für weitere Betrachtungen, insbesondere für den Vergleich mit der konventionellen Wärmegewinnung, herangezogen.

4 Kostenanalyse einer geothermischen Heizzentrale

Die Verwendung und Dimensionierung der Systemkomponenten einer geothermischen Heizzentrale wird sowohl durch Vorgaben der Lagerstätte als auch durch Vorgaben der Abnehmerseite bestimmt. Abnehmerseitig kann die Leistung des Heiznetzes (z.B. zusätzliche Anschlüsse) oder die Temperatur im Fernwärmenetz (z. B. Modernisierung der Bausubstanz) variiert werden. Die Lagerstättenparameter eines Standortes gelten hingegen als unveränderlich. Unter Berücksichtigung der konkreten Lagerstättenparameter wird dann für die weiter oben definierten unterschiedliche Abnehmerszenarios die Anlagenkonfiguration ermittelt und die darauf basierenden Wärmegestehungskosten berechnet.

Zum sinnvollen Vergleich der Wärmegestehungskosten wird mit Hilfe des gleichen Rechenmodells ein erdgasbefeuertes konventionelles Heizwerk rechnerisch simuliert. Dazu erhalten nach entsprechender Parametereingabe alle geothermischen Einflußgrößen den Wert Null, so daß die Spitzenlastanlage die Funktion eines konventionellen Heizwerkes übernimmt und die benötigte Wärmemenge erzeugt.

Als Bilanz- bzw. Systemgrenze wird die Wärmelieferung aus dem Heizhaus in das Verteilungsnetz festgelegt. Alle Aufwendungen für die Verteilung der Wärme mit Hilfe eines Fernwärmenetzes werden nicht in den Wärmegestehungskosten berücksichtigt, da die Annahme gemacht wird, daß die Netzkosten bei konventioneller und geothermischer Netzbelieferung identisch sind. Somit können auch die berechneten Wärmegestehungskosten ohne Beachtung dieser Kosten einander gegenübergestellt werden. Der Vergleich mit einer Einzelhausbeheizung wurde nicht vorgenommen.

4.1 Ermittlung der Wärmegestehungskosten unter Berücksichtigung der Standortparameter

Die der Berechnung zugrunde liegenden Lagerstättenparameter, wie Abstand der Bohransatzpunkte, Speichermächtigkeit, Endteufe, Volumenstrom, Kopfdruck, Tiefe des dynamischen Wasserspiegels und stratigraphische Vorgaben sind entsprechend den Angaben in Siebertz et

al. (dieser Report, Pkt. 4.1.1 und 4.1.2) gewählt worden. Es wird hier deshalb die gleiche Bezeichnung für die Lagerstätten (Typ I und Typ II) gewählt.

4.2 Wärmegestehungskosten einer 12 MW Anlage bei unterschiedlicher Systemkonfiguration

Als Beispiel mit den durch die beiden vorgegebenen Lagerstättentypen bestimmtem geologischen Parametern wird ein 12 MW Heiznetz bei bestehender Bebauung (Szenario 1) diskutiert.

Die Versorgung einer älteren Bebauung setzt grundsätzlich hohe Heiznetztemperaturen voraus, die nicht von allen Wärmelagerstätten bereitgestellt werden kann. In diesen Fällen ist der Einsatz einer Wärmepumpe erforderlich. Eine hohe Thermalwassertemperatur der Lagerstätte ermöglicht hingegen, einen größeren Teil der Wärme mit Hilfe von Wärmeübertragern direkt dem Abnehmer zur Verfügung zu stellen, so daß u.U. auf den Einsatz einer Wärmepumpe verzichtet werden kann. Die Abbildungen 4-1 und 4-2 stellen die Wärmegestehungskosten verschiedener Systemkonfigurationen für die betrachteten Lagerstättentypen dar.

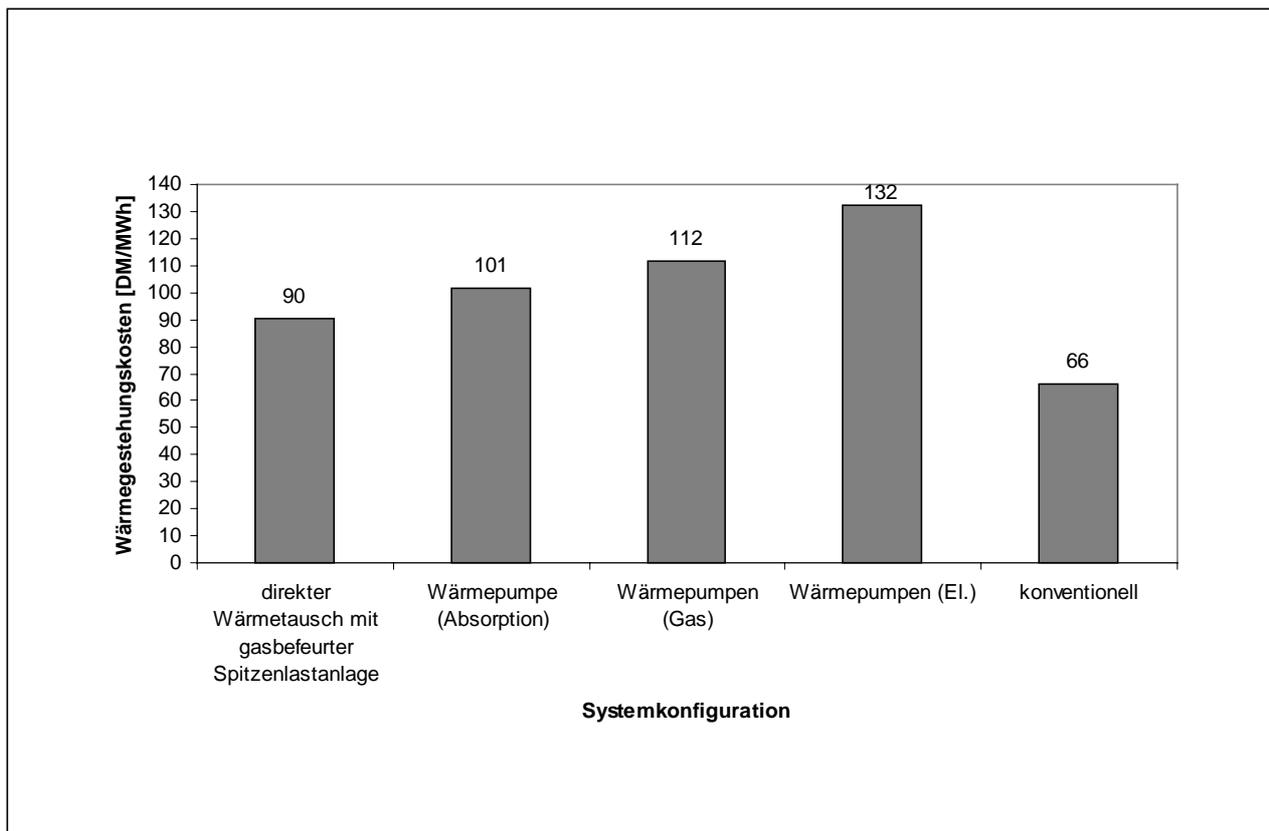


Abbildung 4-1: Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit von der Anlagenkonfiguration für ein 12 MW Heiznetz bei bestehender Bebauung und Lagerstätten Typ I.

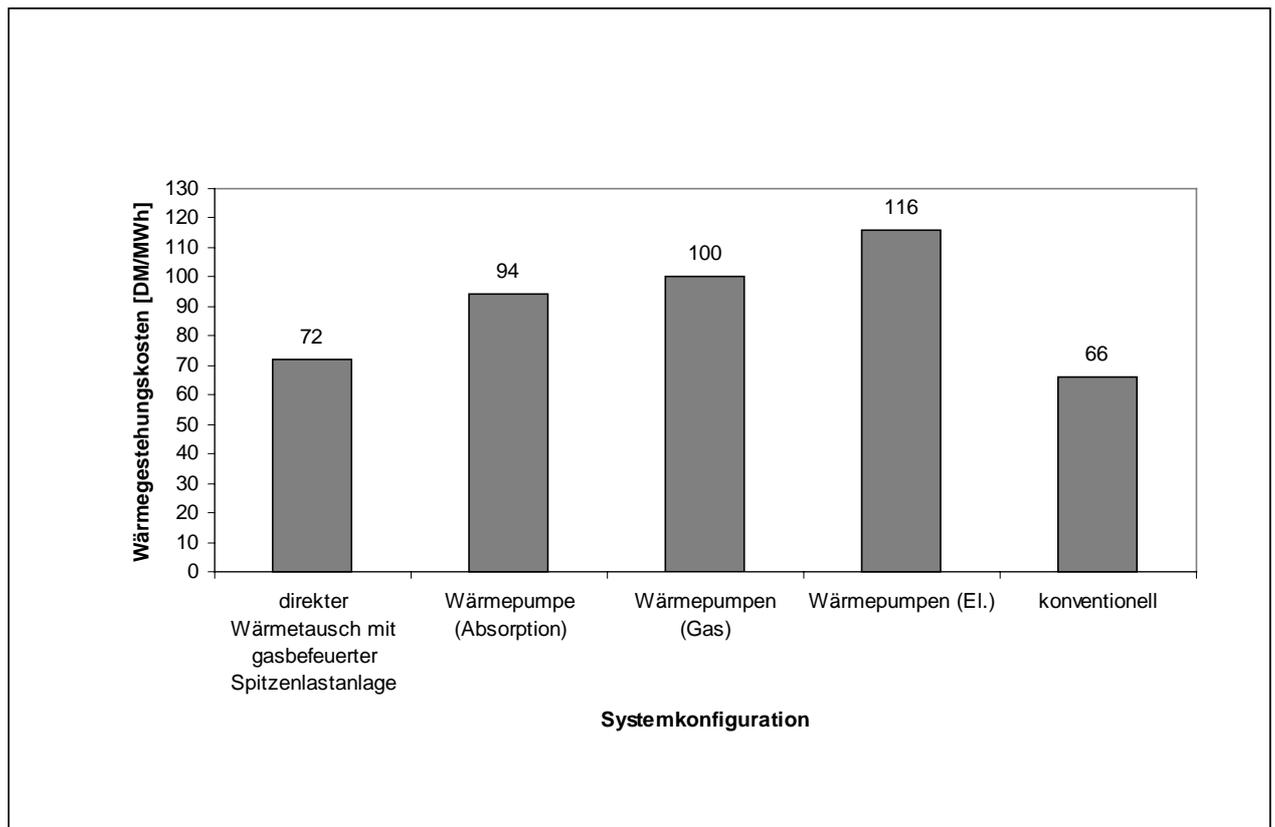


Abbildung 4-2: Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit von der Anlagenkonfiguration für ein 12 MW Heiznetz bei bestehender Bebauung und Lagerstätten Typ II.

