



GEOFORSCHUNGSZENTRUM POTSDAM
STIFTUNG DES ÖFFENTLICHEN RECHTS

Scientific Technical Report

Evaluierung geowissenschaftlicher und wirtschaftlicher Bedingungen für die Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	5
2	Aufgabenstellung und Methodik.....	6
3	Geowissenschaftliche Aspekte	7
3.1	Geologische Voraussetzungen in Deutschland - Nutzhorizonte	7
3.2	Petrophysikalisch/geochemische Charakterisierung der Porenspeicher.....	8
3.3	Laborversuche zur Injektivität.....	11
3.4	Charakterisierung der Nebengesteine	12
3.5	Chemische Zusammensetzung der Thermalwässer	12
3.6	Geothermische Bedingungen.....	15
3.7	Langzeitverhalten geothermisch genutzter Reservoirs.....	17
4	Technologische Aspekte	21
4.1	Prinzip der hydrothermalen Nutzung	21
4.2	Hydrothermale Nutzungsanlagen im Betrieb	23
5	Wirtschaftliche Aspekte	29
5.1	Betriebswirtschaft.....	29
5.2	Energiewirtschaft.....	38
6	Ökologische Analyse (Energie- und Emissionsbilanzen)	45
7	Rechtliche Aspekte	57
8	Zusammenfassung	59
9	Literatur	61
9.1	Abschlußberichte	62
9.2	Dissertationen und Diplomarbeiten	62
9.3	Bücher und Reports	63
9.4	Zeitschriftenartikel, extended abstracts	65
9.5	Weitere Referenzen (Vorträge, Abstracts, Poster etc.).....	66

1 Einleitung

Neue Schätzungen der Kohlenwasserstoff-Ressourcen zeigen, daß bei einem voraussichtlich zunehmenden Verbrauch eine Grenze der Vorräte an Kohlenwasserstoffen im nächsten Jahrhundert absehbar ist [Edwards, 1997]. Folglich müssen realisierbare Alternativen aufgezeigt und analysiert werden, die in der Zukunft die Energienachfrage decken können. Die Nachfrage nach Wärme ist in Deutschland vier Größenordnungen höher als die gegenwärtige Nutzung vorhandener geothermischer Ressourcen [Clauser, 1997, Kayser und Kaltschmitt, 1998]. Mit Hilfe angewandter geothermischer Forschung kann jedoch eine zukunftsweisende Technologie entwickelt werden, die eine höhere geothermische Deckung der Nachfrage ermöglicht. In den letzten Jahren wurde in Deutschland die Ausbeutung von niedrigthermalen Ressourcen weiter vorangebracht. Einige größere Heizwerke sind schon in Betrieb, z. B. seit 1995 das geothermische Heizwerk in Neustadt-Glewe mit einer installierten geothermischen Leistung von 6,5 MW [Huenges et al., 1998]. Der Aufbau dieser Anlagen wurde mehr oder weniger mit öffentlichem Geld finanziert. Auch deshalb bedarf es einer Bewertung dieser Technologie. Damit soll eingeschätzt werden, ob es sich um eine zukunftssträchtige Technologie zur Energiebereitstellung handelt, die mit anderen Alternativen wirtschaftlich konkurrieren kann. Im Rahmen einer solchen Bewertung wurden die Bedingungen zur Nutzung von hydrothermalen Ressourcen in Deutschland mit ihren technischen, ökologischen und ökonomischen Aspekten in einem interdisziplinären Projekt analysiert. Das Projekt wurde durch das Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie (BMBF, FKZ: BEO 0326969) gefördert.

Die Durchführung des Projektes erfordert einen verbesserten Zugriff auf Daten und Informationen, die im Zusammenhang mit der geothermischen Nutzung des Untergrundes stehen. Aus diesem Grund haben die Bearbeiter in z. T. enger Zusammenarbeit mit Verfassern von Primärdokumentationen die abgelegten Informationen aufbereitet, bewertet und mit eigenen, neuen Untersuchungsergebnissen ergänzt. Dabei sind sowohl Ergebnisse von BMBF geförderten Projekten wie z. B. "Geowissenschaftliche, geotechnologische und verfahrenstechnische Forschungsarbeiten zur Vervollkommnung des Verfahrens der Nutzung geothermischer Ressourcen im Hinblick auf das Langzeitverhalten" (Geothermie Neubrandenburg, GmbH), „Spezielle geomikrobiologische Untersuchungen an geothermisch genutzten Tiefenwässern an Standorten in Mecklenburg-Vorpommern“ (Umwelt- und Rohstoff-Technologie GmbH Greifswald), „Geologische Grundlagen für die Geothermienutzung in Nordostdeutschland“ (Gesellschaft für Umwelt- und Wirtschaftsgeologie mbH Berlin), „Regionale Untersuchungen von geothermischen Reserven und Ressourcen in Nordwestdeutschland“ (Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung) als auch das von der Europäischen Union im Rahmen des JOULE II Programms geförderte Vorhaben „Improvement of the Injectivity Index of Argillaceous Sandstone“ (Bearbeitung: BRGM- Frankreich, TNO- Niederlande, GTN- Deutschland) einbezogen worden. Weiterhin konnte auf Erfahrungen der Nutzung hydrothermalen Ressourcen im Ausland (u. a. Frankreich, Island und Ungarn) aufgebaut werden.

2 Aufgabenstellung und Methodik

Grundlage der hydrothermalen Erdwärmenutzung ist der Betrieb eines Thermalwasserkreislaufes, der warmwasserführende Schichten des tieferen Untergrundes mit einer technischen Nutzungsanlage, dem geothermischen Heizwerk, verbindet. Die interdisziplinäre Aufgabe diese Art der energetischen Nutzung des Untergrundes geowissenschaftlich und wirtschaftlich zu bewerten, umfaßt die Charakterisierung der Schichten mit ihrem Porenraum und den darin enthaltenen Wässern sowie die technische Realisierung von Förderung, Wärmeübertragung und Reinjektion. Diese Bewertung berücksichtigt wirtschaftliche und ökologische Rahmenbedingungen und ermöglicht somit eine praxisnahe Einschätzung der Nutzung hydrothermalen Ressourcen in Deutschland.

Experten für die Erzeugung von regenerativer Energie sind in der Regel Ingenieure, Physiker oder Wirtschaftswissenschaftler. Gerade dieser Kreis ist jedoch oft nicht ausreichend über das Potential der geothermischen Energie informiert. Andererseits reichen Analysen von Geowissenschaftlern allein nicht aus, die zwar die enormen Potentiale geothermischer Energie herausstellen, aber nicht auf die Machbarkeit der Technologie spezialisiert sind. Daher war es Hauptziel des Geothermieprojektes am GeoForschungsZentrum Potsdam, mit einer Gruppe aus Ingenieuren, Physikern, Wirtschaftswissenschaftlern und Geowissenschaftlern eine umfassende interdisziplinäre geowissenschaftlich-wirtschaftliche Bewertung der Realisierbarkeit einer verstärkten Nutzung der geothermischen Energie in Deutschland durchzuführen. Ähnliche Ansätze gab es, um die Kosten des sogenannten Wärmebergbaus zu analysieren. Für den zentralen Baustein der Kosten-Nutzen-Analyse ist insbesondere fachübergreifendes Wissen zu den folgenden Punkten notwendig:

- Geologisch-petrophysikalische und chemische Charakterisierung von Ressourcen
- Konditionierung des Thermalwasserkreislaufs
- Modellierung des Langzeitverhaltens genutzter hydrothermalen Reservoirs
- Ökonomische Analyse von Bohrungsalternativen und verschiedene Konzepte zum Betrieb und zur Optimierung von Heiznetzen
- Energiewirtschaftliche Analyse

Es folgt ein Überblick über die Projektergebnisse. Es werden die jeweiligen Bewertungsgrundlagen zusammengestellt, die bei Kenntnis ortsbedingter Randbedingungen eine fundierte interdisziplinäre Bewertung der Nutzung hydrothermalen Ressourcen ermöglichen.

3 Geowissenschaftliche Aspekte

3.1 Geologische Voraussetzungen in Deutschland - Nutzhorizonte

Thermalwasser zur hydrothermalen Erdwärmennutzung kann beim derzeitigen technischen Stand in Deutschland aus klastischen Porenspeichern und im Voralpenraum auch aus verkarsteten Karbonatgesteinen gewonnen werden. Damit kommen zur Zeit nur die Regionen außerhalb des Alpen-Tektogens sowie außerhalb der rumpfartigen Aufragungen des durch metamorphe und magmatische Gesteine aufgebauten Grundgebirges (z. B. Rheinisches Schiefergebirge, Schwarzwald, Erzgebirge, Thüringer Wald, Harz) und des paläozoischen Übergangsstockwerkes für eine Nutzung in Frage [Rockel et al., 1997; Hoth et al., 1997]. Die Gebiete, in denen Speichergesteine auftreten, die generell für die Nutzung in Frage kommen, sind in [Abbildung 3-1](#) dargestellt.



Abb. 3-1: Gebiete vergleichbarer geologischer Bedingungen im Hinblick auf eine hydrothermale Nutzung [Hoth et al., 1997]

Eine möglichst umfassende Charakterisierung der Speichergesteine bildet eine wesentliche Grundlage zur Bewertung der hydrothermalen Erdwärmennutzung. Dies schließt neben der Bestimmung der hydraulischen Eigenschaften mittels Bohrlochmessungen, Kernuntersuchungen und Testen auch die genaue Analyse der Porenraumstruktur ein, da diese wichtige zusätzliche Hinweise für die technische Auslegung der Förder- und Injektionsbohrungen und des entsprechenden Betriebsregimes liefern kann.

Auch wenn die generelle stratigraphische Position und die regionale Verbreitung der in Frage kommenden Speicherhorizonte bekannt und die an sie zu stellenden Anforderungen klar umrissen sind, bedarf die Einschätzung des hydrogeothermalen Potentials einer Region zusätzlicher detaillierter regionaler bis lokaler Analysen. Dabei stehen Rückschlüsse bzw. Vorhersagen zur Existenz von nutzbaren Speichern im Vordergrund. Die regionale Rekonstruktion der Ablagerungsbedingungen und entsprechende Sedimentations- und Diagenesemodelle für die potentiellen Speicher sind aus diesem Grund für die Bewertung des hydrogeothermalen Potentials von Beckenregionen unverzichtbar.

3.2 Petrophysikalisch/geochemische Charakterisierung der Porenspeicher

Porenspeicher sind in vielen Teilen des Norddeutschen Beckens und des Nordalpinen Molassebeckens sowie auch im Oberrheingraben und im Thüringer Becken vor allem im Rahmen der Kohlenwasserstoffprospektion, der Untergrundspeicherung und in Oberflächennähe für die Grundwassererschließung untersucht worden. Sandsteine machen den überwiegenden Teil dieser Speichergesteine aus. Ihre Speicher- und Transporteigenschaften ergeben sich aus der Struktur des Porenraums und sind damit von der räumlichen Anordnung und Verteilung der Mineralkörner und Gesteinsfragmente, dem Kornform- und Korngrößenspektrum, der Oberflächenbeschaffenheit der Körner und dem Anteil an Kornbindemittel abhängig. Da die Anlage der Porenräume faziesabhängig ist, wird sie durch das Ablagerungsmilieu und die Art des Sedimentmaterials wesentlich beeinflusst. Größe, Form, Sortierung und Packung der Sedimentkörner bestimmen hauptsächlich Anteil, Dimensionierung und Struktur des nach der Ablagerung vorliegenden Porenraumes. Bei der späteren Versenkung wird der Porenraum durch diagenetische Prozesse modifiziert. Kompaktion, Zementation, Drucklösung sowie Reaktionen infolge von Fluid/Gestein-Wechselwirkungen führen zu einer p/T-abhängigen Reduktion des primären Porenvolumens ([Abbildung 3-2](#)).

Aufgrund aller dieser Einflußfaktoren sind für die Einschätzung des regionalen hydrothermalen Potentials eines entsprechenden Reservoirhorizontes sowohl Kenntnisse zur diagenetischen und tektonischen Überprägung als auch zum Ablagerungsmilieu notwendig [[Hoth et al., 1997](#)].

Auf der Basis einer eingehenden geologisch/mineralogischen sowie petrophysikalischer Speichercharakterisierung von mesozoischen Sandsteinen, die sich auf einen Probensatz aus 11 Bohrungen Norddeutschlands und weiteren Einzelproben konzentriert hat [[Hoth et al., 1997](#)], lassen sich folgende Schlußfolgerungen ableiten:

- Neben Unterschieden in der Verbreitung, Homogenität und Abgrenzung des Speichers sind unterschiedlich starke frühdiagenetische Überprägungen auf das Ablagerungsmilieu zurückzuführen. Wichtigste frühdiagenetisch gebildete und teilweise zur drastischen Reduktion des Porenraumes führende Zementphasen sind Karbonate (Calcit, Dolomit, Siderit), Anhydrit, Schichtsilikate (Kaolinit, Illit) und Eisenminerale (Pyrit, Hämatit).
- Starke Streuungen der Permeabilität bei vergleichbaren Porositäten können durch Unterschiede in den Ablagerungsbedingungen und in der Art des sedimentierten Materials bedingt sein. Diese Unterschiede haben aufgrund der Variationen der Korngrößen der Sandfraktion und in den abgelagerten Ton/Silt-Anteilen direkten Einfluß auf die Porenraumstruktur. Das Wachstum von Schichtsilikaten im Verlauf der Diagenese führt aufgrund der stark ansteigenden inneren Oberfläche zu einer wesentlich bedeutenderen Permeabilitäts- als Porositätsminderung.
- Die in einigen Speichern beobachtbare starke Schichtsilikat-Neubildung (Kaolinit, Illit/Smektit, Illit, Chlorit) geht hauptsächlich auf die Verdrängung und Umwandlung von Feldspat und instabilen Gesteinsbruchstücken zurück. Sie kann sowohl früh- als auch spätdiagenetisch erfolgt sein.

- Mit zunehmender Tiefe und Temperatur steigt der Gehalt an Quarzzement. Ein besonders deutlicher Anstieg läßt sich bei Speichern mit Temperaturen $>100\text{ °C}$ und Lagerungstiefen von $>2\text{ km}$ nachweisen. Obwohl steigende Zementgehalte im allgemeinen die Reservoirigenschaften verschlechtern, können z. B. gering erhöhte Anteile diese auch positiv beeinflussen, indem sie die Standfestigkeit des Speichers erhöhen.
- Für den Einflußbereich der Salzstrukturen (Salzstöcke/Salzkissen) sind spezielle diagenetische Reaktionen charakteristisch, die im ungünstigsten Fall z. B. durch Anhydritzementation zur fast vollständigen Zementation des Speichers führen können.

Durch Lösungsprozesse entstandene Sekundärprozesse spielen für die untersuchten Speicher hinsichtlich ihrer geothermischen Nutzung nur eine geringe Rolle.

