

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:

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

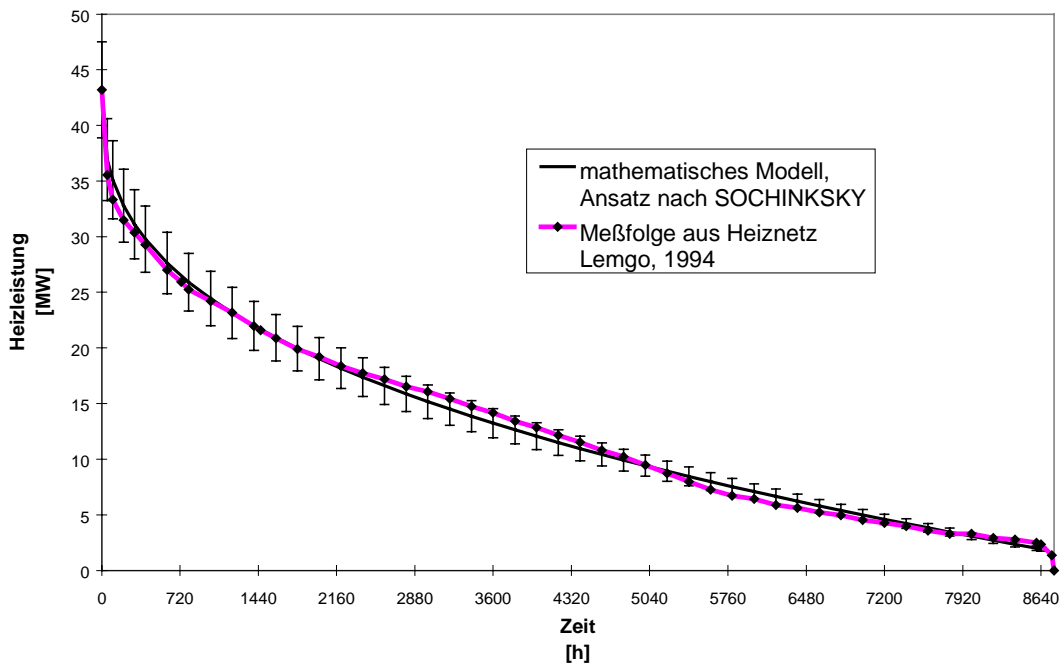


Abbildung 2-1: Ein Vergleich der Meßwerte aus dem Heiznetz in Lemgo und den Ergebnissen des mathematischen Modells zeigt gute Übereinstimmung: alle Meßwerte weichen weniger als 10 % von den berechneten Werten ab. Deshalb kann für vergleichende Studien das mathematische Modell herangezogen werden.

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.

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

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 Rücklaufstemperatur 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 Rücklaufstemperatur 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.

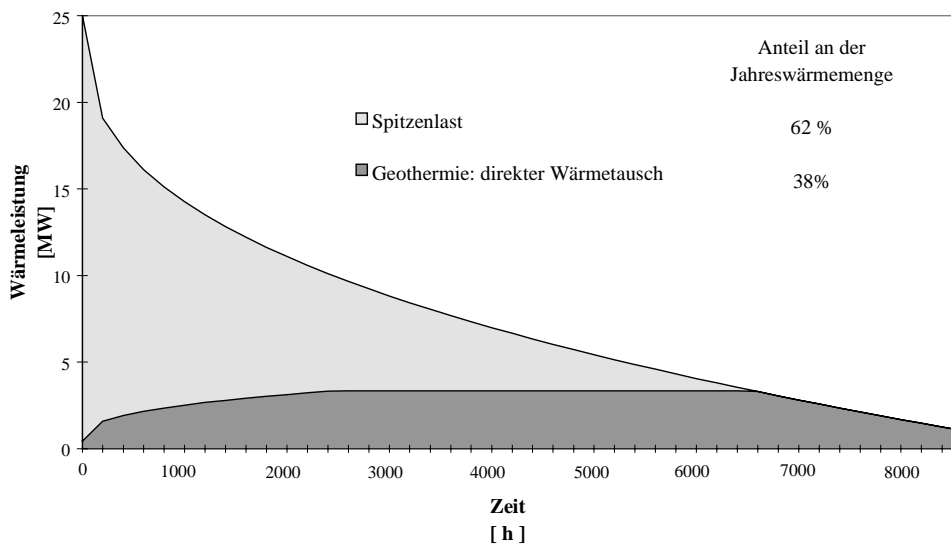
Ergebnisse der rechnerischen Bestimmung von Ganglinien