Die Konfiguration direkte Wärmeübertragung mit gasbefuehrter Spitzenlastanlage verursacht demnach die geringsten Wärmegestehungskosten bei geothermischen Wärmeversorgungsanlagen. Im Anwendungsfall ist diese Anlagenkonfiguration am ehesten in der Lage, mit der konventionellen Wärmeversorgung zu konkurrieren, die den Vergleichsrechnungen zufolge im betrachteten 12 MW Heiznetz für 66,- DM/MWh bereitgestellt werden kann.

5 Darstellung und Diskussion der Ergebnisse

Die Wärmegestehungskosten einer geothermischen Nutzenergiebereitstellung sinken für zunehmende Heiznetzleistungen und abnehmende Heiznetztemperaturen (Abbildung 5-1). Eine wirtschaftliche geothermische Nutzung, die konkurrenzfähig zu konventioneller Wärmeerzeugung ist, erfordert deshalb eine hohe Thermalwassertemperatur bei einem großen realisierbaren Fördervolumenstrom.

Entsprechende Heiznetztemperaturen vorausgesetzt, ist eine auf einem Lagerstättentyp II basierende geothermische Anlage ab einer Größe von ca. 20 MW von den resultierenden Wärmegestehungskosten her günstiger als eine Anlage mit konventionelle Wärmeerzeugung. Bei schlechteren Lagerstättenvoraussetzungen (Typ I) kann die geothermische Energiebereitstellung jedoch auch bei dem größten untersuchten Heiznetz in keinem Szenario die Kosten konventioneller Wärmebereitstellung unterschreiten.

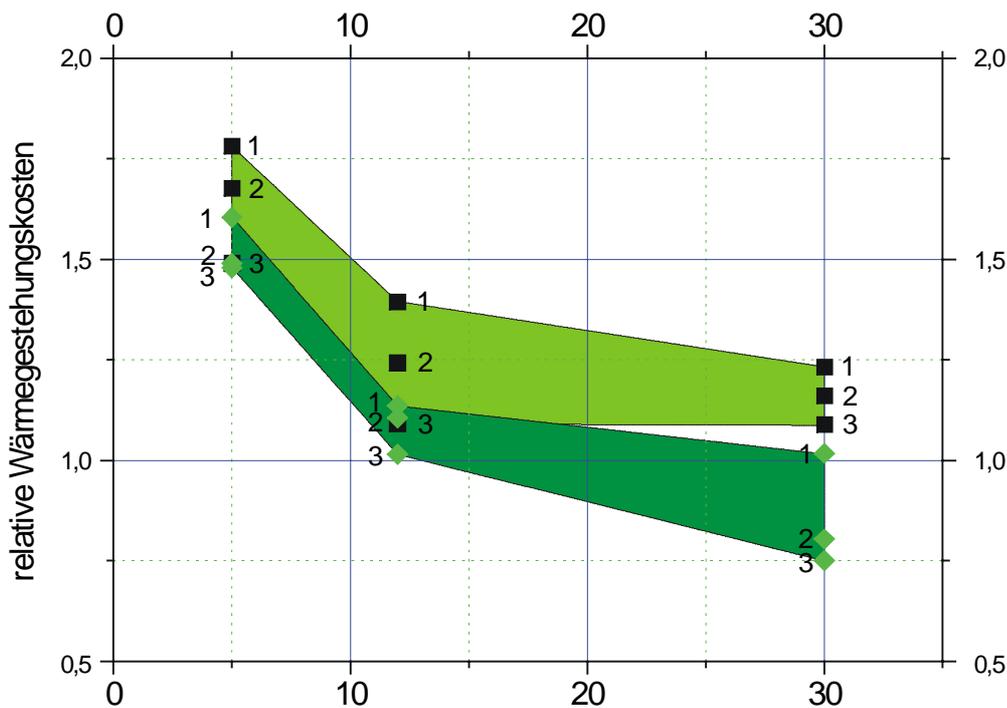
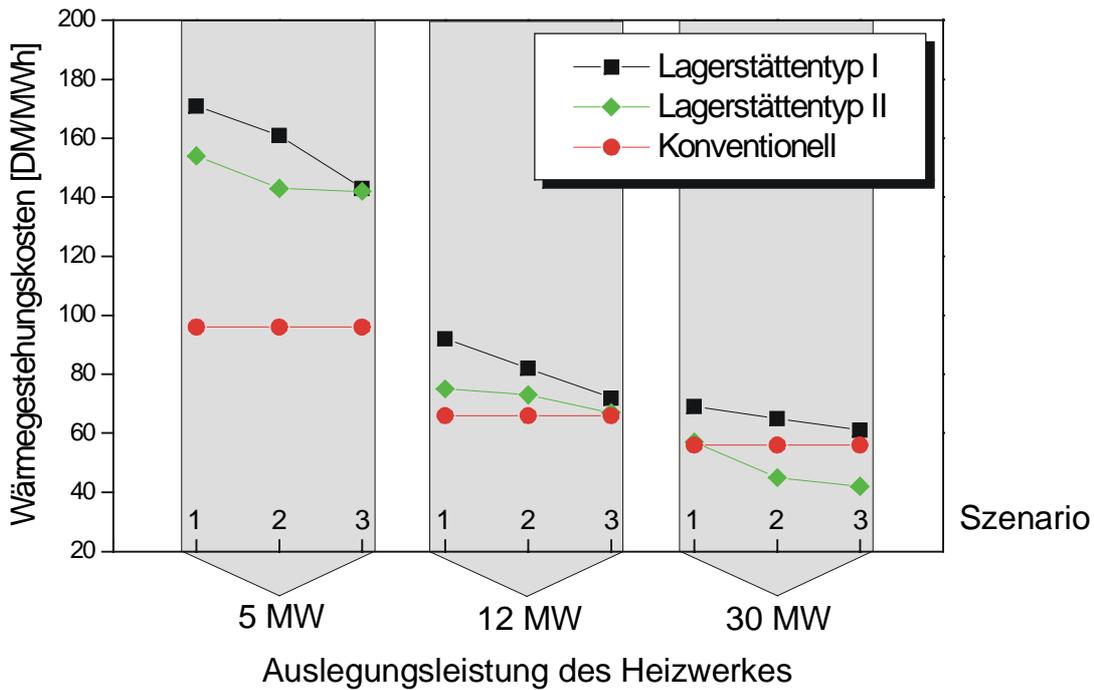


Abbildung 5-1: Vergleich geothermischer Wärmegestehungskosten mit denen konventioneller Wärmeerzeugung für die untersuchten Wärmelagerstätten und Heiznetzscenarios. Insbesondere in der Darstellung der auf die konventionellen Wärmegestehungskosten bezogenen relativen Wärmegestehungskosten (unterer Abbildungsteil) ist der Einfluß von Lagerstättentyp und Heiznetzgröße deutlich zu erkennen. Die berechneten Szenarios entsprechen den in Kapitel 2 definierten: 1: bestehende Bausubstanz, 2: Neubaugebiet, 3: Industriebebauung.

Wie aus der bisherigen Betrachtung hervorgeht, verhindern zu hohe Wärmegestehungskosten eine Integration der geothermischen Nutzenergiebereitstellung in bestehende Wärmeversorgungs-konzepte unter heutigen Rahmenbedingungen. Daraus ergibt sich die Frage, bei welchen Systemkomponenten oder Ausführungsvarianten Einsparungen möglich sind. Um diese Potentiale zu identifizieren, wird mit Hilfe des Rechenmodells „Geoheat“ anhand der Anlagen- und Lagerstättenparameter des Typs II eine Analyse der Kostenstruktur einer geothermischen Heizzentrale durchgeführt.



Abbildung 5-2: Kostenzusammensetzung für ein 12 MW Heiznetz bestehender Bebauung, geothermische Wärmebereitstellung, Lagerstättentyp II

Deutlich ist der hohe Anteil der kapitalgebundenen Kosten an den Wärmegestehungskosten und der geringe Anteil der verbrauchsgebundenen Kosten im Vergleich zur fossilen Wärmebereitstellung (Abb. 5-3).

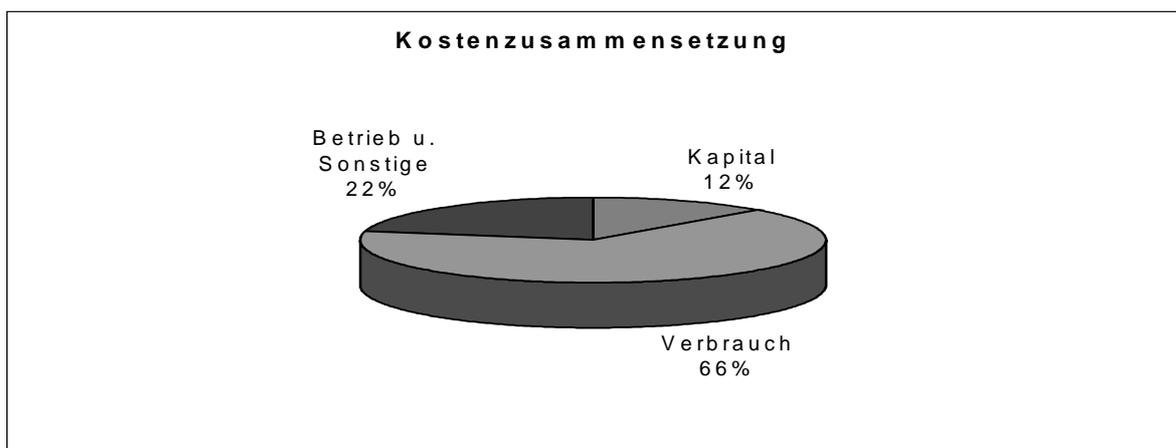


Abbildung 5-3: Kostenzusammensetzung für ein 12 MW Heiznetz bestehender Bebauung, konventionelle Wärmebereitstellung

Die Zusammensetzung der kapitalgebunden Kosten und deren Anteile an der Gesamtinvestition bei einer geothermischen Heizzentrale ist in Abbildung 5-4 dargestellt.