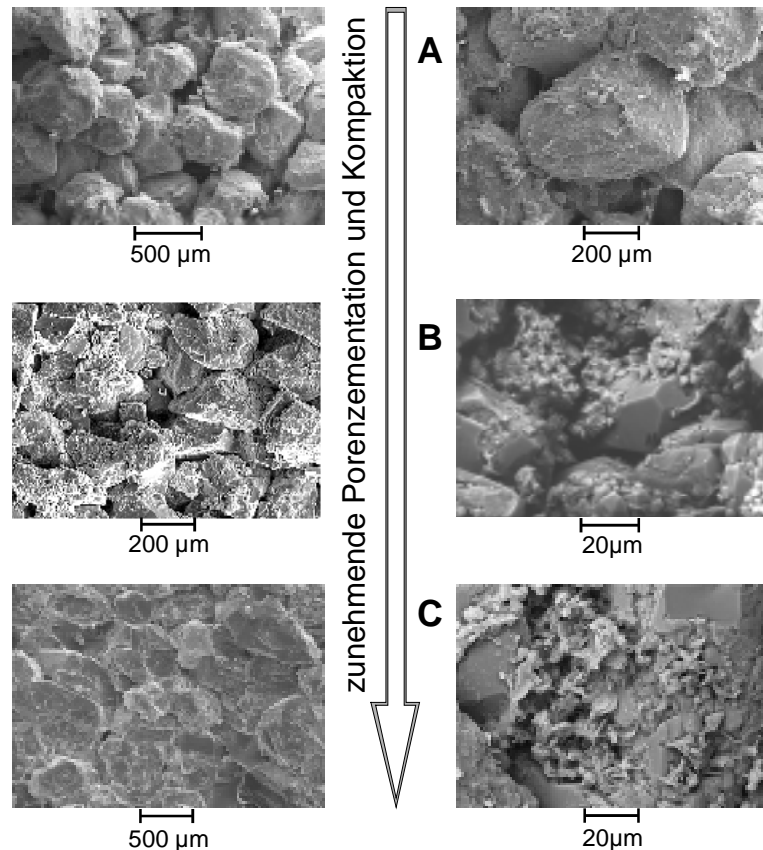


Abb. 3-2: Elektronenmikroskopische Aufnahmen von Quarzsandsteinen mit unterschiedlich stark diagenetisch veränderter Porenraumstruktur (A: Gering diagenetisch veränderter Sandstein, Porosität 30 %, Permeabilität $1,2 \cdot 10^{-12}\text{ m}^2$ (aus Schichten des Keupers von Nordbrandenburg, Teufe ca. 1 600 m); B: Stärker diagenetisch überprägter Sandstein, Quarzzementation und Kompaktion haben eine deutliche Reduktion der primären Porosität verursacht (an Kristallflächen deutlich erkennbare Kornüberwachungen), Porosität 20,5 %, Permeabilität $0,76 \cdot 10^{-12}\text{ m}^2$ (aus Schichten des Keupers von Süd-West-Mecklenburg, Teufe ca. 2 200 m); C: Sandstein mit fast vollständiger Füllung des Porenraumes (Quarzzement und Schichtsilikate), Porosität ca. 5 %, Permeabilität $0,02 \cdot 10^{-12}\text{ m}^2$ (aus Schichten des Kambriums in West-Litauen, Teufe ca. 2 100 m)) [Hoth et al., 1999]

Aus den für eine geothermische Nutzung erforderlichen großen Volumenströmen und die Gewährleistung einer langfristigen stabilen Förderung und Reinjektion ergeben sich erhebliche Anforderungen an einen für die hydrothermale Geothermie nutzbaren Porenspeicher. Neben einer ausreichenden lateralen Verbreitung sind vor allem bestimmte Mindestwerte für

Porosität, Permeabilität und Nettomächtigkeit Grundvoraussetzung. In Übereinstimmung mit den Erfahrungen der Bearbeiter bisher realisierter geothermischer Heizzentralen [Rockel et al., 1992] ist festzustellen, daß eindeutige Grenzwerte für die Nutzbarkeit hydrogeothermaler Speicher nur für konkrete standortspezifische Rahmenbedingungen angegeben werden können. Die Ergebnisse des Projektes konnten die bisher als Orientierungswerte für die Nutzung angegebenen Parameter (Nutzporosität > 20 %, Permeabilität > $0,5 \times 10^{-12} \text{ m}^2$, Nettomächtigkeit > 20 m) bestätigen. Die **Abbildung 3-3** zeigt die Tiefenlage entsprechender Nutzhorizonte in Norddeutschland.

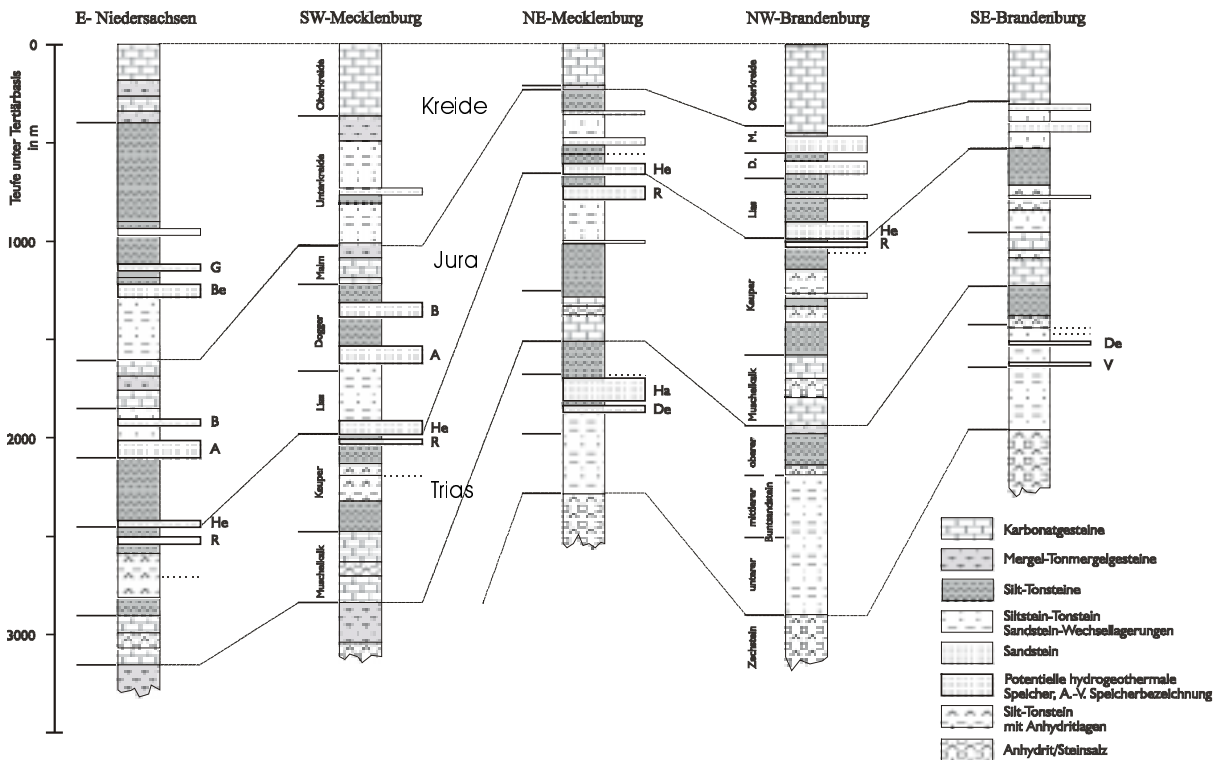


Abb. 3-3: Lage der Aquifer im Norddeutschen Becken [Hoth et al., 1997]

Aus obigen Schlußfolgerungen geht hervor, daß diese Orientierungswerte für die Nutzporosität und die Permeabilität geothermisch nutzbarer Porenspeicher nur in einem Tiefenbereich bis maximal etwa 3000 m zu erreichen sind. In tieferen Bereichen sind die Porenspeicher sowohl durch eine wesentlich stärkere Zementation als auch durch einen hohen Kompaktionsgrad gekennzeichnet. Bei einer zusätzlich natürlich vorhandenen oder aber durch Stimulation erzielbaren Klüftigkeit der Speicher sowie im speziellen Fall einer vorliegenden bedeutenden Sekundärporosität (Lösung von Mineralen und Gesteinspartikeln in den größeren Tiefenbereichen) wäre bei dadurch bedingten Permeabilitätserhöhungen auch die Nutzung tiefer gelegener Reservoirs denkbar.

Wechselwirkungsreaktionen von Gesteinsmatrix und Porenfluid, wie sie bei der Nutzung von Thermalwässern möglich sind, laufen an den Grenzflächen innerhalb des Porenraums ab. Für die langfristige Stabilität des Thermalwasserkreislaufes ist deshalb die Kenntnis der Porenraumstruktur (z. B. der inneren Oberfläche) von besonderer Bedeutung.

Neben den bisher üblichen Verfahren zur Bestimmung der Porenradienverteilung (Gasadsorption, Hg- porosimetrie) und der inneren Oberfläche wurden deshalb zur detaillierten Analyse der Porenraumstruktur auch elektrische Gesteinseigenschaften [Hoth et al., 1997] sowie die Ergebnisse der computergestützten mikroskopischen Bildanalyse und der Kernspinresonanz-Spektroskopie [Althaus et al., 1999] herangezogen. Letztere Methode bietet einerseits eine zusätzliche Möglichkeit Tortuositäten (Maß für die Gewundenheit der Transport-

bahnen im Gestein) zu bestimmen und andererseits Aussagen hinsichtlich aktiver Ionenaustauschlokationen und der Ionenaustauschkapazität zu treffen. Aus der Permeabilität und dem Formationswiderstandsfaktor läßt sich der effektive hydraulische Radius ($r = \sqrt{8kF}$) ableiten. Bei den untersuchten Sandsteinen aus Norddeutschland steigt mit zunehmendem Produkt aus Formationswiderstandsfaktor und Porosität (=Tortuosität nach dem Kapillarmodell) das Verhältnis von mikroskopisch bestimmten mittleren Porenradius und effektivem hydraulischen Radius systematisch an [Hoth et al., 1997]. Dies bedeutet, daß die aus dem Kapillarmodell resultierenden höheren Tortuositäten (starke Gewundenheit der Transportbahnen) vor allem auf einer Zunahme des Verhältnisses von Porenbäuchen zu Porenhälsen (Einschnürungen der Transportkanäle = Konstriktivität) beruhen. Diese Einschnürungen der Porenkanäle führen bei hydraulischen Strömungen zu Geschwindigkeitsänderungen entlang der Transportbahn, die mit einer Änderung der Transportenergie, des Strömungspotentials und damit dem Absorptionsvermögen der inneren Oberflächen verbunden sind. Diese Erscheinungen sind insbesondere bei der Reinjektion von Wässern zu beachten, da bei Sandsteinen mit starken Konstriktivitäten der Strömungskanäle z. B. bevorzugt Filtrationserscheinungen auftreten können. Die Konstriktivität der Sandsteinspeicher stellt deshalb einen zusätzlichen wichtigen Parameter zur Beurteilung der Injektionseigenschaften dar.

3.3 Laborversuche zur Injektivität

Um das Auftreten von Schädigungen im Speicher und deren Beseitigung bzw. Beeinflußbarkeit vorhersagen zu können, sind Langzeitdurchströmungsversuche unter lagerstättenähnlichen Bedingungen im Labor durchgeführt worden [Köckritz et al., 1998]. Diese dienen der Einschätzung des Reinjektionsverhaltens physiko-chemisch veränderter Thermalwässer. Besonderer Augenmerk lag auf der Ermittlung der Ursachen für das Auftreten von Beeinflussungen im Speicher und Unverträglichkeiten Fluid/Fluid bzw. Fluid/Gestein. Mögliche Konditionierungen der Wässer wurden getestet (Abbildung 3-4).

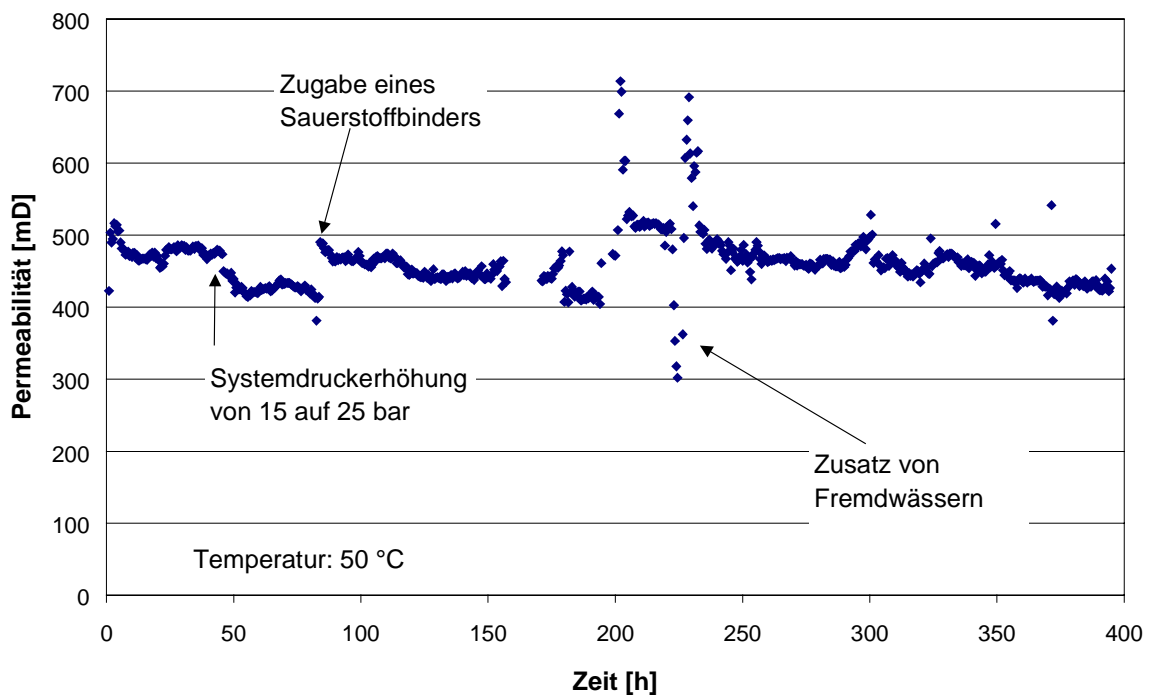


Abb. 3-4: Permeabilitätsänderung eines Sandsteines des Standortes Neustadt-Glewe bei Durchströmung mit einer NaCl-Lösung (217 g/l) [Köckritz et al., 1998]

Folgende Ergebnisse wurden erzielt:

- Die untersuchten hochpermeablen und bindemittellarmen Reservoirsandsteine des Jura/Keuper zeigten nur geringe Permeabilitätsreduzierungen bei Durchströmungsversuchen mit hochsalinaren Lösungen unter lagerstättenähnlichen Bedingungen und N₂-Beaufschlagung.
- Bei gering verfestigten Sandsteinen sind Permeabilitätsveränderungen durch Partikelmobilisation besonders stark.
- Eine Permeabilitätsreduzierung bzw. eine vollständige Blockierung des Kernes erfolgt, wenn es durch Eintrag von Sauerstoff in die eisenhaltigen Wässer zur Bildung von Eisenhydroxiden kommt.
- Durch Konditionierung von durch z. B. Lufteintrag veränderter Wässer mittels physikalischer (Filterung) und chemischer (Zusatz von Reduktionsmitteln oder Sauerstoffbindern) Methoden ist eine Durchströmung ohne Permeabilitätsreduzierung möglich.

Eine Quantifizierung der durch Sauerstoff verursachten Schädigung des Kernmaterials, insbesondere eine Wertung des O₂-Einflusses auf die Tonminerale, ist bisher noch nicht möglich.

3.4 Charakterisierung der Nebengesteine

Auch die Ausbildung der an die Speichergesteine angrenzenden (in Norddeutschland zumeist siltig-tonigen) Nebengesteine besitzt Bedeutung für die Erdwärmenutzung. Die folgenden vier Gesichtspunkte sind für hydrothermale Projekte von Bedeutung.

- Thermische Eigenschaften der Nebengesteine, da diese den Wärmetausch mit den Deckschichten bestimmen.
- Transporteigenschaften der Nebengesteine; diese sind insbesondere für die Beurteilung der Strömungsprozesse (abdeckende Wirkung siltig-toniger Gesteine, Verbindung zwischen Aquiferen) von Bedeutung.
- Beeinflussung der chemischen Zusammensetzung der Thermalwässer durch Wechselwirkungen zwischen im Speicher enthaltenen Fluiden und dem Nebengestein (z. B. erhöhte Eisen- und andere Metallgehalte).
- Gasfreisetzung.