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

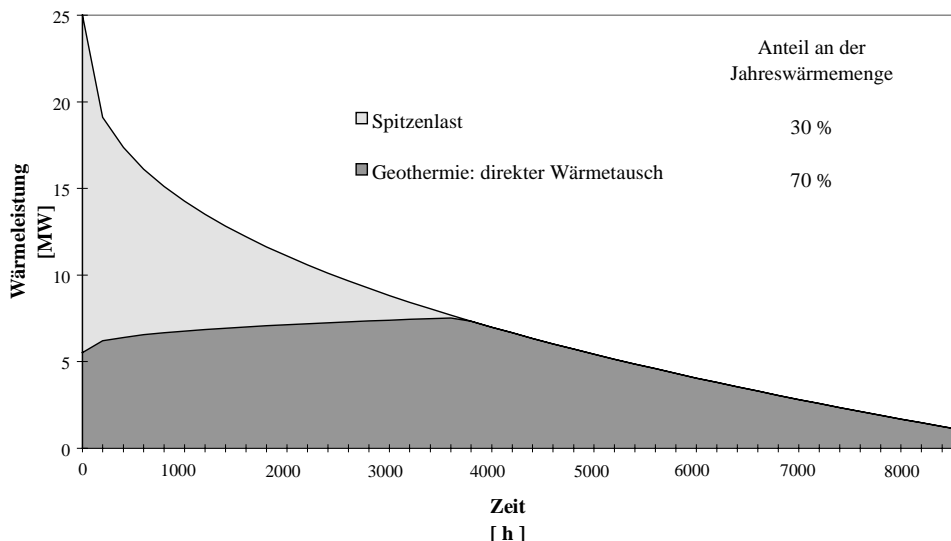


Abbildung 2-2: Gegenüberstellung der Kennlinien für zwei unterschiedliche Heiznetzauslegungen. Deutlich ist der höhere geothermische Deckungsgrad bei der 110/35 Variante zu erkennen.

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.

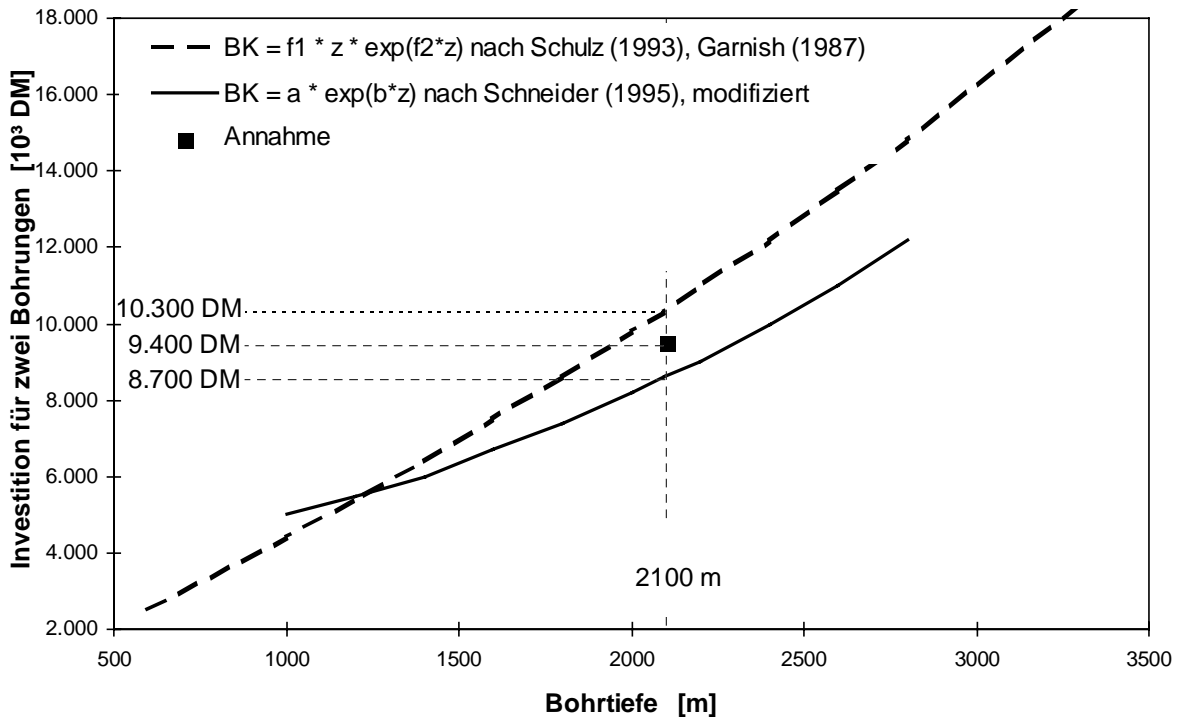


Abbildung 3-1: Bohrkostenkalkulationen auf Basis verschiedener empirischer Gleichungen und eigener Schätzung

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).