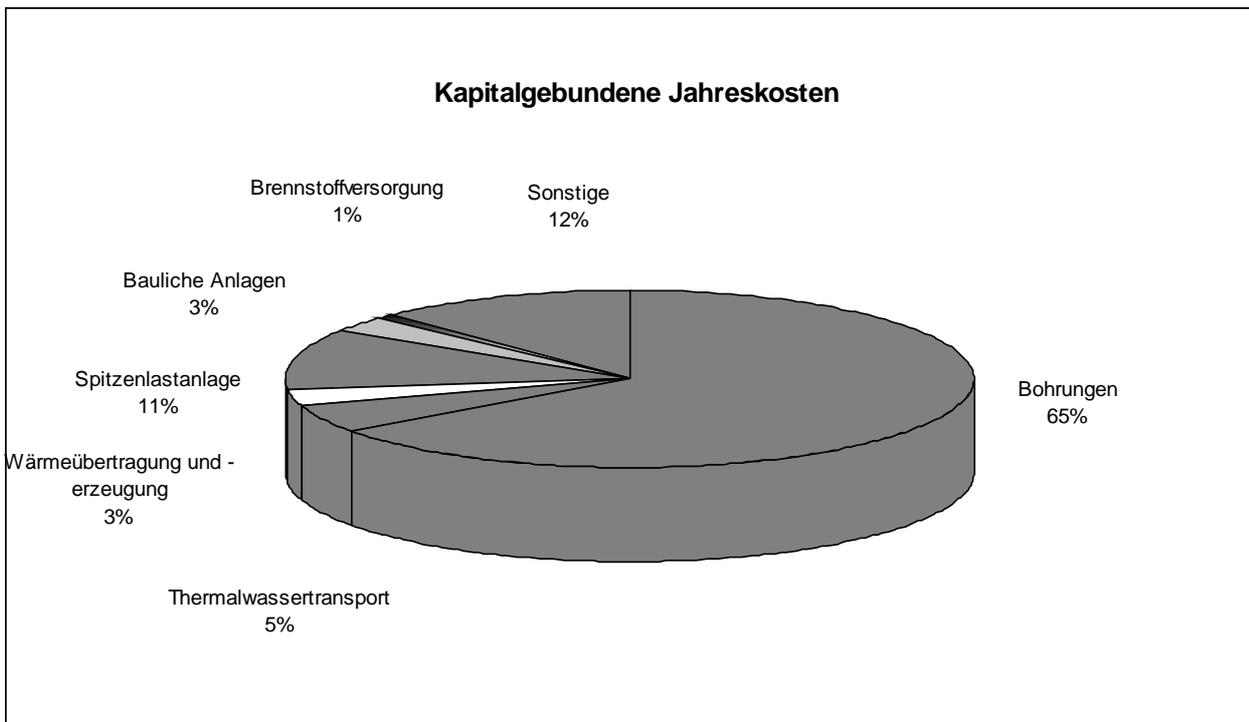


Abbildung 5-4: Zusammensetzung der kapitalgebunden Kosten einer geothermischen Heizzentrale

Ausgehend von den in Abb. 4-2 dargestellten Wärmegestehungskosten von 72,- DM/MWh für eine geothermische Heizzentrale mit direktem Wärmetausch und gasbefeuertem Spitzenlastanlage würden die nur durch die Bohrungen verursachten anteiligen Wärmegestehungskosten ca. 47,- DM/MWh betragen.

Die gegenüber den hohen kapitalgebunden Kosten niedrigen verbrauchsgebundenen Kosten geothermischer Heizzentralen beruhen darauf, daß sich die letztere hauptsächlich aus den Brennstoffkosten zusammensetzen, die aber bei einer GHZ sehr gering sind, da sie nur durch den Einsatz der Spitzenlastanlage bedingt sind. Bei der der Abb. 4.2 zugrundeliegenden Anlagenkonfiguration beträgt der Beitrag der verbrauchsgebundenen Kosten zu den Wärmegestehungskosten für eine geothermische Heizzentrale (direktem Wärmetausch und gasbefeuertem Spitzenlastanlage) 9,40 DM/MWh. Dem steht ein anteiliger Beitrag von 43,60 DM/MWh bei der konventionellen Anlage gegenüber.

Die Darstellung einzelner Veränderungen und deren Auswirkungen auf die Wärmegestehungskosten wird im nachfolgenden Spinnendiagramm verdeutlicht (Abbildung 5-5). Ausgangspunkt sind die technischen Parameter und die im Rechenmodell bestimmten Wärmegestehungskosten einer geothermischen Heizzentrale des Lagerstättentyps II.

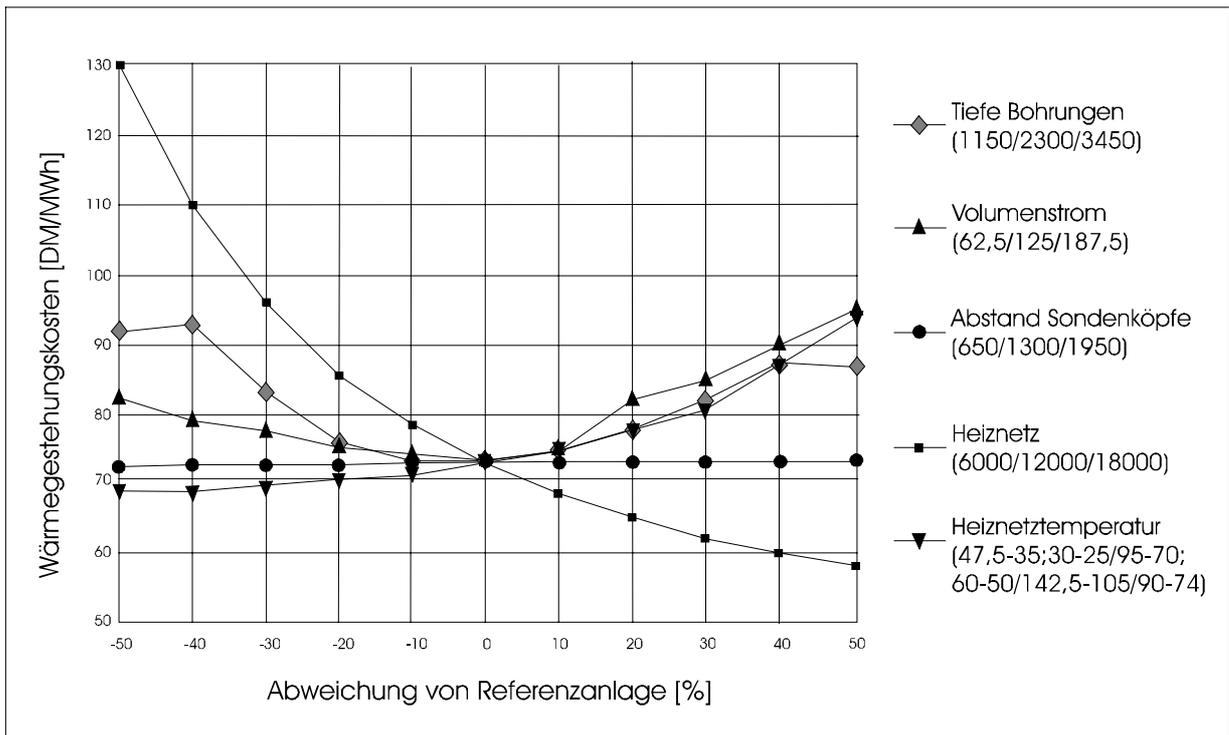


Abbildung 5-5: Änderung der Wärmegehungskosten bei Variation der Parameter für den Lagerstättentyp II. Die mittleren Werte der Legende geben die Basiswerte der Berechnungen wieder. Diese wurden in 10% Schritten im Bereich -50% (linker Wert der Legende) und $+50\%$ (rechter Wert) variiert.

Betrachtet man die Variationen bei Änderungen des Volumenstromes so wird deutlich, daß der Basiswert ($125 \text{ m}^3/\text{h}$) schon fast den optimalen Wert für diesen Parameter bei dieser Anlagenkonfiguration darstellt. Der Bereich, der keine wesentlichen Auswirkungen auf die Kosten hat und aufgrund seines Minimums ökonomisch am sinnvollsten erscheint, liegt im Bereich $+10\%$ bis -20% um diesen Basiswert. Generell setzen die geologischen Vorgaben des Speichers ohnehin Grenzen bezüglich der förderbaren Thermalwassermenge, so daß dem Anlagenbetreiber auch wenig technischer Spielraum bleibt.

Geht man von niedrigeren Vor- und Rücklauftemperaturen im Heiznetz aus, sinken die Wärmegehungskosten nur um rund 6% bei einer Variation des Basiswertes um -50% . Eine Variation um $+50\%$ zu einem höheren Temperaturniveau erhöht die Wärmegehungskosten hingegen um ca. 32% . Daraus folgt, daß niedrige Vor- und Rücklauftemperaturen im Heiznetz günstig sind, aber im betrachteten Fall nicht wesentlich zur Senkung der Wärmegehungskosten beitragen. Dies ist durch die hohe Fördertemperatur (95°C) bei gleichzeitig hohem Fördervolumen für die Basisvariante begründet, die es ermöglicht, auch hohe Heiznetztemperaturen im direkten Wärmetausch zu versorgen.

Sehr sensibel reagieren dagegen die Wärmegehungskosten auf Variationen der Heiznetzleistung. Je größer die abnehmerseitig geforderte Wärmeleistung ist, desto geringer sind die Kosten. Daher sind für die Installation geothermischer Anlagen immer große Heiznetze ($> 10 \text{ MW}$) ökonomisch sinnvoll. Dies wird auch am Beispiel eines 30 MW Heiznetzes in einer Industriebebauung entsprechend Abbildung 5-1 verdeutlicht, wo die Wärmegehungskosten

deutlich unter denen der konventionellen Vergleichsanlage liegen und somit durchaus konkurrenzfähig sind.

Das Kriterium der Bohrtiefe, welches den größten Teil der Investitionskosten – die Bohrkosten - (siehe Abbildung 5-4) beeinflusst, führt nach Abbildung 5-5 zu einer Erhöhung der Wärmegestehungskosten, egal ob die Tiefen geringer oder größer werden. Daß auch bei geringeren Bohrtiefen trotz geringerer Bohrkosten die Wärmegestehungskosten steigen, läßt sich durch die dann niedrigeren Temperaturen im Speicher erklären. Zur Deckung des Wärmebedarfs muß für diesen Fall die Spitzenlastanlage mehr Arbeit verrichten, damit steigt der Brennstoffbedarf und die verbrauchsgebundenen Kosten und somit auch die Wärmegestehungskosten.