Besondere Bedeutung kommt dabei dem Gasbildungspotential Corg-reicher Nebengesteine zu. Während bakteriell generiertes Gas auch schon in geringen Tiefen und bei niedrigen Temperaturen gebildet werden kann, beginnt die thermogenetische Gasbildung erst im Temperaturbereich von 80-100 °C.

Aus diesem Grund wurden auch diese Gesteine der bearbeiteten norddeutschen Bohrungen hinsichtlich ihrer mineralogisch/geochemischen und petrophysikalischen Eigenschaften untersucht. Dabei stand die Analyse der chemischen Zusammensetzung (Haupt- und Spurenelemente), der mineralogisch-petrographischen Ausbildung (Tonmineralogie, Inkohlungsgrad) und die Bestimmung von Permeabilitäten und Wärmeleitfähigkeiten im Vordergrund [[Burkhardt, 1998](#)].

3.5 Chemische Zusammensetzung der Thermalwässer

Wesentliche Aspekte der Fluid-Gestein-Wechselwirkung im Thermalwasserkreislauf leiten sich aus der chemischen Zusammensetzung der Thermalwässer ab. Daher wurden zunächst bereits vorliegende Daten zur chemischen Zusammensetzung der in den nutzbaren Speichern vorhandenen Thermalwässer erfaßt [[Hoth et al., 1997](#)]. Eigene Untersuchungen wurden an den Wässern aus den geothermischen Heizzentralen Neustadt-Glewe, Neubrandenburg und Waren sowie aus den Bohrungen Rheinsberg und Templin durchgeführt [[Seibt et al., 1997](#); [Naumann et al., 1997](#); [Naumann et al., 1999](#)]. Neben den Kationen- und Anionen-Gehalten wurden die Gasgehalte und die Zusammensetzung der Gase analysiert. Weiterführende isotopegeochemische Untersuchungen wurden mit dem Ziel durchgeführt, nähere Aussagen zur

Genese der Wässer und der Herkunft der in ihnen enthaltenen Gase zu erhalten [Naumann, 1999].

Die in den Beckenregionen anzutreffenden Tiefenwässer umfassen ein breites Spektrum, welches von Süßwässern über die durch meteorische Wässer beeinflussten Salzwässer bis hin zu konzentrierten und hoch konzentrierten Salzlösungen (Gesamtmineralisation > 350 g/l) reicht (Abbildung 3-5).

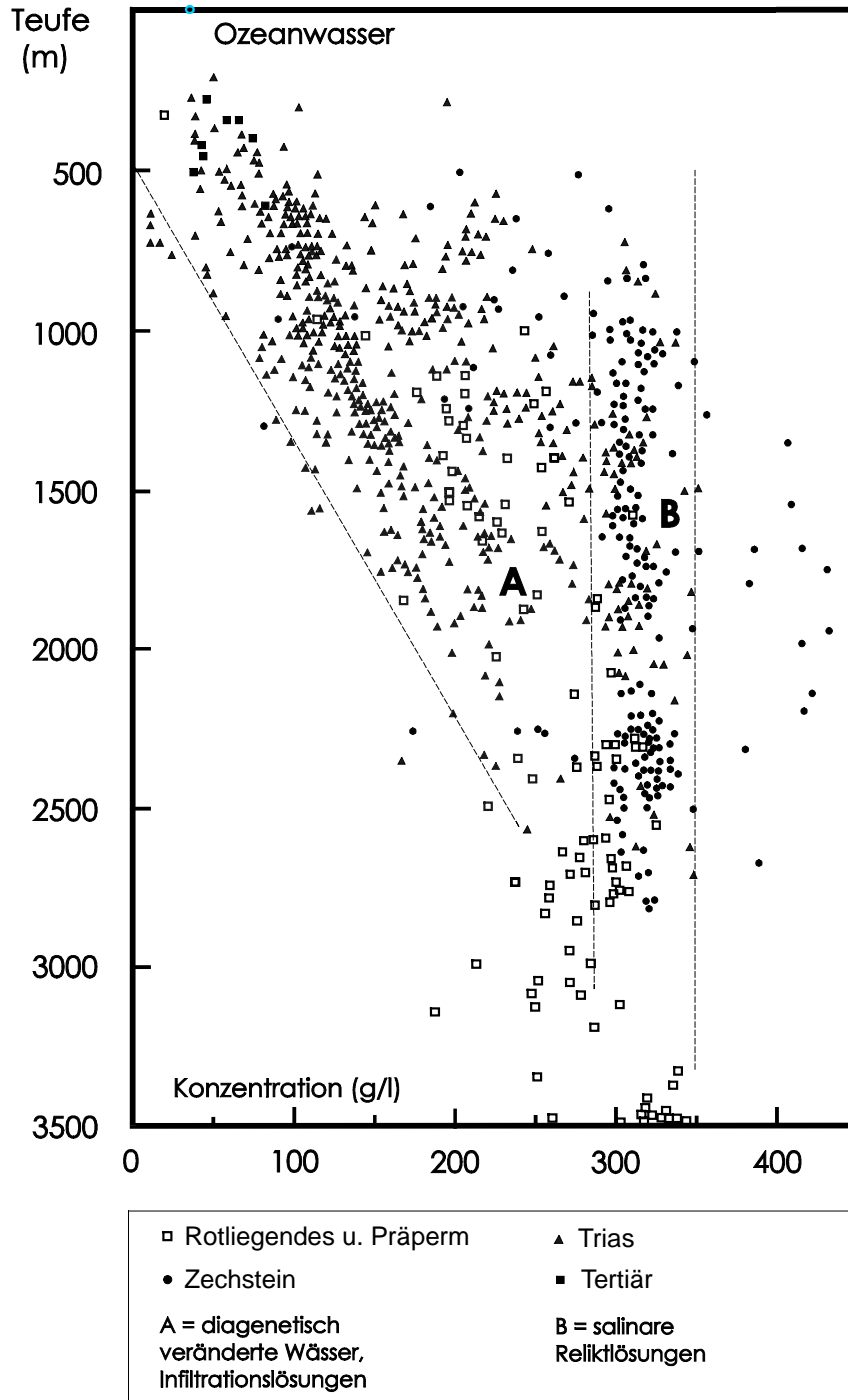


Abb. 3-5: Salinitäten der Tiefenwässer im Norddeutschen Becken nach Müller et al. (1975), ergänzt mit Daten aus Schulz et al. (1994) und Thermalwasseranalysen von GTN und GFZ

Zusätzlich treten in den Thermalwässern meist geringe Anteile an gelösten Gasen auf (Abbildung 3-6). Dabei handelt es sich überwiegend um Kohlendioxid und Stickstoff. Als Nebenbestandteil muß mit Methan insbesondere dort gerechnet werden, wo Corg.-reiche Ge-

steine in der Umgebung der genutzten Reservoirs auftreten. Höhere Kohlenwasserstoffe und Edelgasen sind in den Wässern in Spuren vorhanden.

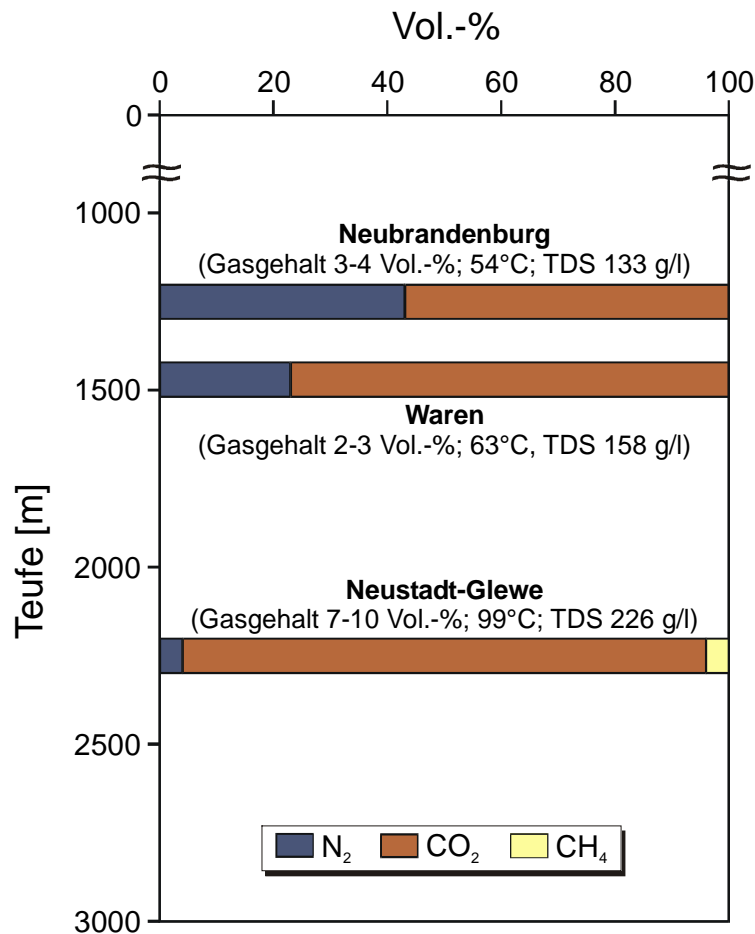


Abb. 3-6: Gasgehalt und Zusammensetzung der Thermalwässer der geothermischen Heizwerke Waren, Neubrandenburg, Neustadt-Glewe (Naumann, 1999)

Obwohl zwischen einzelnen Becken und sogar Beckenregionen deutliche Unterschiede in der chemischen Zusammensetzung der Tiefenwässer auftreten, ist eine generelle Gliederung auf der Basis des dominierenden Anions in „Thermalwasserstockwerke“ möglich, wobei zwischen Hydrogenkarbonat-, Sulfat- und Chloridwässern unterschieden wird. Parallel zur Abnahme der Anteile an Hydrogenkarbonat und Sulfat und der Zunahme des Chlorids nehmen auch der pH-Wert und das Redoxpotential der Wässer ab. Hinsichtlich ihrer grundsätzlichen Eignung für den technologischen Prozeß der Wärmeabgewinnung müssen die salinaren Thermalwässer besonders beachtet werden.

Bei den bisher genutzten hochsalinaren Wässern in Norddeutschland handelt es sich um reduzierende Na-Cl-Wässer mit pH-Werten zwischen 5 und 6,5. Ausgehend von den eigenen Analysen [Seibt et al., 1997] wurden mit Hilfe der zur Modellierung von geochemischen Wechselwirkungen zwischen Fluiden und Mineralen geeigneten Programmen SOLMINEQ.88 [Kharaka et al., 1987] und PHREEQC [Parkhurst et al., 1995] die Sättigungszustände dieser Thermalwässer unter verschiedenen angenommenen Betriebszuständen abgeschätzt. Die Berechnungen zeigen, daß bei den für die mesozoischen Aquifere Norddeutschlands typischen Wässern Druck- und Temperaturabnahmen allein nicht zu Ausfällungen führen [Kühn, 1997]. Kommt es im Verlauf der Förderung und Reinjektion der Wässer jedoch zu Änderungen der Eh- und pH-Werte (z. B. infolge von Entgasungsprozessen) sind Ausfällungen von Karbonat- und Eisenverbindungen die Folge [Seibt et al., 1999].

Die Untersuchungen zur Gasführung der Thermalwässer durch [Naumann und Erzinger \(1997\)](#) und [Naumann et al. \(1999\)](#) zeigen, daß eine genaue Gasanalytik unerlässlich für die Auslegung und den Betrieb einer geothermischen Heizzentrale ist.

Mittels „on-line“ Gasanalytik können zeitliche Variationen in der Gasführung nachgewiesen werden. Konstanz in der Gasführung über lange Zeiträume spricht für eine relativ große Homogenität und räumliche Ausbreitung des genutzten Aquifers. Sowohl die N_2 -Ar-He-Verhältnisse der Gasphase als auch die $^3\text{He}/^4\text{He}$ -Signatur und die $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ -Werte liefern Aussagen zur Herkunft der Gase. Alle diese Indikatoren weisen bei den untersuchten Gasen auf eine krustale Herkunft mit meteorischem Einfluß (signifikante atmosphärische Komponente) hin.

Aus den Isotopenuntersuchungen von CH_4 und C_2H_6 konnten Rückschlüsse hinsichtlich der Quellen der Kohlenwasserstoffe gezogen werden:

- Die im Tiefenwasser von Neustadt-Glewe gelösten Kohlenwasserstoffe stammen aus marinen Muttergesteinen mit relativ geringem Inkohlungsgrad.
- Gase aus wesentlich tiefer liegenden Formationen wie z. B. dem Karbon bzw. ein Einfluß des Erdmantels auf die He-Gehalte spielen kaum eine Rolle [[Naumann et al., 1999](#)].

3.6 Geothermische Bedingungen

Um Thermalwässer mit einem wirtschaftlich interessanten Temperaturniveau ($>40\text{ C}$) anzutreffen, sind in Deutschland überwiegend Bohrtiefen von mindestens etwa 1000 m notwendig. Eine Ausnahme bildet die Region des durch spezielle geothermische Bedingungen gekennzeichneten Oberrheingraben ([Abbildung 3-7](#)).



Abb. 3-7: Temperaturverteilung in Deutschland in 2000 m Tiefe (nachgezeichnet in Anlehnung an [Hurtig et al. \(1992\)](#))

Die Thermalwassertemperatur wird in erster Linie durch die Teufenlage bestimmt. Differenzierungen ergeben sich aus lokalen und regionalen Veränderungen im strukturellen Bau und der Ausbildung des tieferen kristallinen Untergrundes sowie damit zusammenhängender Deckgebirgsentwicklungen mit unterschiedlichen Wärmeproduktionen und Wärme- sowie Stofftransportprozessen [Katzung et al., 1992].

Zur Bewertung der Temperaturbedingungen des Untergrundes kann auf ein umfangreiches Datenmaterial sowie eine Reihe von publizierten Kartenwerken zurückgegriffen werden [Hurter et al., 1999].

Insbesondere bei Aussagen und Abschätzungen von lokalen Speichertemperaturen sind die vorhandenen Daten jedoch kritisch zu analysieren, da z. B. die Temperaturmessungen oft nicht unter thermischen Gleichgewichtsbedingungen durchgeführt wurden und daher Abweichungen gegenüber der wahren Gebirgstemperatur möglich sind [Förster, 1997].

Wärmeleitfähigkeit

Die Kenntnis des regionalen Wärmestromdichtefeldes ist eine wichtige Voraussetzung für alle geothermischen Problemstellungen. Zu ihrer Bestimmung aus Temperaturgradientenmessungen in Bohrlöchern wird die Wärmeleitfähigkeit der Gesteinsformationen benötigt. Liegen diese Daten mit ausreichender Genauigkeit und vertikaler Auflösung vor, so läßt sich die vertikale Änderung der Wärmestromdichte ermitteln, aus deren regionaler Verteilung eine Abschätzung der Anteile von konduktivem und advektivem Wärmetransport möglich ist. Auch für die Langzeitmodellierung eines geothermischen Aquifers stellt die Wärmeleitfähigkeit einen wichtigen Eingangsparameter dar.

Die Bestimmung der Wärmeleitfähigkeit wurde im Rahmen des Projektes mit unterschiedlichen Methoden durchgeführt. Dazu gehörten Labormessungen an Bohrkernen und Bohrklein sowie Abschätzungen aus dem Mineralbestand mittels physikalischer Gesteinsmodelle. Weiterhin wurden diese Daten durch in situ Messungen der Wärmeleitfähigkeit in Bohrlöchern ergänzt. Ziel dieses mehrgleisigen Vorgehens war eine Verbesserung der Qualität der Wärmeleitfähigkeitsdaten. Dies schloß auch experimentelle Untersuchungen zur Wärmeleitfähigkeit unter simulierten in situ Bedingungen sowie die Weiterentwicklung einer problemangepaßten Bohrlochsonde zur in situ Messung der Wärmeleitfähigkeit ein [Burkhardt, 1998].