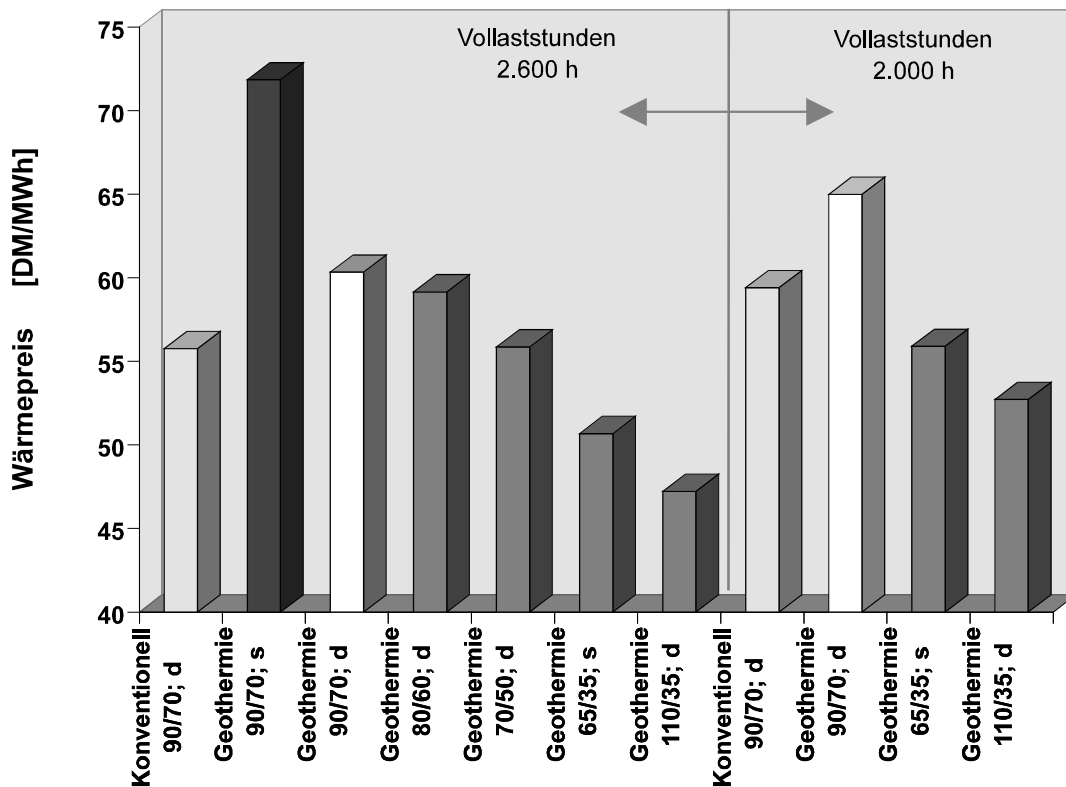


Abbildung 4-1: Wärmegestehungskosten bei gleicher Zusammenstellung der geothermischen Heizzentrale aber mit unterschiedlichen Netzparametern

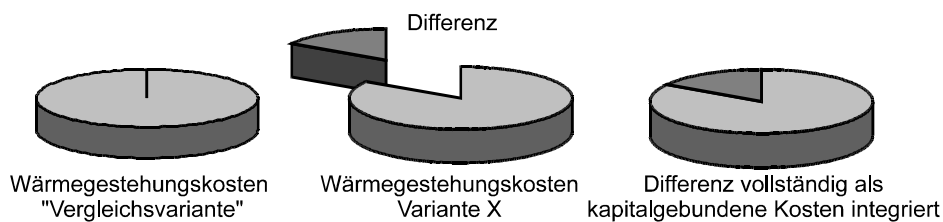


Abbildung 4-2: Vorgehensweise zur Berechnung der Opportunitätskosten

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.

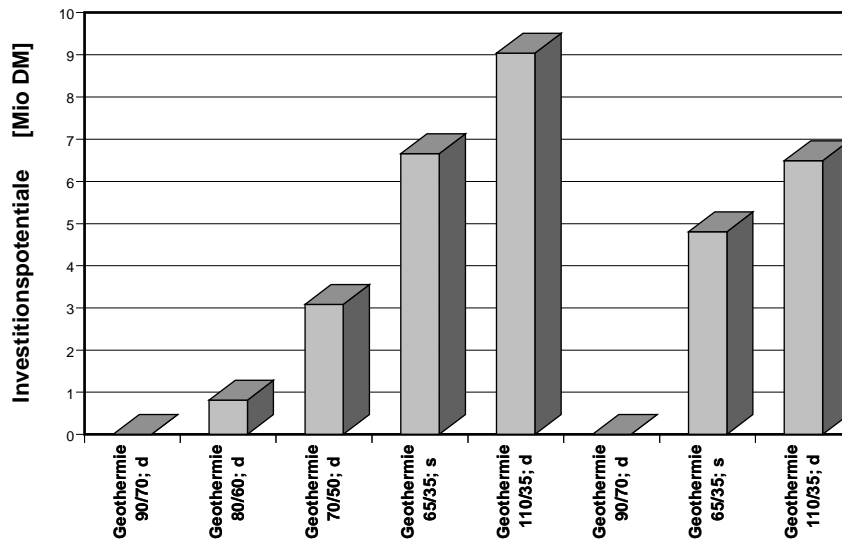


Abbildung 4-3: Zusätzliches Investitionspotential unter der Voraussetzung konstanter Wärmegestehungskosten und einer Lebensdauer der Investition von 20 Jahren

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 Erdwärmenutzung, 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.