Die Variation des Abstandes der Sondenköpfe hat keine Auswirkungen auf die Wärmegestehungskosten. Die betrachtete Änderung des Abstandes der Sondenköpfe entspricht Rohrlängen von 650 m bis 1.950 m. Daraus resultierten Änderungen in den Wärmegestehungskosten von ca. 1,50 DM/MWh.

6 Schlußfolgerung und Ausblick

Die Nutzung von heißen Thermalwässern zu Heizzwecken stellt eine Möglichkeit dar, konventionelle Verfahren der Wärmegewinnung zwar nicht zu verdrängen, sicherlich aber zu ergänzen und dadurch wertvolle Ressourcen zu schonen.

Eine Nutzung geothermischer Wärmelagerstätten, insbesondere bei Beachtung der Einsparungen durch geringere Umweltschäden, erscheint bereits heute sowohl aus ökologischer (Huenges et al., 1996) als auch ökonomischer Sicht sinnvoll. Dafür ist es jedoch erforderlich, geologisch günstige Standorte anhand einer Bewertung der Lagerstättenqualität zu identifizieren und systemtechnisch optimal zu nutzen. Dieses muß unter Einbeziehung der Abnehmeransprüche an die Heiznetzauslegung geschehen.

Die Zukunftschancen der Geothermie liegen nicht in der ausschließlichen Beheizung von Wohnräumen. Hierzu werden in absehbarer Zeit die Vorlauftemperaturen der Heiznetze zu hoch und die Rohstoffpreise für fossile Energieträger zu niedrig sein. Die Vorteile der Geothermie liegen auch heute schon im Bereich Niedrigtemperatur/Prozeßwärme bei großem Wärmebedarf. Abnehmer hierfür könnten beispielsweise die Chemische Industrie, Lederwerke oder Schwimmbäder sein.

In bestimmten Gebieten mit intensivem Fremdenverkehr, wie z. B. Kurbäder, kann eine geothermische Heizzentrale zu einem in dieser Arbeit nicht erfaßten Gewinn an Attraktivität beitragen. Dieses gilt insbesondere dann, wenn eine balneologische Nutzung des Thermalwassers angestrebt wird.

7 Zusammenfassung

In der vorliegenden technisch-wirtschaftlichen Analyse werden die in einer geothermischen Heizzentrale verbauten Systemkomponenten erfaßt. Die verwendeten Daten und aufgezeigten Abhängigkeiten sind bei Herstellern der entsprechenden Komponenten recherchiert worden. Sie bilden die Berechnungsbasis für das Rechenmodell „Geoheat“. Mit dem Ergebnis werden für drei verschieden große Heiznetze und drei unterschiedliche Abnehmerstrukturen aufgrund

vorgegebener Lagerstättenparameter Wärmegestehungskosten ermittelt. Durch einen Vergleich der Wärmegestehungskosten können Aussagen bezüglich der Konkurrenzfähigkeit zur konventionellen Wärmeerzeugung abgeleitet werden.

Außerdem wird in einer Sensitivitätsanalyse der Wärmegestehungskosten die Bandbreite möglicher Veränderungen technischer und geologischer Parameter dargestellt. Damit können Aussagen über den ökonomischen Handlungsspielraum bei der Anlagenauslegung gemacht werden.

Es wird festgestellt, daß die geothermische Nutzenergiebereitstellung unter den heutigen Rahmenbedingungen in den meisten Fällen nicht mit konventioneller Wärmeerzeugung konkurrieren kann. Niedrige Heiznetztemperaturen und große Heiznetze lassen die geothermischen Wärmegestehungskosten jedoch soweit sinken, so daß zumindest unter theoretischen Bedingungen die geothermische Wärme günstiger produziert werden kann als konventionelle.

8 Literatur

- Kayser, M. und M. Kaltschmitt, Ganzheitliche Energie- und Emissionsbilanzen einer hydrothermalen Wärmebereitstellung, In: Geothermie Report 96-1, Hydrogeothermale Anlagen: Systemvergleich und Emissionsbilanz, GeoForschungsZentrum Potsdam, Potsdam, Juni 1996.
- Ratzesberger R., M. Kaltschmitt und E. Huenges, Geothermie vor der Breitenanwendung, Brennstoff Wärme Kraft, Springer Verlag, in Druck, 1997.
- Recknagel et al., Taschenbuch für Heizung- und Klimatechnik. Verlag Oldenbourg, München, S. 8, 1995.
- Rockel, W., P. Hoth und P. Seibt, Charakteristik und Aufschluß hydrothermaler Speicher, Die Geowissenschaften, 1997.
- Schallenberg, K., pers. Mitteilung 1997.
- Seibt, A., F. Kabus und T. Kellner, Der Thermalwasserkreislauf bei der Erdwärmennutzung, Die Geowissenschaften, 1997.
- Siebertz, T., Technisch-wirtschaftliche Aufschlußalternativen hydrothermaler Ressourcen zur Wärmebereitstellung, Diplomarbeit (unveröffentlicht), Fachgebiete Entsorgungs- und Erdöltechnik, Institut für angewandte Geowissenschaften I, Technische Universität Berlin, 1996.
- Straubel, D., Technisch-wirtschaftliche Analyse einer hydrothermalen Nutzenergiebereitstellung, Diplomarbeit (unveröffentlicht), Fachgebiete Entsorgungs- und Erdöltechnik, Institut für angewandte Geowissenschaften I, Technische Universität Berlin, 1996.
- VDI Richtlinie 2067 Blatt 1, Tabelle 5; VDI Verlag GmbH, Düsseldorf, 1991.

Einfluß der Netztemperaturen in den Abnehmersystemen auf den Wärmegestehungspreis

Kuno Schallenberg, GeoForschungsZentrum Potsdam

Abstract.....	82
Kurzfassung.....	82
1 Einleitung.....	82
2 Grundlage zur Beschreibung einer Abnehmerstruktur.....	84
Geordnete Jahresganglinie	84
Heiznetztemperaturen	85
Ergebnisse der rechnerischen Bestimmung von Ganglinien	87
3 Kostenrechnung	89
4 Variationen im Abnehmernetz	91
5 Zusammenfassung.....	94
6 Literatur.....	95

Abstract

In the study, variations of the temperature conditions in district heating systems were considered while the geologic conditions are maintained.

It is shown that the specific costs calculated for the distributed heat are sensitive to the amount of heat extracted from the Earth's interior. Therefore, it was necessary to make assumptions for the duration curve of the consumer system. An exponential duration curve was verified by comparison with data from an existing district heating system. The calculated specific heat costs for different network layouts are transformed finally into an equivalent investment potential. The results clearly indicate the possibilities for an optimization of the system when investments into the heating network would be made.

Kurzfassung

Nachhaltige Einflüsse auf die Wirtschaftlichkeit von Geothermieanlagen ergeben sich aus der Betriebsweise der Abnehmerstruktur. Die dargestellten Untersuchungen zielen deshalb zunächst auf die Variation der Temperaturparameter des Netzes und deren Einfluß auf die Wärmegestehungskosten ab. Bei diesem Ansatz werden die geologischen Eingangsgrößen konstant gehalten.

Grundlage der statischen Kostenrechnung in Anlehnung an VDI 2067 ist eine Kostenzusammenstellung der Einzelkomponenten einer geothermischen Heizzentrale. Um den geothermischen Beitrag zur Wärmeversorgung möglichst genau zu beschreiben, ist die Kenntnis von geordneten Jahresganglinien der Abnehmersysteme erforderlich. Zur mathematischen Beschreibung dient eine Exponentialfunktion, deren Aussagefähigkeit durch Vergleich mit Daten existierender Heiznetze verifiziert wird. Die berechneten Differenzen der Wärmekosten lassen sich für vorgegebene Lebensdauern in ein äquivalentes Investitionspotential umrechnen. Dieses Potential ist von beachtlichem Umfang und bildet den Maßstab für die Wirtschaftlichkeit der Veränderungen, die in den Abnehmernetzen zum Erreichen der Temperaturparameter erforderlich sind.

1 Einleitung

Wärmebereitstellungskosten bilden die Grundlage für die Entscheidung für oder gegen den Einsatz einer bestimmten Technologie. Dies gilt um so mehr, wenn durch diese Kosten eine große Anzahl von Konsumenten belastet wird, also z. B. im Falle einer Fernwärmeversorgung.

Zur Bestimmung dieser Kosten werden verschiedene Verfahren angewendet. Eines ist allen gemeinsam: Die Kennzahl „spezifische Wärmegestehungskosten“ wird als Bezugswert je Menge des gelieferten Produktes (Wärme) bestimmt und zum Vergleich herangezogen.

Geeignete Verfahren zur Kostenrechnung basieren auf dem Vergleich der Gesamtkosten. Diese Gesamtkosten setzen sich aus den Kosten für die Investitionen, dem Energieverbrauch, der Wartung und dem Unterhalt zusammen [Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Jugend, Familie und Gesundheit, 1995]. Ebenfalls Einfluß nimmt die Nutzungsdauer und der Kapitalzinssatz; gelegentlich wird auch ein Szenarium für die Energiepreisentwicklung vorausgesetzt.

Die Kostenbestimmung erfolgt in diesem Beitrag in Anlehnung an eine Richtlinie des Vereins Deutscher Ingenieure [VDI 2067, 1983] nach der statisch annuitätischen Methode.

Die Richtlinie teilt die anfallenden Kosten in Kostenblöcke auf. Dadurch kann eine Zuordnung der Kostenanteile zu ihren Quellen erfolgen. Es wird zwischen kapitalgebundenen, betriebsgebundenen, verbrauchsgebundenen und sonstigen Kosten unterschieden.

Die Richtlinie VDI 2067 geht davon aus, daß ein System oder eine Komponente im Laufe ihrer technischen Lebensdauer beschrieben sein muß. Daher wird jedem Anlagenbauteil eine durchschnittliche Lebensdauer zugeordnet und unter Berücksichtigung der gültigen Zinssätze für die Kapitalverzinsung die anfallenden Kosten bestimmt und gleichmäßig auf die Lebensdauer verteilt. Diese Kosten dienen also der Abzahlung der Investition während der Lebensdauer. Außerdem werden die Aufwendungen, welche im Zusammenhang mit Instandsetzungsmaßnahmen zu erwarten sind, hier erfaßt. Kosten aus dieser Quelle heißen **kapitalgebundene Kosten**.

Betriebsgebundene Kosten werden auf Basis der Empfehlungen der VDI 2067, von Herstellerangaben und von eigenen Einschätzungen zusammengestellt. Sie repräsentieren diejenigen Kosten, welche aufgrund des Betriebes, ohne Beachtung der Betriebszeit, anfallen. Hierzu zählen z. B. alle Rücklagen für Abgasmessungen und Schornsteinreinigung, -wartungen und -reinigung.