Trotz des höheren technischen und zeitlichen Aufwands für die in-situ Messungen zeigen die Ergebnisse, daß diese eine wirkliche Alternative zu Labormessungen darstellen. Insbesondere für die Ermittlung des regionalen Wärmestromdichtefeldes sollte diese Methode zur Anwendung kommen, da eine vergleichbare Aussage über ein größeres Integrationsvolumen bedingt nur durch einen hohen Datendurchsatz an Kernmessungen zu erreichen ist.

Eine weitere Anwendung der Sonde bietet sich für oberflächennahe Einsätze im Rahmen der Bewertung und Auslegung von erdgekoppelten Wärmesonden und der unterirdischen Wärmespeicherung an.

Thermischer Kontaktwiderstand von Bohrungen

Der thermische Kontaktwiderstand der Bohrlochwand bestimmt maßgeblich die Effizienz der Nutzung von Erdwärme mit geschlossenen Systemen (Erdwärmesonden). Gleichzeitig ist dieser Parameter wesentlich, um mit numerischen Modellierungen Aussagen über die Temperaturverteilung in der Umgebung der Förder- und Reinjektionsbohrungen während des Anlagenbetriebs machen zu können.

Das Temperaturangleichverfahren (TAV) [Dornstädter, 1987] wurde eingesetzt, um den Kontaktwiderstand experimentell zu bestimmen. Dazu wurde das Distributed Optical Fibre Sensing (DTS) [Hurtig et al., 1993] eingesetzt. Im Vergleich zu Ergebnissen mit konventionellen Temperaturmessungen wird mit dem DTS-Verfahren eine Verbesserung in der Bestimmung des Kontaktwiderstandes erzielt [Wilhelm, 1998]. Dies ist insbesondere auf den höheren Informationsgewinn bei diesem Meßverfahren zurückzuführen, wodurch die für die Interpretation benötigten Startparameter besser gewählt werden können. Es konnte folgendes gezeigt werden:

- Eine experimentelle Bestimmung des Kontaktwiderstandes einer Bohrung ist mit Hilfe des DTS-Verfahrens grundsätzlich möglich.
- Es müssen jedoch noch weitere Erfahrungen gesammelt werden, um die Fehlergrenzen zu reduzieren und damit die Langzeitentwicklung der Temperaturen in der Umgebung der Bohrungen genauer als bisher abschätzen und die Methodik gegebenenfalls verbessern zu können.

Wärmeproduktion

Die Ursachen der regionalen Anomalien des Temperaturfeldes im Norddeutschen Becken sind bisher noch nicht abschließend geklärt. Diese sind vor allem durch unterschiedlichen Krustenaufbau (z. B. Mächtigkeit, radioaktive Wärmeproduktion, Salinarstrukturen,..) und störungsgebundenen konvektiven Wärmetransport bedingt.

Während für andere Sedimentbecken Daten zu Wärmeproduktionsraten vorliegen, fehlten solche für Norddeutschland bisher. Innerhalb der Projektlaufzeit wurde deshalb mit der Schaffung eines Datensatzes zur Darstellung der Wärmeproduktionsraten in verschiedenen Sedimentkörpern des Nordostdeutschen Beckens begonnen [Ullner, 1997].

Die Ergebnisse deuten auf eine beachtenswerte Wärmeproduktion in den Sedimenten des Norddeutschen Beckens hin. Die γ -Strahlung in Gesteinen des Sedimentbeckens erzeugt demnach Wärme in der Größenordnung bis zu 10 % der Wärmestromdichte an der Erdoberfläche.

3.7 Langzeitverhalten geothermisch genutzter Reservoirs

Die mögliche Nutzungsdauer einer Anlage hängt von der räumlich zeitlichen Entwicklung von Temperaturen und Drücken beim Abbau der Lagerstätte ab. Einflußfaktoren sind neben den physikalischen Eigenschaften der Gesteine und Thermalwässer u. a. unterschiedliche Förder- und Injektionskonzepte sowie die Produktionszeiträume. Ein Hilfsmittel für die Beurteilung sind 2 oder 3 dimensionale numerische Modellierungen. Auf der Basis geologischer Modelle der tektonischen und sedimentologischen Strukturen geothermisch nutzbarer Aquifere wurden 3-dimensionale Finite Elemente (3D-FE) Berechnungen mit dem Simulator FEFLOW[®] durchgeführt [Wenderoth, 1998].

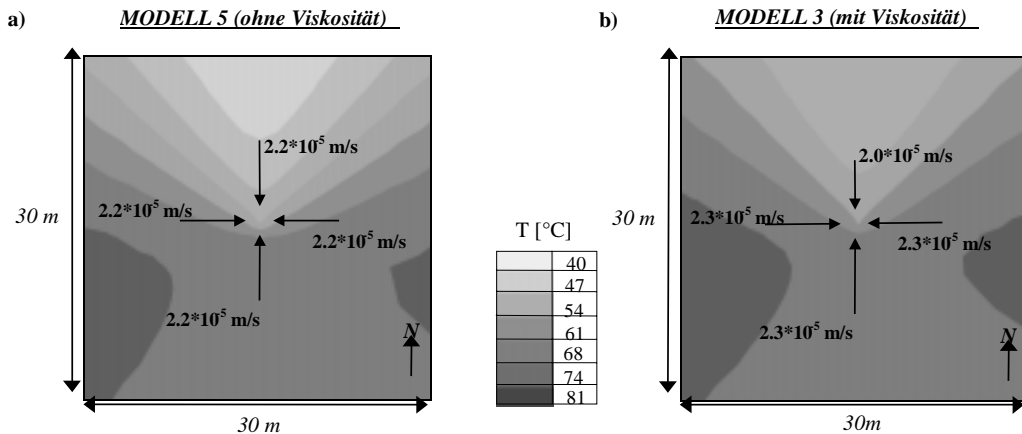


Abb. 3-8: Vergleich der berechneten Temperaturen und Darcy-Geschwindigkeiten im Nahbereich der Förderbohrungen (Horizontalprojektion) nach 50 Betriebsjahren für: (a) das 3D-Modell ohne Viskositätsberücksichtigung und (b) das 3D-Modell mit Viskositätsberücksichtigung [Wenderoth, 1998]

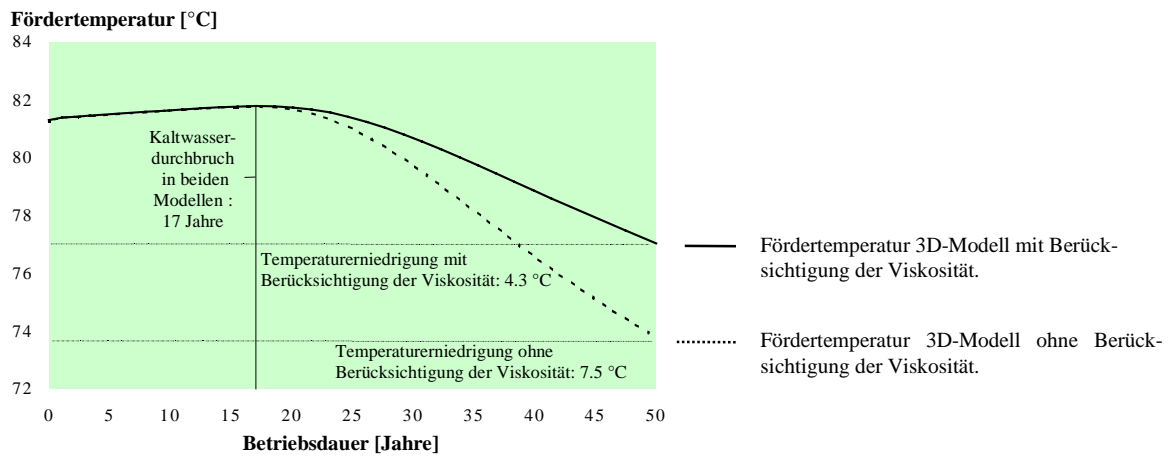


Abb. 3-9: Vergleich der berechneten Fördertemperaturen in den 3D-Modellen ohne und mit Berücksichtigung der temperaturabhängigen Viskosität des Porenwassers über die Betriebsdauer von 50 Jahren [Wenderoth, 1998]

Die Betriebssimulationen ergeben folgende Schlußfolgerungen:

- Dreidimensionale Modelle liefern verlässlichere Prognosen hinsichtlich der „Lebenserwartung“ geothermischer Anlagen als zweidimensionale, da letztere wesentliche Wärmeaustauschprozesse vernachlässigen. Generell sagen 2D-Horizontal-Modelle deutlich verringerte Kaltwasserdurchbruchszeiten und eine schnellere Abkühlung der Fördertemperatur nach dem Kaltwasserdurchbruch voraus.
- Die temperaturabhängige Viskosität des Porenwassers hat einen wesentlichen Einfluß auf die Entwicklung der Fördertemperatur und muß in den Berechnungen immer berücksich-

tigt werden. Die Wässer mit einer höheren Temperatur und dementsprechend geringerer dynamischer Viskosität werden gegenüber kälteren Wässer bevorzugt gefördert (Abbildung 3-8).

- Die berechneten Abnahmen der Fördertemperaturen lassen den Schluß zu, daß geothermische Anlagen auch eine beträchtliche Zeit über den Kaltwasserdurchbruch hinweg wirtschaftlich arbeiten können (Abbildung 3-9).
- Die Untersuchungen zur Aquifercharakteristik haben ergeben, daß die hydraulische Transmissivität als Produkt aus Durchlässigkeit und Aquifermächtigkeit über die generelle geothermische Nutzbarkeit eines Aquifers entscheidet. Sie bestimmt die technisch und wirtschaftlich umsetzbaren Volumenströme und somit die thermische Leistung einer Anlage. Der spezifische Speicherkoeffizient und die Wärmeleitfähigkeit besitzen nur eine untergeordnete Bedeutung bei einem Eignungsnachweis.
- Die Simulationen unterschiedlicher Bohrungskonfigurationen legen nahe, daß dreidimensionale Modellierungen entscheidend dazu beitragen können, potentielle Bohrungsstandorte zu optimieren und somit die energetische Effizienz einer Anlage zu erhöhen. Optimierungsmöglichkeiten bieten sich demnach bei der räumlichen Lage der Bohrungen, deren Abstand, den Volumenströmen und Injektionstemperaturen sowie bei alternativen Bohrungskonfigurationen, die nach der Nutzung einer wirtschaftlich arbeitenden Dublette eingesetzt werden können.
- Die „Lebenserwartung“ einer Anlage wächst mit steigendem Abstand zwischen Förder- und Injektionsbohrung überproportional. Eine möglichst große Abkühlung des geförderten Thermalwassers trägt zusätzlich zu ihrer Verlängerung bei.
- Mit speziellen Bohrungskonfigurationen kann der Energiegehalt eines Reservoirs über die gesamte Laufzeit der Anlage am besten genutzt werden. Mehrbohrungskonfigurationen stellen zwar keine wirtschaftliche Alternative dar, könnten aber (z. B. durch das räumliche Versetzen der Injektionsbohrung) dazu beitragen, einen ineffizienten Dublettenbetrieb wieder in einen wirtschaftlich vertretbaren Leistungsbereich zu bringen.

4 Technologische Aspekte

Nachdem bisher die Herkunftsumgebung und Art des zu nutzenden Thermalwassers charakterisiert wurde, wird im folgenden die technische Realisierung des Thermalwasserkreislaufes diskutiert.

4.1 Prinzip der hydrothermalen Nutzung

Die im Vorhaben behandelte Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen grenzt sich ab von den anderen für Deutschland interessanten Nutzungsformen der Geothermie: den Verfahren der untiefen Geothermie, die Erdwärme bis 400 m unter Geländeoberkante nutzen sowie dem noch in der Entwicklung befindlichen HotDryRock-Verfahren zur geothermischen Stromerzeugung [Kaltschmitt et al., 1999].

Das allgemeine Prinzip der hydrothermalen Nutzung beruht darauf, daß das in tieferen Schichten vorhandene Thermalwasser über eine Bohrung an die Erdoberfläche gefördert (Förderbohrung) und nach dem Wärmeentzug über eine zweite Bohrung (Injektionsbohrung) wieder in die Entnahmeschicht verbracht (Doublettenprinzip) wird (Abbildung 4-1). Die in der Regel erforderliche Zurückführung der Wässer in den Untergrund dient einerseits der Aufrechterhaltung des hydraulischen Regimes, andererseits können vor allem hochmineralisierte Wässer aus Gründen des Umweltschutzes nicht oberirdisch abgeleitet werden. Der Wasserkreislauf zwischen Förder- und Injektionsbohrung wird als geschlossener Primärkreislauf betrieben. Die Wärme wird dem Thermalwasser über Wärmetauscher entzogen und über einen sekundären Kreislauf an den Verbraucher abgegeben.

Nutzung zur Wärmeversorgung

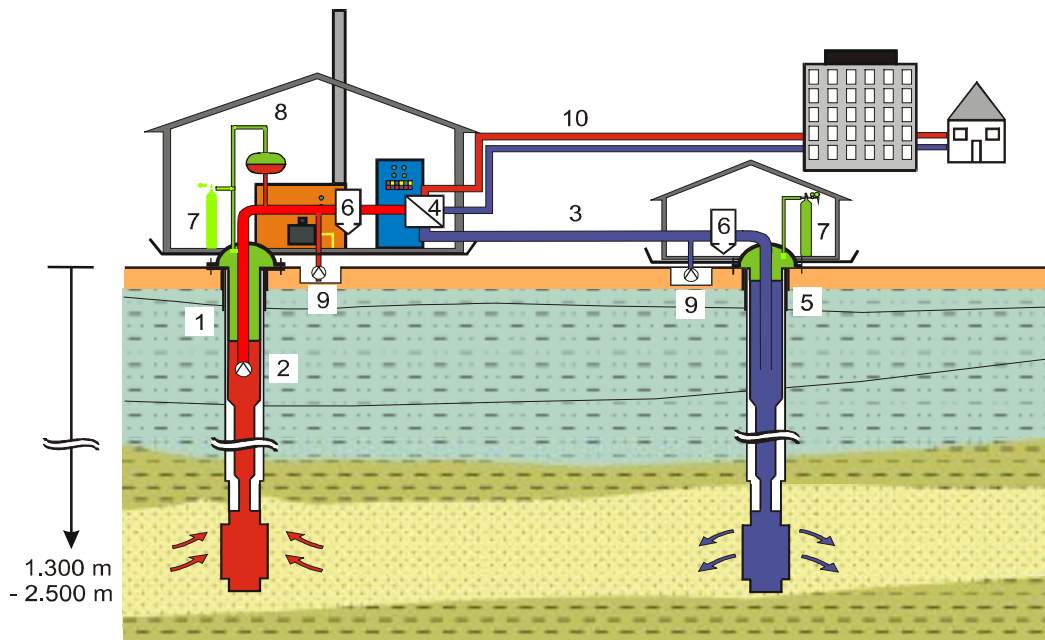


Abb. 4-1: Prinzip des Aufbaus eines Thermalwasserkreislaufes für hochsalinare Wässer mit den Komponenten Förderbohrung (1), Förderpumpe (2), Förderleitung (3), Wärmeüberträger (4), Injektionsbohrung (5), Filtereinrichtungen (6), Inertgas- (7) und Druckhaltungssystem (8) Slopgruben (9) sowie Heiznetz (10)

Ist das Thermalwasser nicht salinar, kann im Einzelfall die thermische Nutzung auch durch eine einzelne Förderbohrung erfolgen. Angesichts der anzustrebenden Nutzungsdauer von

einigen Jahrzehnten ist diese Möglichkeit jedoch nur unter extrem günstigen Aquiferbedingungen (Aufrechterhaltung des hydraulischen Regimes!) denkbar. In die Systemauslegung und die Kostenrechnungen sollte deshalb von vornherein eine, unter Umständen zu einem späteren Zeitpunkt zu erstellende, zweite (Verpreß-) Bohrung einbezogen werden. Damit kann einer Produktivitätsminderung bei Druckabfall entgegengewirkt werden. Die Beurteilung der Nutzungsmöglichkeiten und insbesondere eine wirtschaftliche Bewertung setzt eine Analyse der technischen Umsetzungsmöglichkeiten und eine darauf aufbauende Zusammenstellung der benötigten Komponenten voraus.

Anlagenkomponenten

Die Anlagenkomponenten gliedern sich im wesentlichen in die Bereiche:

- obertägige Anlage inkl. Thermalwasserkreislauf
- Bohrungen und Bohrungsausbau
- Wärmeverteilnetz.

Diese werden im folgenden umrissen. Eine Beschreibung der Wärmeverteilnetze erfolgte im Rahmen des Projektes nicht, da sie technologisch nicht unmittelbar mit der Nutzung von hydrothermalen Energie verknüpft ist.

Die obertägigen Anlagenkomponenten in den Heizzentralen wurde mit Hilfe von Befragungen der Anlagenbetreiber erfaßt. Zusätzlich standen detaillierte Unterlagen der Geothermischen Heizzentrale Riehen (Schweiz) von der Gruneko AG zur Verfügung [Kayser et al., 1996] und es konnten die Planungs- und Konstruktionsunterlagen der GHZ Neustadt-Glewe eingesehen werden [Kayser et al., 1999]. Bei den Untersuchungen zum Aufbau der Heizzentralen zeigte sich, daß die verwendeten Komponenten stark von der Versorgungsaufgabe beeinflusst waren [Schallenberg, 1996]. Um unterschiedliche Anlagenkonfigurationen korrekt beschreiben und gemäß den Anforderungen optimieren zu können, wurde deshalb eine Datenbank mit den Parametern der Einzelkomponenten aufgebaut und fortgeschrieben. [Straubel et al., 1998; Schallenberg, 1998]. Neben den geothermiespezifischen Komponenten der Heizwerke und -zentralen wurden auch die Komponenten der jeweiligen Spitzenlastanlagen erfaßt.

Thermalwasserkreislauf

Der Thermalwasserkreislauf bildet das Bindeglied zwischen dem im Untergrund vorhandenen thermischen Potential und der Abnehmeranlage, d. h. der zeitlich und örtlich variablen Wärmenachfrage. Er sichert, daß der Wärmeträger Thermalwasser in der geforderten Menge und Qualität bis zum Wärmetauscher gelangt und nach der Wärmeübertragung von dort abgeleitet wird. Der Thermalwasserkreislauf besteht unabhängig von der Art der Lagerstätte und der Thermalwasserzusammensetzung mindestens aus den Komponenten Förderbohrung, Förderpumpe, Förderleitung und Wärmeüberträger. Muß das ausgekühlte Thermalwasser aufgrund seiner hohen Salinität wieder in den Untergrund verbracht werden, ist eine 2. Bohrung erforderlich. Außerdem sind hier weitere Komponenten wie Inertgasbeaufschlagungssystem, Slopbehälter, die in den Thermalwasserkreislauf eingefügt werden notwendig. Aufgrund des hoch korrosivem Mediums kommen nur bestimmte Materialien zum Einsatz, um möglichst das Entstehen von Korrosionsprodukten auszuschließen. Die Filtration des Wassers erfolgt jeweils unmittelbar nach der Förderbohrung und vor der Injektionsbohrung [Seibt et al., 1997; Schallenberg 1999].

Bohrungsaufschluß und -ausbau

Einen wesentlichen Anteil an den Wärme- bzw. Stromgestehungskosten hydrothermalen Nutzungsanlagen haben die kostenintensiven Tiefbohrungen. Deshalb wurden gängige und bewährte Bohr- und Ausbauvarianten analysiert und ihre Komponenten zusammengetragen

[Siebertz et al., 1998]. Anhand zweier ausgewählter und für Norddeutschland typischer geologischer Profile wurden auf dieser Basis spezifische und absolute Kosten ermittelt. Für die betrachteten drei Varianten (Aufschluß durch zwei vertikale Bohrungen, Aufschluß durch eine vertikale und eine abgelenkte Bohrung sowie Aufschluß durch zwei abgelenkte Bohrungen von einer Bohrlokation) variieren die Gesamtinvestitionen aller durchgerechneten Szenarien im Bereich $\pm 5\%$. Die Entscheidung für eine der Varianten kann daher nach lokalen Erfordernissen und Gegebenheiten erfolgen. So kann es im innerstädtischen Bereich kostengünstiger sein, die thermalwasserführenden Schichten durch abgelenkte Bohrungen von einem Bohrplatz (Grundstückspreis!) bei gleichzeitig minimaler Länge der obertägigen verbindenden Thermalwasserleitung (Verlegungskosten bei obertägiger Bebauung!) zu erschließen.

Aufbereitungsanlagen , Konditionierung der Thermalwässer

Unter Aufbereitungsanlagen werden bei der hydrogeothermalen Erdwärmenutzung die Filteranlagen verstanden, über die eine Reinigung des Thermalwassers durchgeführt wird. Mittels einer Tiefenfiltration, bei der eine Ablagerung der Feststoffe im Inneren des Filters erfolgt, werden gute bis sehr gute Abscheideergebnisse und somit eine gute Klärwirkung erreicht. Zur Sicherung einer Abtrennung der Partikel nach der Größe werden Filtrationsverfahren eingesetzt, die eine Oberflächenfiltration (Abscheidung des Feststoffes an der Filteroberfläche) realisieren. Für geothermische Anwendungen wird eine Kombination beider Filtrationsprozesse gewählt, um sowohl eine gute Klärwirkung als auch eine Klassierung zu gewährleisten.

Das Thermalwasser wird unmittelbar nach der Entnahme aus der Förderbohrung einer Grobfiltration unterzogen. Sie dient zum einen dem Schutz der nachgeschalteten Anlagenteile und zum anderen als Vorfiltrationsstufe für die Reinjektion des ausgekühlten Thermalwassers. Für die Grobfiltration kommen zwei austauschbare Beutelfilter mit einer Porengröße von $10\ \mu\text{m}$ (GHZ Neubrandenburg) bzw. $3\ \mu\text{m}$ (GHZ Neustadt-Glewe) zum Einsatz. Direkt vor der Reinjektion des Thermalwassers in die Injektionsbohrung erfolgt die Feinfiltration mit einer Porengröße von $2,5\ \mu\text{m}$ (GHZ Neubrandenburg) bzw. $1\ \mu\text{m}$ (GHZ Neustadt-Glewe). Eingesetzt werden ebenfalls Beutelfilter. Die Filter sind in zwei Gruppen zu je zwei Filtereinheiten angeordnet. Die Filtration muß als ein kontinuierlicher Prozeß erfolgen, d. h. beim Erreichen der maximalen Beladung der Filter wird auf die parallel angeordneten Redundanz-Filter umgeschaltet. [Seibt et al., 1997].

Eine chemische Behandlung der Wässer (Reduktionsmittel, Korrosionsschutzmittel) ist nicht unbedingt erforderlich. Die früher wesentliche Korrosionsproblematik, die zu Schädigungen und Störungen im geothermischen System führte, wird mit durchgängigem Einsatz entsprechender Werkstoffe (Plast- und beschichtete Materialien) für Leitungen und Anlagen weitestgehend verhindert.

4.2 Hydrothermale Nutzungsanlagen im Betrieb

Ziel von Untersuchungen in bestehenden Anlagen ist, einen sicheren Betrieb zu gewährleisten. Während der Projektlaufzeit wurden deshalb die wichtigsten Aspekte detailliert untersucht.

Sauerstoffmessungen

Die Menge an Sauerstoff im Thermalwasser ist der wichtigste Parameter zur Einschätzung möglicher Speicherschädigungen. Deshalb wurden Sauerstoffmessungen unter verschiedenen Betriebszuständen durchgeführt (Abbildung 4-2, Abbildung 4-3). Damit sollte die Frage beantwortet werden, wo und unter welchen Betriebszuständen Sauerstoff in den Thermalwasserstrom gelangen kann. Von besonderem Interesse war es festzustellen, ob und wieviel gelöster

Sauerstoff im Thermalwasser noch nach den vor der Injektionsbohrung installierten Filtern nachzuweisen ist. Bislang ging man davon aus, daß der Sauerstoff - gelangt er obertägig in den Thermalwasserkreislauf - schnell genug mit der äquivalenten Menge gelöster Eisenionen reagiert, so daß der Sauerstoff im untertägigen Bereich als Reaktionspartner nicht zur Verfügung steht und sämtliche Fällungsprodukte durch die Filter zurückgehalten werden.

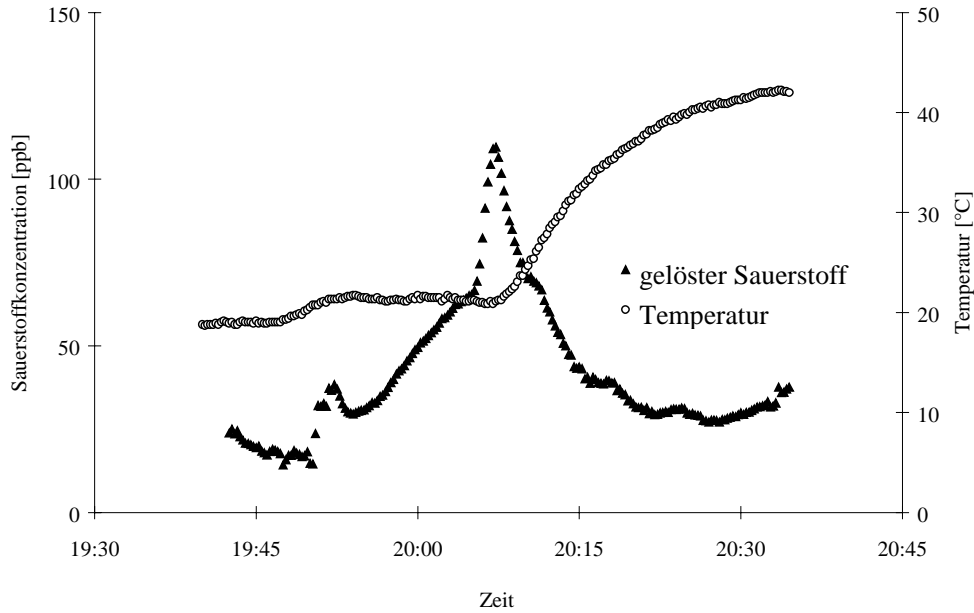


Abb. 4-2: Gelöster Sauerstoff im Thermalwasser; Messung nach 3wöchiger Stillstandszeit, Anlage (Neustadt-Glewe) war mit Stickstoff beaufschlagt [Seibt et al., 1997]

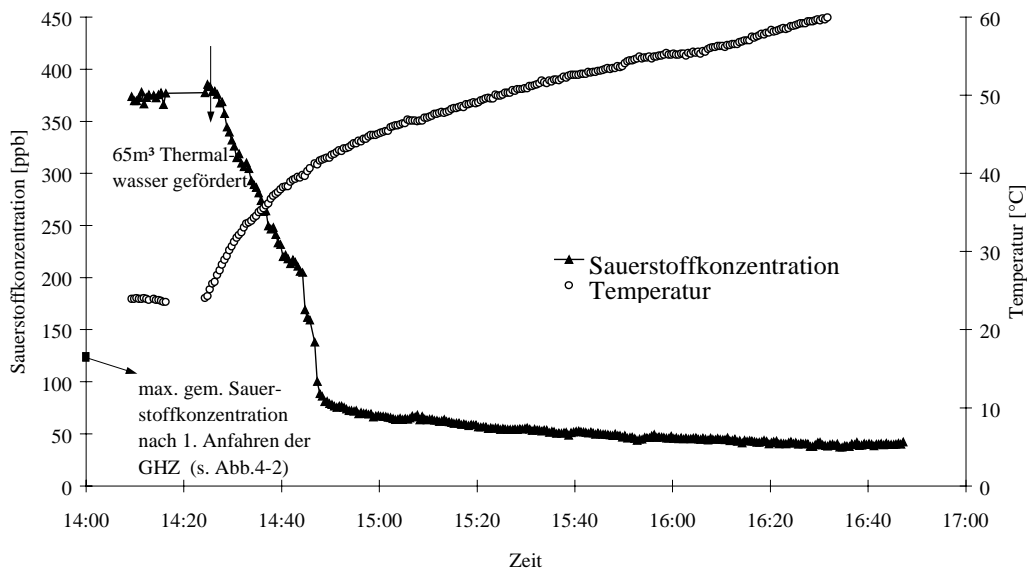


Abb. 4-3: Gelöster Sauerstoff im Thermalwasser; erneutes Anfahren der GHZ nach einwöchiger Pause, Thermalwasser verblieb während der Stillstandszeit in der Anlage (Neustadt-Glewe) [Seibt et al., 1997]

Die Ergebnisse der on-line Messungen lassen folgende Schlußfolgerungen zu:

- Unabhängig von einem Stickstoffbeaufschlagungssystem konnte während eines kontinuierlichen Normalbetriebes Sauerstoff nur in geringer Konzentration im Thermalwasser nachgewiesen werden.
- In den Thermalwasserkreislauf eingetragener Sauerstoff wird nicht quantitativ in der obertägigen Anlage umgesetzt. Das bedeutet, daß Sauerstoff als Reaktionspartner während des Reinjizierens vorliegt und mit Ausfällungsprodukten noch nach den Filtern zu rechnen ist.
- Besondere Aufmerksamkeit erfordert ein Anfahren der Anlagen nach längeren Betriebspausen. Mit geringster Sauerstoffbelastung ist zu rechnen, wenn während des Stillstandes die Anlage einer Stickstoffbeaufschlagung unterzogen wird. Die ermittelten Sauerstoffwerte während des Anfahrens, sind so niedrig, daß, auch wenn der Thermalwasserkreislauf geöffnet wurde, ohne Gefahr reinjiziert werden kann. In diesem Fall wird ein Abfahren der Wässer in die Slopgruben als nicht notwendig erachtet. Die Sauerstoffmessungen haben weiterhin gezeigt, daß in das in der Anlage stehende Thermalwasser, selbst wenn dieses unter Druck gehalten wird, beträchtliche Mengen Sauerstoff diffundieren. Deshalb ist es empfehlenswert, den Thermalwasserkreislauf auf Undichtheiten regelmäßig zu kontrollieren. Kontinuierliche Sauerstoffmessungen helfen Schwachstellen im Kreislauf zu erkennen.
- Weiterhin sollte eine schnelle und abrupte Erhöhung der Förderrate weitestgehend vermieden werden, da hier insbesondere bei Anlagen ohne Stickstoffbeaufschlagung die Gefahr des verstärkten Partikeleintrages gegeben ist. Ein Sammeln der Wässer in den Slopgruben ist anzuraten, damit Schwebstoffe sedimentieren können. Beim Verpumpen der Slopwässer sollten diese nochmals filtriert werden, um den Partikelgehalt zu minimieren. Mit einem Sauerstoffeintrag in den Aquifer ist jedoch in jedem Fall zu rechnen.

Filteruntersuchungen

Im Verhältnis zum durchgesetzten Volumen an Thermalwasser ist die Menge der abgeschiedenen Feststoffpartikel während des Normalbetriebes in den untersuchten Anlagen (Neubrandenburg, Neustadt-Glewe) sehr gering. Nach technischen Wartungsarbeiten an der Förderbohrung (z. B. Pumpenwechsel), nach längeren Stillstandszeiten der Anlagen und bei der Slopwasserverpressung steigt die Menge der zurückgehaltenen Partikel jedoch deutlich an. Insgesamt war im Untersuchungszeitraum die Filterbelastung in der mit Stickstoff beaufschlagten Anlage (Neustadt-Glewe) im Vergleich zur Anlage ohne dieses System (Neubrandenburg) wesentlich geringer.