Verbrauchsgebundene Kosten entstehen durch die verbrauchten Betriebsstoffe und Energiemengen. Es sind neben den Kosten für den Heizenergiebezug auch alle Hilfsenergien, für z. B. Pumpen- und Gebläseantrieb, zu berücksichtigen. Gerade beim Betrieb geothermischer Versorgungsanlagen entstehen erhöhte Aufwendungen für Elektroenergie, da das Thermalwasser unter Einsatz elektrisch getriebener Pumpen über Tage gefördert wird.

Sonstige Kosten sind beispielsweise Kosten für die Versicherung der Anlage, aber auch der finanzielle Aufwand für die Bezahlung des Betriebs-, Abrechnungs- und Verwaltungspersonals.

Die jährlichen Gesamtkosten werden durch Summieren der einzelnen Kostenblöcke bestimmt. Sollen zum Vergleich unterschiedlicher Systeme spezifische Kosten ausgewiesen werden, so müssen die jährlichen Kosten auf die jährlich bereitgestellte Wärmemenge umgelegt werden.

Verbesserte wirtschaftliche Konditionen für aus hydrogeothermalen Nutzungsanlagen bereitgestellter Wärme werden erreicht, wenn jeder der vier Kostenblöcke minimiert wird. Insbesondere der Kostenblock *verbrauchsgebundene Kosten* ist im hohen Maße von den Betriebsparametern des Abnehmersystems beeinflusst.

Derzeit werden Geothermieanlagen meist für bestehende Abnehmersysteme konzipiert. Daher findet im Bereich der Betriebsparameter des Abnehmernetzes oft keine Variantenbetrachtung statt. Die Auswirkung veränderter Abnehmerbedingungen auf den Wärmepreis werden in diesem Artikel beleuchtet. Der finanzielle Erfolg wird über eine Laufzeit von 20 Jahren hochgerechnet und als möglicher Investitionsbetrag zur Veränderung des Heiznetzes ausgewiesen.

2 Grundlage zur Beschreibung einer Abnehmerstruktur

Geordnete Jahresganglinie

Um unterschiedliche Betriebsparameter eines Abnehmernetzes geothermischer Nutzungsanlagen einer Kostenrechnung zu unterziehen, ist die Kenntnis der geordneten Jahresganglinie des Abnehmernetzes, also des Wärmebedarfes zu jeder Zeit des Jahres geordnet nach seiner Größe, erforderlich.

Hierzu kann auf Meßdaten aus bestehenden Netzen zurückgegriffen werden. Diese sind nicht immer in der erforderlichen Qualität verfügbar.

Ein geeigneter mathematischer Ansatz zur Berechnung der Jahresganglinie garantiert die Übertragbarkeit auf Netze mit anderen Leistungsparametern unter Beibehaltung der ursprünglichen Struktur. Hierzu wird der Ansatz von Sochinsky [Zschernig, 1994] gewählt.

Dieser Ansatz beschreibt eine exponentielle Abhängigkeit der vom Abnehmer geforderten Wärmeleistung von der Zeit:

$$\dot{Q}(t) = \left(1 - (1 - \alpha_0) * \left(\frac{t}{t_B} \right)^{\frac{\alpha_m - \alpha_0}{1 - \alpha_0}} \right) * \dot{Q}_{\max} \quad (1)$$

mit $\dot{Q}(t)$ Wärmeleistung zur Zeit t

\dot{Q}_{\max} maximale Heizleistung (Vorgabe)

$\alpha_0 = \frac{\dot{Q}_{\min}}{\dot{Q}_{\max}}$; \dot{Q}_{\min} minimal geforderte Leistung

$\alpha_m = \frac{\dot{Q}_m}{\dot{Q}_{\max}} = \frac{t_V}{t_B}$ \dot{Q}_m mittlere geforderte Leistung

t_V jährliche Vollaststundenzahl

t_B jährliche Betriebsstundenzahl

Das Auftragen dieser Funktion $\dot{Q}(t)$ liefert die geordnete Jahresganglinie. Die jährlich vom Abnehmer geforderte Wärmemenge Q ergibt sich dann aus der Integration:

$$Q = \int_0^{t_B} \left(1 - (1 - \alpha_0) * \left(\frac{t}{t_B} \right)^{\frac{\alpha_m - \alpha_0}{1 - \alpha_0}} \right) * \dot{Q}_{\max} dt \quad (2)$$

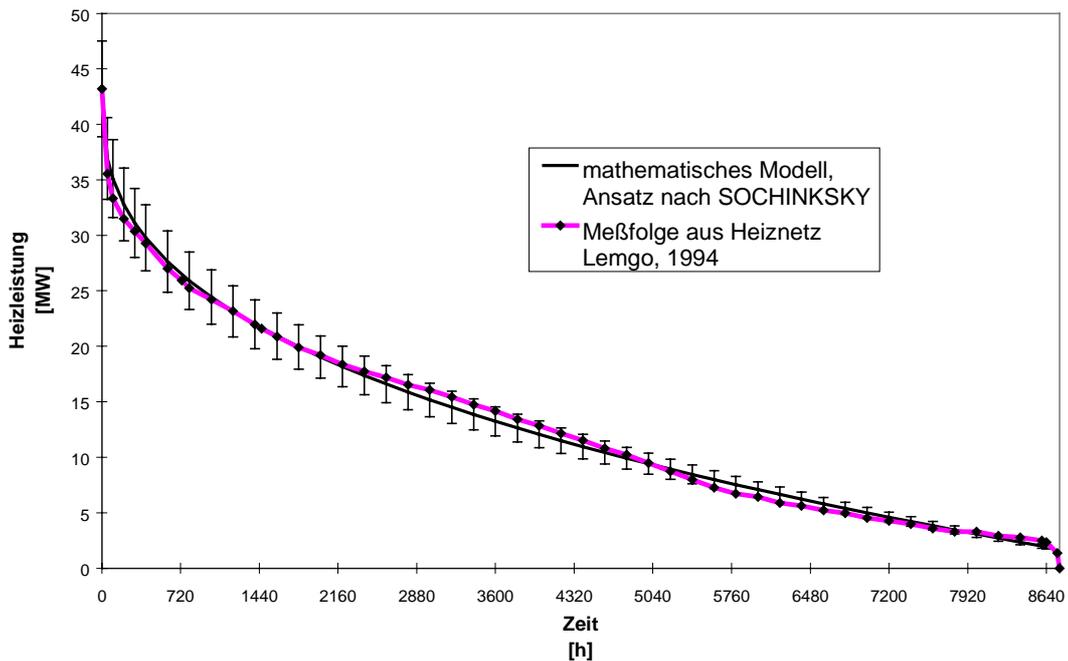


Abbildung 2-1: Ein Vergleich der Meßwerte aus dem Heiznetz in Lemgo und den Ergebnissen des mathematischen Modells zeigt gute Übereinstimmung: alle Meßwerte weichen weniger als 10 % von den berechneten Werten ab. Deshalb kann für vergleichende Studien das mathematische Modell herangezogen werden.

Zum Nachweis der Eignung des zitierten Ansatzes wurden die Meßdaten von einem in Betrieb befindlichen Heiznetz dem Ergebnis der Simulation dieses Netzes gegenübergestellt. In Abbildung 2-1 ist die kakulierte Bedarfslinie mit einem Fehlerbalken versehen, dessen Länge eine Abweichung von 10% vom Rechenwert angibt. Der Vergleich zwischen dem mathematischen Modell und den Meßwerten liefert gute Übereinstimmungen. Daher wird der Ansatz nach Sochinsky als ausreichend genau für die weiteren Berechnungen angesehen.

Heiznetztemperaturen

Weitere wichtige Parameter des Heiznetzes sind die Vor- und Rücklauftemperaturen. Zur Beschreibung der Funktion $\vartheta(t)$ wird ein Zusammenhang gewählt, der die Abhängigkeit von der geforderten Leistung widerspiegelt. Zur Zeit maximaler Wärmeforderung ist auch die maximale Temperatur im Vorlauf und im Rücklauf des Netzes zur erwarten. Die Temperaturen sinken, bis eine untere Grenze erreicht ist. Diese untere Grenze $Q_{\vartheta,\min}$ muß vorgegeben werden.

$$\vartheta(t) = \vartheta_{\max} - \frac{\vartheta_{\max} - \vartheta_{\min}}{Q_{\max} - Q_{\vartheta,\min}} * (\dot{Q}_{\max} - \dot{Q}(t)) \quad (3)$$

mit ϑ_{\max} maximale Temperatur in Vor- und Rücklauf
 ϑ_{\min} minimale Temperatur in Vor- und Rücklauf
 $Q_{\vartheta,\min}$ geforderte Wärmeleistung bei minimaler Temperatur.

Zur Berechnung der Wärmegestehungskosten von Wärmeversorgungssystemen, die ausschließlich durch konventionelle Kesselanlagen betrieben werden, reicht die Kenntnis der Ganglinie aus. Wenn jedoch mehrere Versorgungssysteme mit unterschiedlicher Aufteilung ihrer Kosten auf die vier zitierten Kostenblöcke an der Wärmebereitstellung beteiligt sind, muß bekannt sein, welche Wärmemenge von welchem Versorger bereitgestellt wird. Die jeweilige Wärmemenge kann bestimmt werden, wenn eine Aufteilung der geordneten Jahresganglinie unter Berücksichtigung der technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten eines Erzeugersystems erfolgt. Hierzu ist die Kenntnis der Wärmeleistung des Teilsystems erforderlich.