In den Filterrückständen der nach den Förderbohrungen angeordneten Beutelfilter sind neben trocknungsbedingten Rückständen folgende Phasen nachzuweisen: Quarz, Feldspat und Schichtsilikate als Mobilisate aus dem Speicher bzw. dem Filterbereich sowie Eisen- und Blei- und Zinksulfide und Magnetit als eigentliche Ausfällungsprodukte ([Abbildung 4-4](#)).

Die Gehalte der Filterrückstände in den Feinfiltern der Injektionsbohrungen sind wesentlich geringer als die der Filter der Förderbohrungen. Von den aus den Speichern selbst mobilisierten Partikeln sind nur noch Schichtsilikate mit sehr geringer Korngröße nachzuweisen. Als weitere Filterbestandteile treten die oben beschriebenen Sulfidphasen auf, wobei nachgewiesen werden konnte, daß die Akkumulation dieser Sulfide sehr oft von einer Kristallisation an den Filtermaschen ausgeht. Magnetit, CaSO_4 und BaSO_4 stellen weitere, allerdings mit geringen bis sehr geringen Gehalten auftretende Rückstandskomponenten dar.

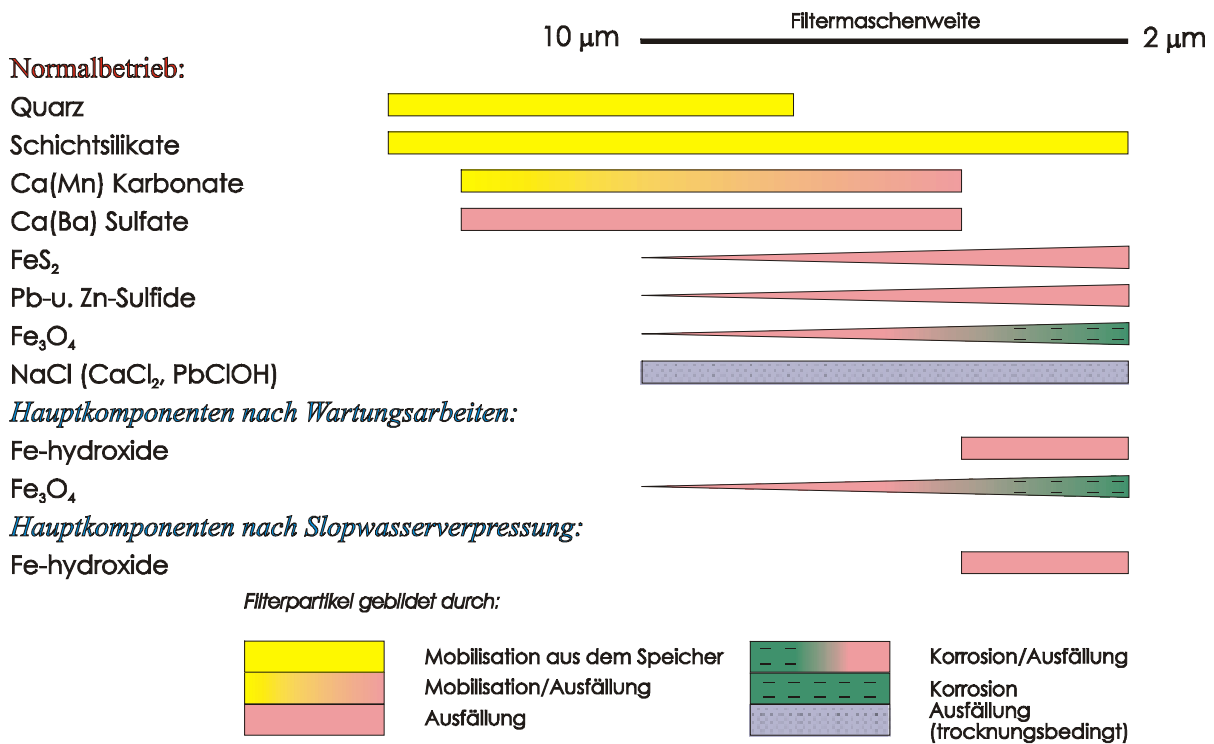


Abb. 4-4: Filterrückstände der Förder- und Injektionsbohrungen in Neubrandenburg und Neustadt-Glewe

Folgende Ursachen für den teilweise auftretenden hohen Anteil an Magnetit werden zur Zeit angenommen:

- chemische Bildung (insbesondere bei Entweichen von CO₂ aus dem System)
- mikrobielle Tätigkeit,
- Korrosion von Anlagenteilen im Förderbereich.

Die beobachteten Metallsulfide werden durch Reaktion der im Thermalwasser gelösten Metallionen mit Schwefelwasserstoff gebildet. Dieser konnte z. B. im Neubrandenburger Thermalwasser nachgewiesen werden. Zusätzlich wird Schwefelwasserstoff durch Bakterien, die an den Filtern zurückgehalten werden, gebildet. Der so gebildete Schwefelwasserstoff reagiert sehr schnell quantitativ mit den Metallionen, so daß an einigen Standorten wie Neustadt-Glewe ein direkter Nachweis von Schwefelwasserstoff nicht möglich ist. Wahrscheinlich ist generell der überwiegende Anteil der Sulfidfällung bakteriell bedingt.

Strömungsmechanische Untersuchungen

Unter den im Thermalwasserkreislauf von geothermischen Heizzentralen gegebenen Temperaturbedingungen kann es an kritischen Stellen zu Gasentlösungen bzw. Zweiphasenfluß und damit verbundenen Ausfällungen kommen. Die Berechnungen verlangen die komplexe Betrachtung der Druckänderungen und der Geschwindigkeitsprofile im Reservoir an der Förder- und Injektionsseite sowie der Strömungsvorgänge in den unter- und obertägigen Rohrleitungen und Armaturen.

In der GHZ Neustadt-Glewe werden im laufenden Betrieb die Drücke, Durchflußmengen und Temperaturen an der Förder- und Injektionsbohrung sowie an weiteren Stellen im Thermalwasserkreislauf kontinuierlich gemessen und zentral aufgezeichnet. Diese Daten konnten einer strömungsmechanischen Betrachtung unterzogen werden.

Durch die beobachteten Ausfällungen in Neustadt-Glewe zeigt sich, daß das durch die geochemisch-thermodynamische Modellierungen (Programm SOLMINEQ.88) aufgezeigte

Risiko der Ablagerung von Karbonaten (Dolomit, Calcit) sowie Fe-Verbindungen (Magnetit, amorphes Eisenhydroxid) in der Anlage real existiert [Seibt et al., 1999]. Da dies auf pH-Wert Änderungen infolge von Entgasungsprozessen zurückzuführen ist, sind die Teile der Anlage in denen eine Gasentlösung vor sich geht, besonders betroffen.

Die Gegenüberstellung der berechneten Gasentlösungsdrücke bei verschiedenen Temperaturen und der in der Anlage nach Betriebsdaten modellierten Drücke [Rinke, 1999] zeigt aber, daß die rekonstruierten Gasentlösungsdrücke nur in einem relativ kleinen Bereich unterschritten werden. Somit wäre die förderseitig beobachtbare Gasfreisetzung überwiegend durch Entlösungsprozesse infolge instationärer Strömungsprozesse (Verwirbelungen u. ä.) bedingt. Drücke kleiner dem berechnetem Druck von 2 bar, bei dem das Gasgemisch in Lösung bleibt, wurden jedoch in der Injektionsbohrung in Neustadt-Glewe bis Volumenströme von 95 m³/h beobachtet.

Exemplarisch können die für diese Anlage durchgeführten Berechnungen wie folgt zusammengefaßt werden [Rinke, 1999]:

- Förderseitig existieren keine Unterdruckbereiche, die das Auftreten von Gasentlösungen am Sondenkopf der Förderbohrung und im Ausgleichsbehälter begründen können. Für die trotzdem bei einem Druck von 3,5 bar auftretenden Gasentlösungen sind möglicherweise dynamische Bedingungen verantwortlich.
- Injektionsseitige Drücke kleiner als der Außenluftdruck führen bei Volumenströmen bis zu 95 m³/h zu Schwierigkeiten im Prozeßablauf des Thermalwasserkreislaufes führen. Dies macht eine Druckhaltung in der Injektionssonde erforderlich welches zur Zeit jedoch nicht verfügbar ist. Deshalb werden im Ergebnis verschiedene Druckhaltungssysteme zusammen mit einer Bewertungsmatrix vorgeschlagen.

Die Ergebnisse und die angewandte Methodik sind auf andere Anlagen übertragbar. Insbesondere kann die Planung weiterer geothermischer Anlagen mit diesen Erfahrungen und Berechnungen optimiert werden.

Zustand der Unterwassermotorpumpe (UWP)

Die elektrische Leistungsaufnahme der UWP am Standort Neustadt-Glewe wurde für das Betriebsjahr 1996 mit der aus den Druckverlusten bestimmten hydraulischen Pumpenleistung verglichen [Schallenberg et al., 1999]. Am Beispiel eines während des Beobachtungszeitraumes eingetretenen Pumpendefektes zeigt dieser Vergleich, daß es möglich ist, den Zustand der UWP mit Hilfe der Leistungsbeobachtung sicher einzuschätzen und mögliche Defekte vorzeitig zu erkennen.

Temperaturen im Aquifer

Durch die Langzeitbeobachtung der Thermalwassertemperatur am Sondenkopf kann mit Hilfe einer einfachen Wärmebilanz die ungestörte Gebirgstemperatur in Neustadt-Glewe berechnet werden [Schallenberg, 1999]. Die im Rahmen der geologischen Standortuntersuchungen ausgewiesene Horizonttemperatur muß auf Basis dieser Berechnung leicht nach oben korrigiert werden. Eine Beobachtung der Temperaturentwicklung in der Zukunft könnte in Verbindung mit numerischen Simulationen verbesserte Aussagen hinsichtlich der thermischen Durchbruchzeit und etwaiger Inhomogenitäten im Aquifer ermöglichen.

Pegelmessungen in der Nähe einer Geothermieanlage

Zur Überwachung der Vorgänge in einem genutzten Aquifer wurde eine bisher nicht genutzte Bohrung in der Nähe der geothermischen Heizzentrale Neubrandenburg (Mecklenburg-Vorpommern) mit einer Pegelsonde und einem Datensammler ausgestattet. Die Veränderungen des Ruhewasserspiegels in Abhängigkeit von den Umgebungsbedingungen konnten da-

durch gemessen werden. Die beobachteten Pegeländerungen hängen demnach vom Betriebszustand der in der Nähe befindlichen GHZ Neubrandenburg ab. Eine numerische Simulation der Betriebsdaten der GHZ unter Verwendung der Datensätze der Förder- und Injektionsvolumenströme (zur Verfügung gestellt von den Stadtwerken Neubrandenburg) verifizierte den Zusammenhang mit den beobachteten Pegelschwankungen unter Berücksichtigung der Luftdruckschwankungen [Schallenberg et al., 1998].

Gekoppelte Datensätze von Volumenströmen einer GHZ und gemessene Pegeländerungen können somit zur Validierung und Kalibrierung numerischer Modelle eingesetzt werden.

Modellierung als Beitrag zur Betriebs- und Abbauüberwachung

Im Rahmen durchgeführter Berechnungen konnte gezeigt werden, daß der beobachtete Kopfdruckanstieg auf der Injektionsseite einer GHZ (thermische Injektivitätsverringering) mit Hilfe analytischer Lösungen quantifizierbar ist und somit auch diese Berechnungen für die Kalibrierung numerischer Modelle genutzt werden können. Am Beispiel der GHZ Neustadt-Glewe konnte dies mittels des numerischen Simulators FEFLOW überprüft und der thermische Einfluß auf das Injektionsverhalten verifiziert werden [Poppei et al., 1999]. Da die Qualität numerischer Ergebnisse für die Bewertung und Prognose von Betriebszuständen von der Datengrundlage abhängig ist, ist eine kontinuierliche Datenerfassung und -archivierung ohne Mittelwertbildung auf Stundenbasis anzustreben. Die bisher übliche Archivierung von Tagesmittelwerten ist für eine quantitative Bewertung nicht ausreichend.

Trotzdem steht ein Werkzeug zur Verfügung, welches es ermöglicht, während des GHZ-Betriebes den Wärmeabbau und den Betrieb zu überwachen. Die Betriebsüberwachung verfolgt dabei das Ziel, potentielle, mechanische Schädigungen des Reservoirs von thermisch induzierten Injektivitätsverringeringen unterscheiden und somit ggf. frühzeitig technische Maßnahmen zur Stabilisierung der Injektion durchführen zu können. Darüber hinaus kann die Numerik für zukünftige Betriebsszenarien eingesetzt werden, um die thermische und hydraulische Entwicklung im Speicher zu prognostizieren und die Anlagenfahrweise entsprechend zu optimieren.

5 Wirtschaftliche Aspekte

Wirtschaftliche Einschätzungen der Nutzung hydrothermaler Ressourcen bauen auf belastbaren Anlagenkosten auf. Aufgrund der Komplexität und der Vielschichtigkeit der Zusammenhänge bei der Kostenermittlung für geothermische Wärmebereitstellung wurde schon in einem frühen Vorhabensstadium die Notwendigkeit erkannt, Einflußfaktoren in größeren thematischen Blöcken zusammenzustellen und diese dann untereinander zu verknüpfen. Eine Kostenrecherche für die ermittelten Systemkomponenten wurde bei Herstellern und Anlagenbetreibern durchgeführt.

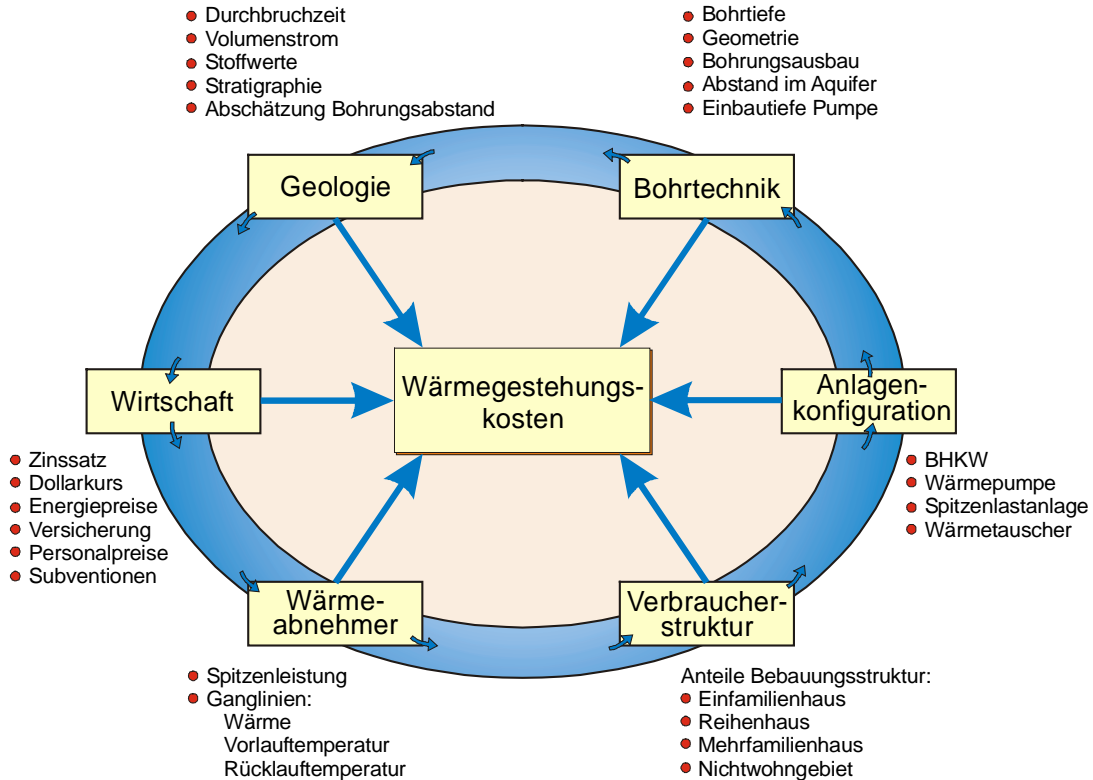


Abb. 5-1: Darstellung der übergeordneten Einflußgrößen bei der Berechnung der Wärmegegestehungskosten. Jeder Kasten entspricht einer Fachrichtung von der standortspezifische Angaben erwartet werden. Die fachspezifischen Vorgaben sind jeweils mit den Komponenten in den anderen Blöcken verknüpft

5.1 Betriebswirtschaft

Programm GEOCOST

Eine Möglichkeit, die Verknüpfung der einzelnen Kostenkomponenten ([Abbildung 5-1](#)) zu realisieren, bieten moderne Tabellenkalkulationsprogramme wie z. B. (MS-EXCEL[®]). Deshalb ist schon bei der Analyse der Aufschlußverfahren [[Siebertz et al., 1998](#)] und der Anlagenkomponenten darauf Wert gelegt worden, alle Einzelkomponenten in Tabellenform zu erfassen und diese mit entsprechend eingebundenen Formeln zu verknüpfen. Durch die Verwendung einer zentralen Eingabe-Tabelle, auf deren Daten alle Kalkulationsroutinen zurückgreifen, ist sichergestellt, daß sämtliche Berechnungsmodule (z. B. Bohrkosten, Anlagenkosten etc.) mit den gleichen Randbedingungen (z. B. Zinssatz, Dollarkurs etc.) abgearbeitet werden. Des weiteren wurde die Möglichkeit geschaffen, innerhalb einer Eingabemaske durch sogenannte „Drop-Downs“ standardisierte Vorgaben zu den Einflußgrößen vorzunehmen [[Kayser et al., 1998](#)].

Die Berechnung der *Wärmegestehungskosten* erfolgt entsprechend VDI 2067 nach einer statischen Annuitätenmethode. Die anfallenden Kosten werden in Kostenblöcke aufgeteilt, wodurch eine Zuordnung der Kostenanteile zu ihren Quellen erfolgen kann. Im Hinblick auf die VDI 2067 wird zwischen *kapitalgebundenen*, *betriebsgebundenen*, *verbrauchsgebundenen* und *sonstigen Kosten* unterschieden [Kayser et al., 1998]. In einem Ausgabeblatt werden sämtliche relevanten Vorgaben sowie die Berechnungsergebnisse tabellarisch und grafisch dargestellt.

Die derzeitige Programmversion bietet die Möglichkeit, anhand der Standard-Vorgaben ein Gefühl für die Sensitivität der Wärmegestehungskosten auf einzelne Einflußblöcke zu erlangen. Der fachlich versierte Nutzer kann auch detaillierte Eingaben zu seiner jeweiligen Fachrichtung vornehmen und damit deren Auswirkungen auf das Gesamtsystem analysieren. Bei gemeinsamer Nutzung durch ein kompetentes Expertenteam lassen sich, unter Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten, deshalb auch standortspezifische Sensitivitätsanalysen bis hin zu Kosten-Nutzen-Analysen verschiedener Anlagenauslegungen durchführen (Abbildungen 5-3, 5-4, 5-5).

Ökologische Auswirkungen der Systemkonfiguration werden in einer eigenen Tabelle bearbeitet. Neben der Ausgabe von Emissions-Kenngrößen (z. B. CO₂-Ausstoß, Treibhauspotential u. a.) kann hier die Zusammenstellung von Werten im Sinne einer ganzheitlichen Bilanzierung erfolgen.

Vorerst nur zur internen Nutzung innerhalb der Projektgruppenmitarbeiter am GFZ freigegeben ist eine WWW-Schnittstelle zu GEOCOST. Diese ermöglicht die gleichzeitige Nutzung einer Programm-Version von verschiedenen Mitarbeitern über das Internet. Dadurch reduziert sich der Wartungs- und Aktualisierungsaufwand für das Programm erheblich und es ist sichergestellt, daß die zu einem Zeitpunkt erstellten Studien jeweils auf den gleichen Rahmenparametern basieren.

Grundsätzlich ist damit auch für einen breiteren Interessentenkreis (kommunale Einrichtungen, Genehmigungsbehörden, Energieberater etc.) die Möglichkeit gegeben, verschiedene Versorgungsszenarien durchzuspielen und standortspezifische Charakteristika (wie zum Beispiel den realisierbaren Fördervolumenstrom, [Abbildung 5-4](#)) herauszuarbeiten.

Analyse und Beschreibung der Abnehmerstrukturen

Die Wirtschaftlichkeit von Geothermieanlagen wird von der Abnehmerstruktur ganz wesentlich beeinflusst. Um diese Wirkung möglichst genau zu beschreiben, ist die Kenntnis von geordneten Jahresganglinien der Abnehmersysteme erforderlich. Zur mathematischen Beschreibung kann eine Exponentialfunktion herangezogen werden, deren Aussagefähigkeit durch Vergleich mit Daten existierender Heiznetze verifiziert wurde (Schallenberg, 1998). Innerhalb des Kalkulationsprogrammes GEOCOST sind diese Berechnungen und weitere abnehmerseitige Vorgaben (Auslegungsleistung, Vollaststundenzahl, Heiznetzparameter) in einem gesonderten Block untergebracht. Investitionskosten, die innerhalb des Thermalwasserkreislaufes mit diesen Parametern gekoppelt sind (z. B. Wärmetauscher, Filtersysteme, Slopbehälter, Prozeßregelung etc.), werden jeweils dem Bedarf entsprechend angepaßt. Die benutzte geordnete Jahresganglinie wird für jede Berechnung dargestellt und kann somit zu einer Beurteilung herangezogen werden ([Abbildung 5-2](#)).

Um Wärmegestehungskosten für Endverbraucher der Wärme berechnen und mit anderen Versorgungsmöglichkeiten vergleichen zu können, ist auch eine Zusammenstellung der Kostenkomponenten für die Wärmeverteilung notwendig. Zu diesem Zweck erfolgte eine Klassifizierung verschiedener typischer Wärmeverbrauchergebiete (Raumheizung und Brauchwasserversorgung) [Kayser, 1998]. Die entsprechenden Parameter und Berechnungen wurden

ebenfalls in einen Tabellenblock in GEOCOST integriert. Dadurch ist eine detaillierte Eingabe bezüglich der Anzahl der vorhandenen Wärmeabnehmer und der Anteile einzelner Gebäudetypen (Ein-, Mehrfamilienhäuser, Bürogebäude) und damit eine Abschätzung der zur Beheizung des angegebenen Verbrauchergebietes erforderlichen Wärme möglich. Die Berechnung der Investitionskosten für das Verteilsystem (Fernwärmenetz) erfolgt auf Basis des unterschiedlichen Wärmebedarfs der Gebäudetypen und der Anzahl versorgbarer Gebäude, eine bestimmte Leistung der Heizzentrale vorausgesetzt [Kayser, 1998].

Einfluß der Netztemperaturen

Bei der Analyse der Wärmegestehungskosten ist eine ausschließliche Betrachtung in Abhängigkeit der Leistungsparameter im Heiznetz wie bei Ratzesberger et al. (1996) nicht ausreichend. Zusätzlich müssen die Einflüsse der Temperaturparameter im Netz betrachtet werden [Schallenberg, 1998]. 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 sonst unter Einsatz von konventionellen Treibstoffen bereitgestellt werden muß und deren Verwendung sich im Anteil der verbrauchsgebundenen Kosten niederschlägt (Abbildung 5-2).

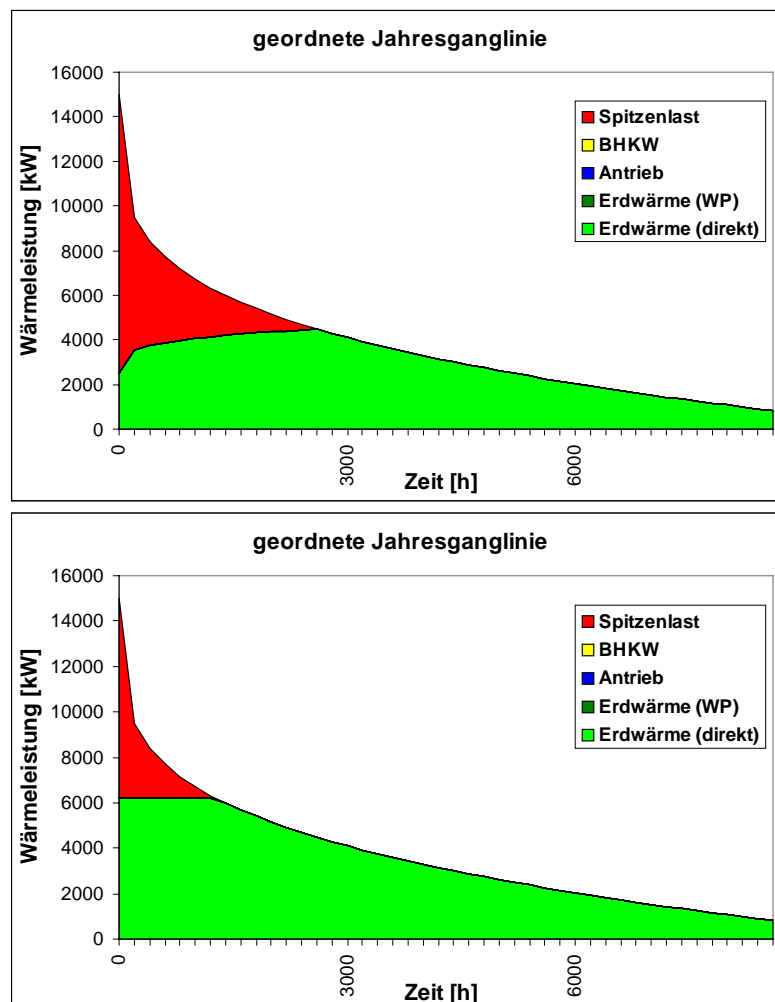


Abb. 5-2: Gegenüberstellung der geordneten Jahresganglinien zweier unterschiedlicher Heiznetzauslegungen: obere Abbildung: Heiznetzparameter 90/70, untere Abbildung: Heiznetztemperaturen 65/35. Der Anteil geothermischer Wärme an der Jahreswärmemenge beträgt 79,1 % (oben) bzw. 92,6 % (unten). Weitere Berechnungsparameter: Anlagenleistung 15 MW, 2100 Vollaststunden, Thermalwassertemperatur 96°C, Volumenstrom 100 m³/h

Die Anpassung der Temperaturparameter im Abnehmernetz an die Lieferbedingungen der Geothermieanlage ergibt eine signifikante Kostensenkung aufgrund der Reduzierung des Anteils dieser verbrauchsgebundenen Kosten. Bei gleichbleibenden Wärmegestehungskosten kann dieser Kostenvorteil in ein äquivalentes Investitionspotential umgerechnet werden, welches zur Verfügung stände, um die entsprechenden Temperaturparameter im Netz herzustellen [Schallenberg, 1998].

Es bleibt im Einzelfall zu überprüfen, ob dieses Potential ausreicht, um die im Heiznetz erforderlichen Änderungen zu finanzieren. Sind die Investitionskosten für eine Realisierung dieser Veränderungen niedriger als das ausgewiesene Potential, so können bestehende Heiznetze umgerüstet und gleichzeitig die Wärmegestehungskosten gesenkt werden.

Sensitivitätsanalysen

Schon Ratzesberger et al. (1996) zeigten, daß die Wärmegestehungskosten geothermischer Heizwerke mit steigender Anlagenleistung abnehmen.

Die Systemtechnik von Geothermieanlagen ist jedoch stark von den Gegebenheiten vor Ort abhängig: Einflußgrößen wie Temperatur, Salinität und Förderraten der Tiefenwässer sowie die lokale Abnehmerstruktur führen zu Unterschieden in der Auslegung der Heizzentralen. Mit GEOCOST lassen sich alle erfaßten Einflußgrößen in Verknüpfung mit dem Gesamtsystem variieren und gleichzeitig mit konventioneller Wärmeerzeugung vergleichen. Sensitivitätsanalysen im Hinblick auf das Nutzen-Kosten-Verhältnis können somit sehr detailliert durchgeführt werden. Im folgenden werden exemplarische einige Ergebnisse dargestellt.

In allen untersuchten Fällen führen die höheren Kosten für tiefere Bohrungen und die damit erreichbaren höheren Thermalwassertemperaturen zu geringeren Wärmegestehungskosten. Dies ist auf den höheren Geothermieanteil an der Jahreswärmemenge zurückzuführen. Die höheren Investitionskosten für die tieferen Bohrungen werden durch die reduzierten verbrauchsgebundenen Kosten (Brennstoffkosten Spitzenlastanlage) mehr als ausgeglichen (Abbildung 5-3).

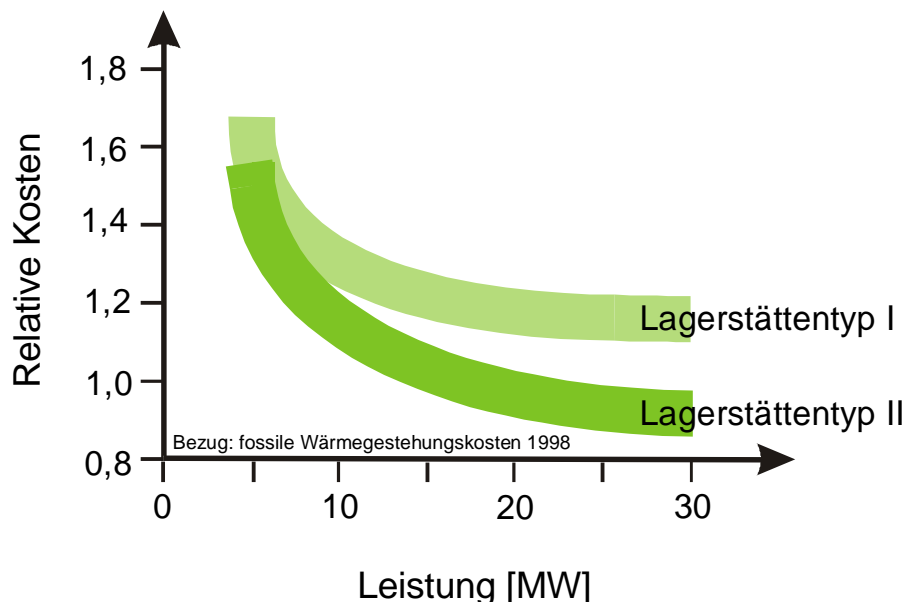


Abb. 5-3: Schematische Darstellung der Abhängigkeit der Wärmegestehungskosten geothermischer Heizwerke von der Auslegungsleistung des Heizwerkes und den Lagerstättenparametern. Der Hauptunterschied im Lagerstättentyp ist Tiefe und Temperatur: Typ II ist in größeren Tiefen als Typ I anzutreffen und zur Nutzung sind keine zusätzlichen Wärmepumpen notwendig

Große Anlagen mit zusätzlicher Temperaturerhöhung durch eine Wärmepumpe können demnach Wärme mit nur ca. 20 % höheren Kosten gegenüber konventionell gefeuerten Anlagen bereitstellen. Bei höheren Lagerstättentemperaturen sind große Anlagen im Vergleich sogar konkurrenzfähig. Zu beachten ist, daß wie bei allen regenerativen Energiebereitstellungen hohe Investitionskosten und niedrige Betriebskosten üblich sind.