Die Leistung stellt sich insbesondere bei Geothermieanlagen in starker Abhängigkeit von der Temperatur des Mediums, an welches die Erdwärme übertragen werden soll, ein. Zur Berechnung der geothermischen Leistung wird das Produkt aus Massenstrom und Wärmekapazität des Thermalwassers und der Temperaturdifferenz des Thermalwassers über den Wärmetauscher gebildet:

$$\dot{Q}_{\text{geo}} = \dot{m}_{\text{TW}} * c_{\text{p,TW}} * (\vartheta_{\text{TW,e}} - \vartheta_{\text{TW,i}}) \quad (4)$$

Die Austrittstemperatur ergibt sich aus:

$$\vartheta_{\text{TW,i}} = \vartheta_{\text{ret}} + \Delta\vartheta_{\text{WT}} \quad (5)$$

mit:	\dot{Q}_{geo}	Wärmeleistung des Thermalwasserkreises
	\dot{m}_{TW}	Massenstrom Thermalwasser
	$c_{\text{p,TW}}$	spezifische Wärmekapazität des Thermalwassers
	$\vartheta_{\text{TW,e}}$	Temperatur des geförderten Thermalwassers
	$\vartheta_{\text{TW,i}}$	Temperatur des injizierten Thermalwassers
	$\Delta\vartheta_{\text{WT}}$	Temperaturdifferenz über die Tauscherplatte (Grädigkeit des Wärmetauschers)

Die Temperatur des geförderten Thermalwassers wird als konstant angesehen. Die Austrittstemperatur aus dem Wärmetauscher hängt von der sekundärseitigen Eintrittstemperatur und den thermischen Konstruktionsparametern des Wärmetauschers (Grädigkeit) ab. Die Eintrittstemperatur entspricht der Rücklauftemperatur des Heiznetzes. Die Grädigkeit kann für Plattenwärmetauscher, die bei geothermischen Versorgungsanlagen eingesetzt sind, mit 1-3 Kelvin angesetzt werden [Kabus, 1991; Bachmann, 1995]. Demnach stellt sich bei niedriger Rücklauftemperatur eine hohe übertragene Leistung ein. Steigt sekundärseitig die Temperatur an, so sinkt die geothermische Leistung.

Auf der Grundlage dieser Überlegungen und dem durch die Jahresganglinie vorgegebenen Wärmebedarf erfolgt eine Leistungsbestimmung für jede Komponente der Versorgungsanlage. Hier können zusätzlich zu den beiden Versorgern „Geothermie“ und „konventioneller Kessel“ weitere Komponenten kalkuliert werden, wenn die Ganglinien dieser Versorger bekannt sind.

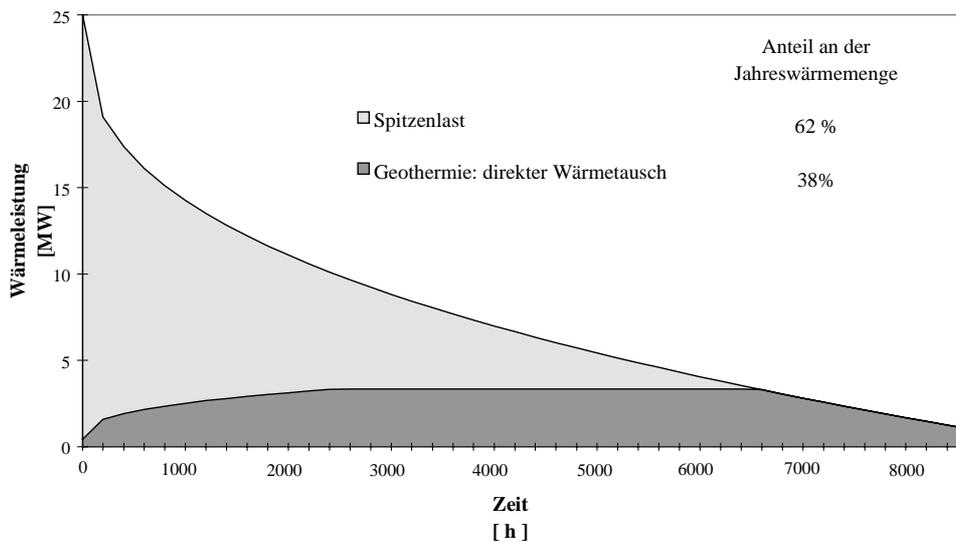
Ergebnisse der rechnerischen Bestimmung von Ganglinien

Abbildung 2-2 zeigt die Aufteilung der Fläche unter der Ganglinie für zwei Abnehmersysteme mit unterschiedlichen Temperaturparametern.

Die Ganglinie der geothermischen Leistung steigt zunächst an. Die Ursache hierfür ist, daß die Leistung den Gleichungen 4 und 5 folgend eine Funktion der Heiznetzrücklauftemperatur ist, die in der Nähe der Ordinate stark abnimmt.

Ab einem bestimmten Zeitpunkt zeigt die Ganglinie der geothermischen Anlagenkomponente, daß die Versorgung des Heiznetzes allein durch geothermische Energie gedeckt werden kann. Dies gilt jedoch nur für den Fall, daß die Temperatur des Thermalwassers mindestens um die Grädigkeit des Wärmetauschers größer ist als diejenige des Heiznetzvorlaufes.

Versorgung eines Heiznetzes mit Vor-/Rücklauftemperatur: 90/70



Versorgung eines Heiznetzes mit Vor-/Rücklauftemperatur: 110/35

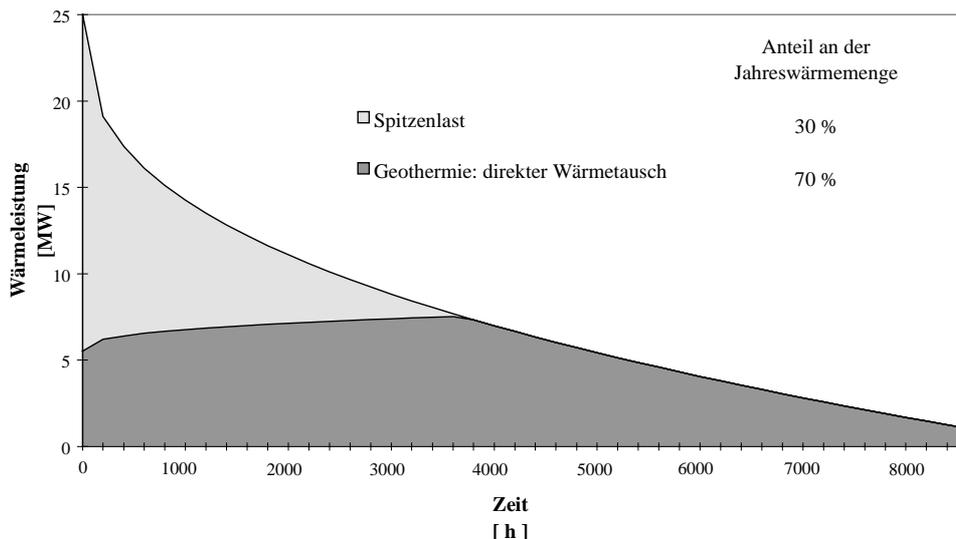


Abbildung 2-2: Gegenüberstellung der Kennlinien für zwei unterschiedliche Heiznetzauslegungen. Deutlich ist der höhere geothermische Deckungsgrad bei der 110/35 Variante zu erkennen.

Gemeinsame Anlagenparameter der beiden Diagramme sind die Sondenkopftemperatur (75 °C) und der Volumenstrom des Thermalwassers (125 m³/h) sowie die Jahresganglinie des Wärmebedarfes ($\dot{Q}_{\max} = 25 \text{ MW}$, $\dot{Q}_{\min} = 0,875 \text{ MW}$, $Q = 65.000 \text{ MWh}$). Unterschiedlich sind die Temperaturparameter der Abnehmernetze. Während im oberen Falle eine gleitende Vorlauftemperatur von 90 °C bei maximaler Heizleistung und 70 °C bei 50 % dieser Leistung und eine Rücklauftemperatur von 70 °C bis 50 °C bei 40 % kalkuliert ist, sind im unteren Falle die Vorlaufparameter mit 110 °C bis 70 °C bei 33 % der maximalen Leistung und die Rücklaufparameter von 35 °C bis 20 °C bei 25 % angesetzt.

3 Kostenrechnung

Die Wärmegestehungskosten werden für ein konventionell versorgtes Netz und für ein Netz, welches mit einer Geothermieanlage und konventioneller Spitzenlastabdeckung beliefert wird, berechnet.

Die Berechnung der jährlichen Kosten für die Wärmebereitstellung erfolgt, indem die vier Posten der VDI 2067 (kapitalgebundene, betriebsgebundene, verbrauchsgebundene und sonstige Kosten) berechnet und aufaddiert werden.

Die Zusammenstellung der Geothermieanlage wird hierbei nicht verändert.

Es sind konstante geologische Randbedingungen vorausgesetzt:

Hier findet die Vorgabe einer Sondenkopftemperatur von 75 °C bei einem Fördervolumenstrom von 125 m³/h Eingang. Zum Erreichen der Temperatur wird der Aufschluß eines Aquifers in einer Tiefe von 2100 Metern vorausgesetzt. Dieser Wert läßt sich auf der Basis eines geothermischen Gradienten von 30 Kelvin je Kilometer bestimmen, wenn man von einer Temperatur von 10 C° an der Oberfläche ausgeht.

In Rummel (1993) ist der Temperaturanstieg mit der Tiefe als Ableitung aus Temperaturmessungen in Tiefbohrungen in Deutschland wiedergegeben. Hier ist für die alten Bundesländer in 2000 Metern Tiefe ein Wert von 76,8 °C angegeben, in den neuen Ländern von ca. 74 °C. Somit kann die gewählte Vorgabe als realistisch eingestuft werden.

Die kapitalgebundenen Kosten leiten sich aus den Investitionen ab. Beträge für die Investitionen entstammen im wesentlichen Bachmann (1995), Kennziffern (1992), Katalogen von Herstellern einzelner Komponenten und einigen nicht veröffentlichten Studien der *Geothermie Neubrandenburg GmbH*. Die Investitionskosten für die Bereitstellung zweier funktionsfähiger Bohrungen betragen etwa 60 % der Investition für die gesamte Anlage. Daher ist diese Kostenermittlung exemplarisch wiedergegeben.

Für die Erschließung eines Aquifers in einer Tiefe von 2100 Metern werden die erforderlichen Investitionen im Bereich Bohrungserstellung und -ausbau für ein Doublettensystem kalkuliert: Hierzu ist in Schulz (1993) eine Gleichung angegeben, die den Zusammenhang zwischen Bohrtiefe und Kosten beschreibt. Der Geltungsbereich ist nicht eingeschränkt.

$$BK = f_1 * z * e^{(f_2 * z)} \quad (6)$$

mit BK	Bohrkosten in DM
f ₁	Skalierungskoeffizient (f ₁ = 2.000 DM/m)
f ₂	Skalierungskoeffizient (f ₂ = 0,0001 1/m)
z	Bohrtiefe in Metern

Diese führt zu einem Investitionsbetrag von ca. 10,3 Mio. DM für die beiden Bohrungen in eine Tiefe von 2100 Metern.

Eine weitere Funktion zur Kalkulation der Bohrkosten ist in Schneider (1995) zu finden. Sie gilt für Bohrtiefen zwischen 1000 und 3000 Metern.

$$BK = a * e^{(b * z)} \quad (6a)$$

mit BK	Bohrkosten in DM
a	Skalierungskoeffizient (a = 1500 DM)
b	Skalierungskoeffizient (b = 0,5 1/m)
z	Bohrtiefe (nach Schneider (1995) in Metern, hier modifiziert in Kilometer)

Hieraus resultiert ein Investitionsbetrag von ca. 8,7 Mio. DM für die beiden Bohrungen.

In die folgende Kalkulation ist ein Betrag von 9,4 Mio. DM eingegangen, der vor dem Hintergrund der beiden vorstehenden Zahlen sinnvoll erscheint. Die beiden zitierten Funktionen sowie die Annahme aus dieser Arbeit sind in der Abbildung 3-1 wiedergegeben. Der Investitionsbetrag von 9,4 Mio. DM ordnet sich in etwa der Mitte zwischen den Werten aus den Gleichungen 6 und 6a ein.

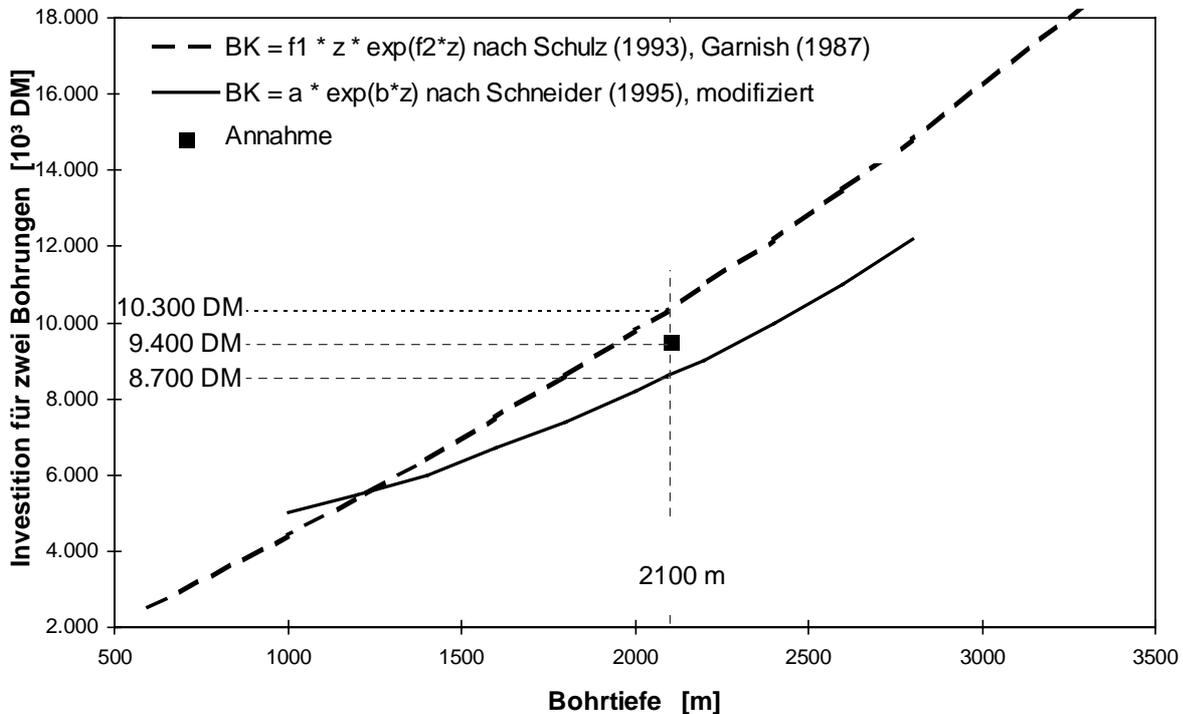


Abbildung 3-1: Bohrkostenkalkulationen auf Basis verschiedener empirischer Gleichungen und eigener Schätzung

In Verbindung mit diesen Investitionskosten wird ein jährlicher Zinsbetrag von 7 % angenommen.

Die betriebsgebundenen Kosten sind sowohl auf Basis der VDI 2067 (1983) als auch durch Informationen der Produktproduzenten erstellt.

Als Versorgungsart für den Spitzenlastkessel wird Erdgas vorausgesetzt. Hier wird ein durchschnittlicher Preis von 35 DM / MWh vorgegeben. Dieser Betrag wird als konstant über die Lebensdauer der Anlage angenommen. Der Kesselwirkungsgrad wird mit 0,8 angenommen.

Sonstige Kosten fallen in der Form von Personalkosten für Anlagenfahrer, Abrechnung und Verwaltung an und werden mit 150.000 DM/a kalkuliert. Eine Versicherung wird in Höhe von 2 % der Investition eingerechnet.

4 Variationen im Abnehmernetz

Eine ausführlichere Variation wird auf Seiten der Temperaturparameter der Abnehmer durchgeführt, außerdem werden die Kosten für zwei unterschiedliche Jahreswärmemengen berechnet. Hierbei wird die Zusammenstellung der Geothermieanlage nicht verändert. Durch die mit veränderlichen Rücklauftemperaturen im Heiznetz verbundenen Leistungsänderungen der Geothermieanlage wird die Anpassung der Investitionskosten, die innerhalb des Thermalwasserkreises mit der Leistung gekoppelt sind, notwendig. Hier sind z. B. die Wärmetauscher, aber auch Filtersysteme und Slopbehälter und Systeme zur Prozeßregelung betroffen.

Ein Teil der verschiedenen Temperatur- und Netzparameter, die in die Kostenanalyse eingegangen sind, sind exemplarisch in Tabelle 4-1 wiedergegeben. Ihr Einfluß auf einzelne Anlagengrößen und die Wärmegestehungskosten ist hier ebenfalls dokumentiert.

Die in der Zeile „Anlagenbeispiel“ der Tabelle 4-1 wiedergegebenen Bezeichnungen der Varianten beinhalten die Temperaturdaten für den Auslegungspunkt des jeweiligen Abnehmernetzes. Zusätzlich werden statische (s) oder dynamische (d) Betrachtungen der Netztemperatur unterschieden (siehe auch Zeilen „Vorlauftemperatur“ und „Rücklauftemperatur“ in dieser Tabelle).

Im Rahmen der statischen Betrachtung wird von Netztemperaturen ausgegangen, die über die Zeit als konstant angenommen werden. Diese Betrachtung ist weit verbreitet und für Versorgungseinrichtungen, deren Leistung nicht oder nur wenig vom Temperaturniveau im Heiznetz abhängt, ausreichend. Eine dynamische Betrachtung beachtet, daß eine Anpassung der Temperaturparameter im Heiznetz an die jeweilige Betriebssituation stattfindet.

Nach diesem Kennbuchstaben folgt die Anzahl der Vollaststunden im Heiznetz (siehe auch Zeile „Vollaststunden“). Die ersten vier Spalten der Tabelle betreffen ein Netz mit gleicher Jahresganglinie des Wärmebedarfs. Die letzten beiden Spalten sind für eine andere Bedarfssituation erstellt.

Die Tabelle zeigt innerhalb des Blockes „Geologische Bedingungen“, daß für alle betrachteten Fälle gleiche geologische Verhältnisse vorausgesetzt sind. Trotzdem ergeben sich im Block „Anlagenzusammenstellung“ differierende Leistungen und Vollaststunden für den geothermischen Anlagenteil. Die Ursache hierfür ist in der Berechnung dieser Leistung (Gleichungen (4) und (5)) und damit in der Abhängigkeit von der Rücklauftemperatur des Versorgungsnetzes gegeben.

Die variierenden Beträge im Block „Kosten“ ergeben sich ausschließlich durch unterschiedliche Investitionen im Geothermieteil, während die Kosten für die Spitzenlastabdeckung konstant bleiben. Der über die Summe aus „Geothermie“ und „Spitzenlast“ hinaus aufgewendete Betrag ist weder der einen Komponente noch der anderen eindeutig zuzuordnen. Es handelt sich um Kosten für die Gebäude, das Grundstück und um Baunebenkosten.

Die Zeile „spezifische Kosten“ spiegelt für jede Variante die in Anlehnung an VDI 2067 bestimmten Wärmegestehungskosten je Megawattstunde wider. Die Werte sind in Form von Säulen für die tabellarisch dokumentierten und einige zusätzliche Varianten in Abbildung 4-1 wiedergegeben. Die erste dargestellte Säule weist die Kosten für eine vergleichbare konventionelle Anlage aus. Konventionell heißt, daß es sich um eine üblicherweise zur Netzversorgung eingesetzte Anlage mit der erforderlichen Leistung (25 MW) und einen fossilen Brennstoff handelt. Die Unterschiede in den Wärmegestehungskosten, die sich aus der Wahl des Brennstoffes (Erdgas oder Heizöl) ergeben, sind ausgesprochen gering und werden nicht gesondert betrachtet.

Anlagenbeispiel	Geothermie 90/70; d; 2600 h	Geothermie 70/50, d; 2600 h	Geothermie 65/35; s; 2600 h	Geothermie 110/35; d; 2600 h	Geothermie 90/70; d; 2000 h	Geothermie 65/35; s; 2000 h
Geologische Bedingungen						
Sondenkopftemperatur [°C]	75					
Fördervolumenstrom [m³/h]	125					
Bohrtiefe [m]	2.100					
Anlagenzusammenstellung						
Spitzenleistung [MW]	25					
Leistung Geothermie [MW]	3,3	4,1	5,5	7,5	3,3	5,5
Vollaststundenzahl [h]	6.839	7.390	7.041	6.045	6.969	6.396
Heiznetz						
Spitzenleistung [MW]	25					
jährl. Gesamtwärmemenge [MWh]	65065			49932		
Vollaststunden [h]	2603			1997		
Vorlauftemperatur [°C]	dynamisch 90/70	dynamisch 70/65	statisch 65	dynamisch 110/70	dynamisch 90/70	Statisch 65
Rücklauftemperatur [°C]	dynamisch 70/50	dynamisch 50/45	statisch 35	dynamisch 35/20	dynamisch 70/50	statisch 35
Kosten						
Gesamtinvestition [TDM]	15.220	15.441	15.794	16.325	15.220	15.794
davon: Spitzenlast [TDM]	3750					
Geothermie [TDM]	10.227	10.401	10.749	11.232	10.227	10.749
jährliche Kosten [TDM]	3.926	3.635	3.298	3.072	3.245	2.791
spezifische Kosten [DM/MWh]	60	56	51	47	65	56
Potential						
jährl. Potential zur Netzoptimierung [TDM/a]	Vergleichs- variante	291	628	854	Vergleichs- variante	454
Gesamtpotential bei Nutzungsdauer 20a [TDM]	Vergleichs- variante	3.085	6.657	9.044	Vergleichs- variante	4.808

Tabelle 4- 1: Zusammenfassung der zentralen Anlagenparameter und der Ergebnisse der Kostenrechnung einiger Variationen von Temperaturen in den Heiznetzen. Die eingabeseitig variierten Größen sind hinterlegt dargestellt.

Im Block „Potential“ findet eine Abschätzung der möglichen zusätzlichen Investitionen, entsprechend der Opportunitätskostenbetrachtung im Bereich der Wirtschaftslehre, statt. Als Vergleichsbasis wird diejenige mit den Heiznetzparametern 90 °C/70 °C herangezogen: die Wärmegestehungskosten dieser Variante werden als Vorgabe für die anderen Varianten betrachtet.

Anschließend wird die Differenz der jährlichen Wärmegestehungskosten jeder Variante zur Vergleichsbasis vollständig im Block „kapitalgebundene Kosten“ eingesetzt. Somit bleibt der Wärmepreis konstant (siehe hierzu Abbildung 4-2).

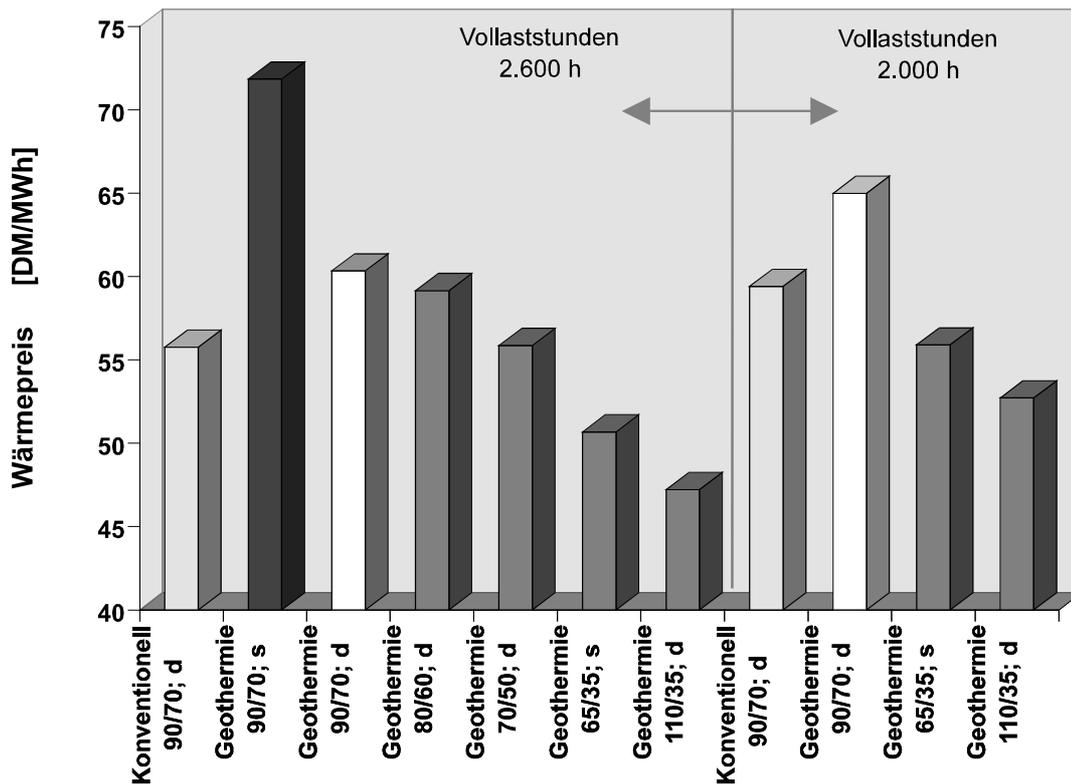


Abbildung 4-1: Wärmegestehungskosten bei gleicher Zusammenstellung der geothermischen Heizzentrale aber mit unterschiedlichen Netzparametern

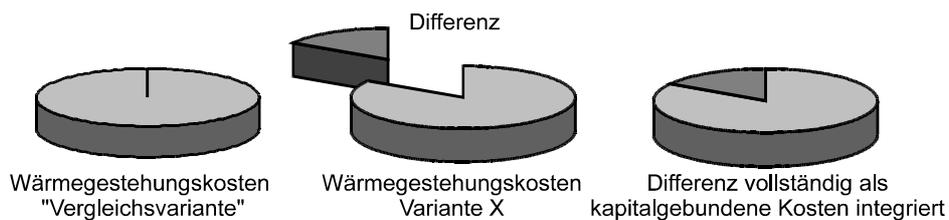


Abbildung 4-2: Vorgehensweise zur Berechnung der Opportunitätskosten

Durch Vorgabe einer Nutzungsdauer von 20 Jahren wird aus den jährlich in Form von zusätzlichen kapitalgebundenen Kosten verfügbaren Beträgen ein zusätzliches Investitionspotential berechnet.

Die so bestimmten zusätzlichen Investitionskosten nehmen beachtliche Beträge an. Zur besseren Übersicht sind sie in Abbildung 4-3 als Säulen dargestellt.

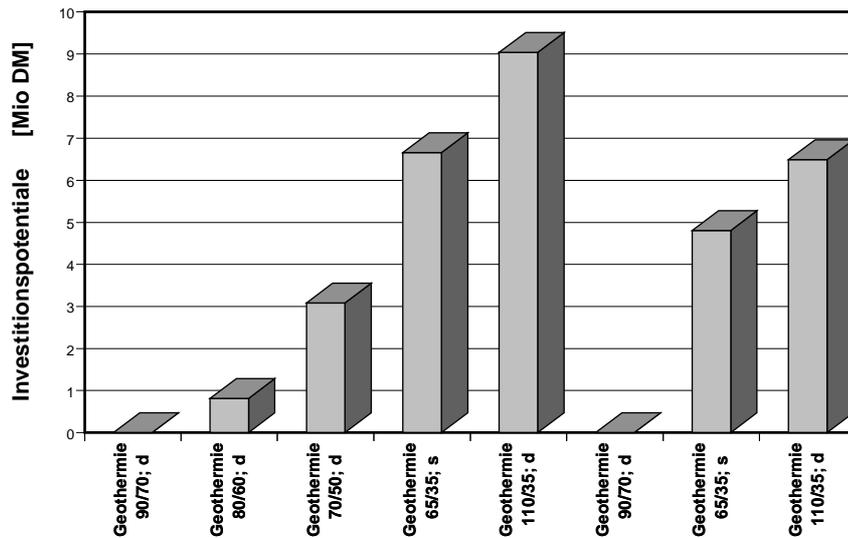


Abbildung 4-3: Zusätzliches Investitionspotential unter der Voraussetzung konstanter Wärmegestehungskosten und einer Lebensdauer der Investition von 20 Jahren

5 Zusammenfassung

Durch die Absenkung der Netztemperaturen ist es möglich, einen größeren Anteil an geothermischer Leistung in das Wärmenetz zu liefern. Daraus resultiert eine „Einsparung“ von Spitzenlastenergie, die unter Einsatz von konventionellen Treibstoffen bereitgestellt werden muß. Deren Verwendung schlägt sich im Anteil der verbrauchsgebundenen Kosten nieder.

Obschon in Ratzesberger et al. (1997) eine Betrachtung der Wärmegestehungskosten ausschließlich in Abhängigkeit der Leistungsparameter im Heiznetz erfolgte, zeigt die vorliegende Analyse, daß über diese Betrachtung hinaus signifikante Einflüsse der Temperaturparameter des Netzes vorliegen, die eine gezielte Betrachtung erfordern.

Eine beachtliche Kostensenkung ergibt sich aus der Reduzierung des Anteils dieser verbrauchsgebundenen Kosten. Untersucht wurde hier die Anpassung der Temperaturparameter im Abnehmernetz an die Lieferbedingungen der Geothermieanlage. Dabei zeigt sich ein erhebliches zusätzliches Investitionspotential bei gleichbleibenden Wärmegestehungskosten.

Es bleibt jedoch zu überprüfen, ob dieses Potential ausreicht, um die im Heiznetz erforderlichen Änderungen zu finanzieren. Sind die Investitionskosten für die Ausführung dieser Veränderungen niedriger als das ausgewiesene Potential, so können die Wärmegestehungskosten durch abnehmerseitige Maßnahmen gesenkt werden.

6 Literatur

- Bachmann, I., F. Kabus und P. Seibt, Hydrothermale Erdwärmennutzung, in: Erneuerbare Energien, Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, Kaltschmitt, M. und A. Wiese (Hrsg.), Stuttgart, 1995.
- Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Jugend, Familie und Gesundheit, *Heizenergie im Hochbau, Leitfaden Energiebewußte Gebäudeplanung*; Wiesbaden, 1995.
- Kabus, F., Obertägige Verfahrenstechnik geothermischer Heizzentralen: Thermalwasserkreislauf, in: Geothermie- Wärme aus der Erde, Bußmann, W., F. Kabus und P. Seibt (Hrsg.), Verlag C.F. Müller, Karlsruhe, 1991.
- Kennziffernkatalog, Investitionskosten Bereich Wärmeversorgung; EWU Engineering GmbH; Berlin, 1992.
- Ratzesberger, R., M. Kaltschmitt und E. Huenges, Geothermie vor der Breitenanwendung; Brennstoff Wärme Kraft (BWK), Bd. 49, Nr. 3; 1997.
- Rummel, F. und O. Kappelmeyer (Hrsg.), Erdwärme Energieträger der Zukunft? Fakten-Forschung-Zukunft; Verlag C.F.Müller, Karlsruhe, 1993.
- Schneider, H., I. Bachmann, F. Kabus und P. Seibt, Geothermie - Hydrothermale Erdwärmennutzung in Deutschland, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 12, 1995.
- Schulz, R. und M. Kaltschmitt, Nutzung der Erdwärme, in: Erneuerbare Energieträger in Deutschland, Potentiale und Kosten; Kaltschmitt, M. und A. Wiese (Hrsg.), 1993.
- VDI, Verein Deutscher Ingenieure (Hrsg.), *Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen (VDI 2067)*, Beuth Verlag GmbH, Berlin und Köln, 1983.
- Zschernig, J., *Berechnung der optimalen Konfiguration von Wärmeerzeugungsanlagen*, Energieanwendung, Energie- und Umwelttechnik, 43. Jg., Heft 4, Leipzig Stuttgart, April 1994.