Die Abhängigkeit der Wärmegestehungskosten von lokalen Gegebenheiten werden in der [Abbildung 5-4](#) nochmals deutlich gemacht

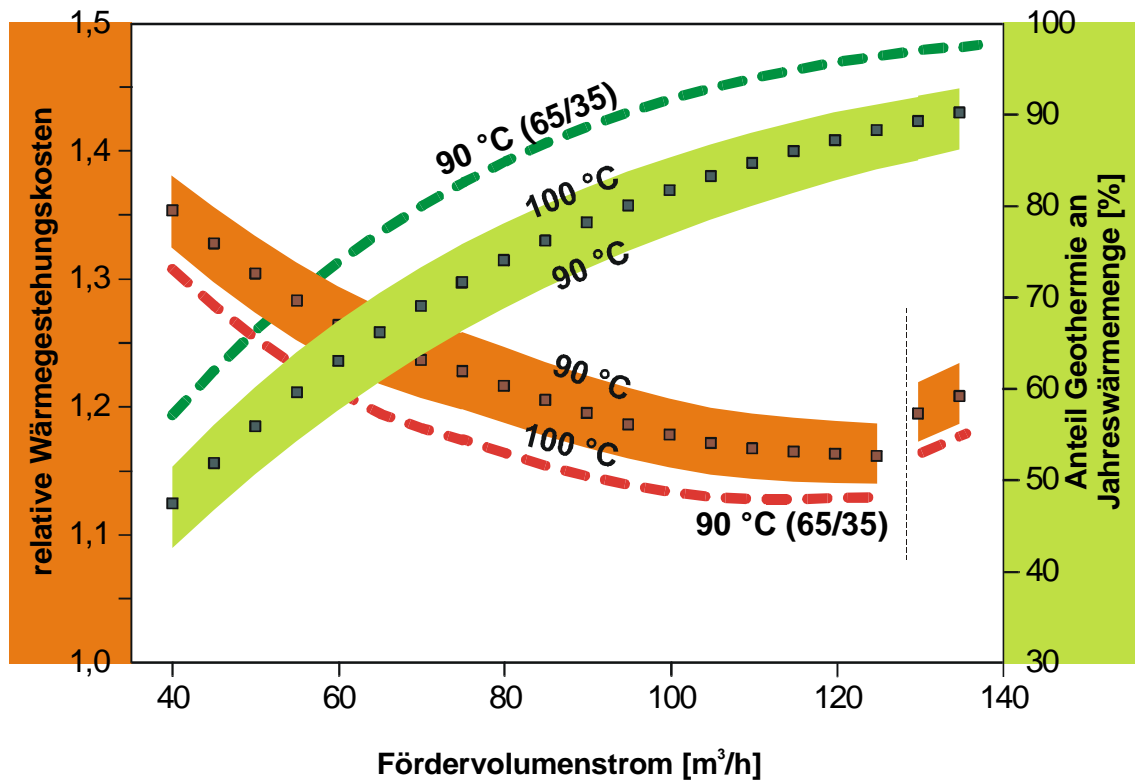


Abb. 5-4: Relative Wärmegestehungskosten (Verhältnis geothermisch/konventionell) und Anteil Geothermie an der Jahreswärmemenge bei variablen Förderraten und unterschiedlichen Thermalwassertemperaturen einer geothermischen Heizzentrale mit 15 MW Spitzenleistung. Berechnungsgrundlagen: Heiznetzparameter 90/70, 2.000 Vollaststunden, 30.000 MWh Jahreswärmemenge. Zusätzlich dargestellt ist der Einfluß einer Heiznetzoptimierung: Heiznetzparameter 60/35 führen bei gleicher Thermalwassertemperatur zu einer deutlichen Erhöhung des geothermischen Anteils an der Jahreswärmemenge und damit verbunden zu niedrigeren Wärmegestehungskosten

Die Wärmegestehungskosten variieren entsprechend der Förderrate. Bei zu niedrigen Förderströmen, bedingt z. B. durch die Reservoireigenschaften, ist mit spezifisch höheren Investitionskosten (z. B. Bohrkosten) zu rechnen. Höhere Förderströme verursachen höhere Kosten, da die Anlage entsprechend größer ausgelegt werden muß (z. B. Rohrleitungen, Pumpen etc.). Das Optimum liegt bei dieser Anlagenkonfiguration bei einer Förderströmung von ca. 125 m³/h. Bei höheren Förderströmen müssen die verbindenden Rohrleitungen einen größeren Durchmesser aufweisen. Die entsprechend höheren Investitionskosten führen zu einem Kostensprung. Auch in dieser Abbildung ist der positive Effekt einer tieferen Bohrung zu erkennen. Deutlich wird aber auch, daß eine Optimierung der Heiznetzparameter hin zu niedrigeren Vorlauf- und Rücklaufströmungen einen noch größeren Einfluß auf die Wärmegestehungskosten hat.

[Abbildung 5-5](#) zeigt zusammenfassend exemplarisch die Variation wesentlicher Einflußgrößen bei einer Wärmebereitstellung frei Verbraucher [[Kaltschmitt et al., 1999](#)].

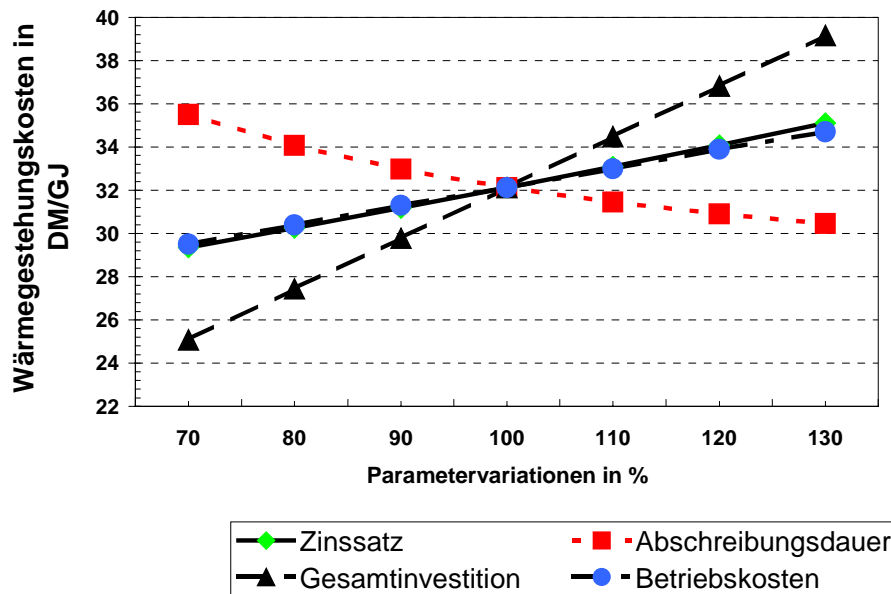


Abb. 5-5: Parametervariationen für berechnete Wärmegegestehungskosten frei Verbraucher (inkl. Fernwärmenetz). (Zinssatz 4 % = 100 %; Abschreibungsdauer 30 a = 100 %; Gesamtinvestitionen 18 207 TDM = 100 %; Betriebskosten 559 TDM/a = 100 %) [aus [Kaltschmitt et al., 1999](#)]

Demnach haben die Investitionen den größten Einfluß auf die Wärmegegestehungskosten frei Verbraucher. Eine 30 %-ige Kosteneinsparung würde für dieses Beispiel zu einer Verringerung der Wärmegegestehungskosten um etwa 7 DM/GJ (ca. 22 % bzw. 2,5 Pf/kWh) führen. Die Betriebskosten und der Zinssatz könnten bei einer Verringerung um knapp ein Drittel eine Reduktion der Wärmegegestehungskosten von etwa 2,5 DM/GJ ermöglichen. Durch eine Verlängerung der Abschreibungsdauer könnten die Wärmegegestehungskosten um bis zu 2 DM/GJ gemindert werden.

Der Einfluß der Kosten für konventionelle Brennstoffe und der Investitionen für die Bohrungen auf die Wärmegegestehungskosten ist in der [Abbildung 5-6](#) dargestellt. Es wurden Kosten am Anlagenanfang berechnet, da sowohl die geothermische als auch die konventionelle Anlage die gleiche Versorgungsaufgabe erfüllen müssen. Wie deutlich zu erkennen ist, führen höhere Kosten für fossile Brennstoffe zu einer deutlichen Verbesserung des Kosten-Nutzen-Verhältnisses für geothermische Anlagen.

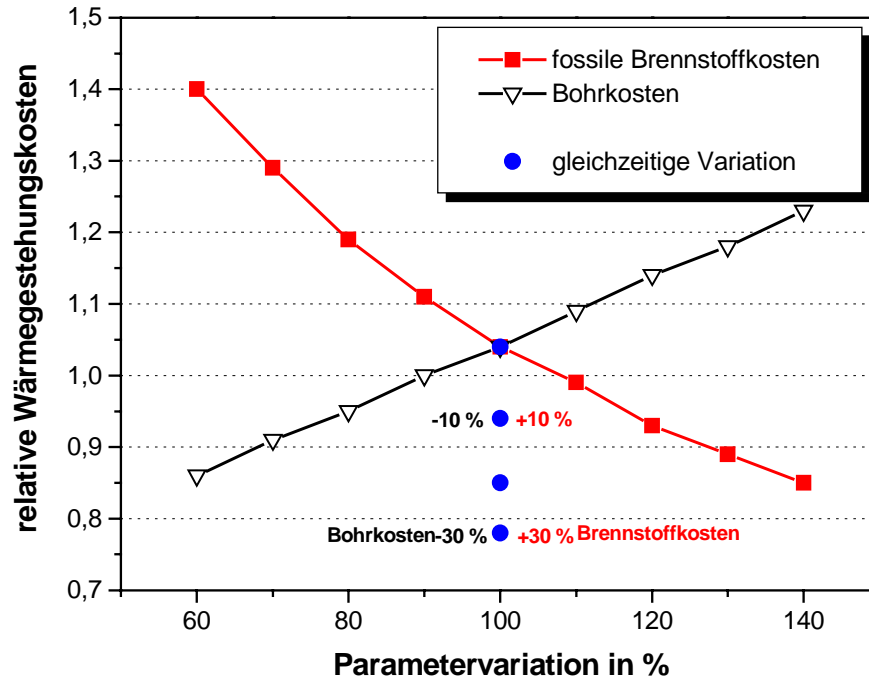


Abb. 5-6: Einfluß von Bohrkosten und Kosten fossiler Brennstoffe auf die Wärmegestehungskosten geothermischer Heizwerke im Vergleich zu vergleichbarer konventioneller Wärmebereitstellung. Höhere Brennstoffkosten und niedrigere Bohrkosten verbessern die Wirtschaftlichkeit signifikant. Berechnungsparameter: Auslegungsleistung: 15 MW, Heiznetztemperaturen 90/70, 2100 Vollaststunden, Thermalwassertemperatur 99°C, Brennstoff: Heizöl extra leicht (Spitzenlastanlage und konventionelle Vergleichsanlage) (Parameter: 100% Bohrkosten=8600 TDM, 100 % Brennstoffkosten=8,17 DM/GJ)

Kostenanalyse weiterer Nutzungsmöglichkeiten hydrogeothermaler Erdwärme

Stromerzeugung mit einem Hybridkraftwerk

Nach [Kestin et al. \(1978\)](#) ergibt das Prinzip der geothermischen Vorwärmung in Dampfkraftwerken Vorteile gegenüber dem separaten Betrieb von kohlegefeuerten Dampfkraftwerken und geothermischen Kleinkraftwerken. Deshalb wurde zum Ende der Projektlaufzeit eine Vorstudie zur Stromerzeugung aus Geothermie in Verbindung mit Kohle in sogenannten Hybridkraftwerken erstellt und überschlägig die Wirtschaftlichkeit betrachtet. Dieses Konzept wurde anhand zweier großer, moderner Heizkraftwerke untersucht [[Bruhn, 1999](#)]. Dabei wird die Speisewasservorwärmung (sonst mit Dampf betrieben) teilweise durch Erdwärme bewerkstelligt ([Abbildung 5-7](#)).

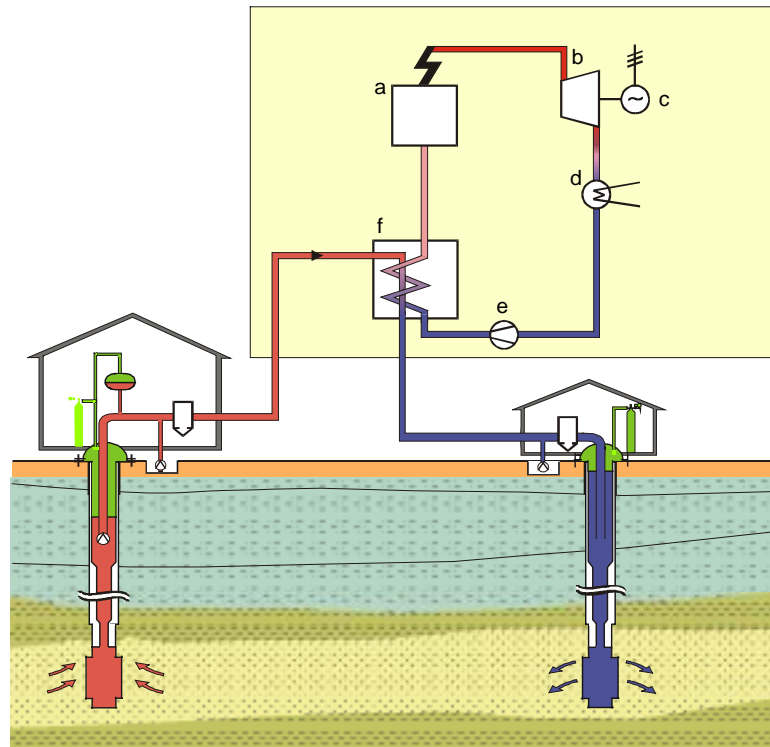


Abb. 5-7: Prinzipieller Aufbau einer geothermischen Speisewasservorwärmung bei einem konventionellen Dampfkraftwerk (> Hybridkraftwerk). Wesentliche Anlagenkomponenten: (a) Kessel, (b) Turbine, (c) Generator, (d) Kondensator, (e) Speisewasserpumpe, (f) Vorwärmer . Die Anlagenkomponenten des Geothermiekreises sind in Abbildung 1 wiedergegeben

Die Wirtschaftlichkeitsrechnung läßt für eine geothermische Speisewasservorwärmung in Deutschland keine Stromerzeugung erwarten, die mit konventionellen Anlagen konkurrieren kann.

Bei einer Förderung von etwa 50 % der Investitionssumme sind an Standorten, ähnlich wie Neustadt-Glewe, Stromgestehungskosten in der Größenordnung der deutschen Einspeisevergütung für Strom aus erneuerbaren Energien erreichbar (Tabelle 5-1). Für einen Standort ähnlich wie Soultz-sous-Forêts zeigt die erste Analyse um den Faktor 2 geringere Stromgestehungskosten.

Standort		Neustadt- Glewe	Soultz- sous- Forêts	
Technische Daten				
Tiefe	z	2 250	3 900	°C
Thermalwassertemperatur	ϑ	98	142	°C
Thermalwasser- Reinjektionstemperatur	ϑ''	33	33	°C
Äquivalenter Konversionsfaktor	κ'	0.0806	0.1334	°C
Produktivität	ν	100	-	m ³ /hMPa
Ruhe Spiegel	H_r	100	-	m unter Oberfläche
Druckverlust übertage	Δp_V	1	-	MPa
Förderrate	\dot{V}	110	90	m ³ /h
Pumpenwirkungsgrad (hydr.- elektr.)	η_{Pu}	0.65	-	-
Leistungsaufnahme der Pumpe	P_{eigen}	0.146	0.250	MW
Volllaststunden	t_{vh}	7 000	7 000	h/a
Jahresstromertrag	$E_{a,sol}$	3 234	8 965	MWh/a
Jahresbrennstoff einsparung	$m_{B,a,sol}$	1 054	2 922	t/a
Wirtschaftlichkeitsdaten				
Investitionskosten	I	6.14	8.7	Mio €
Nutzungsdauer	n	20	20	a
Zinssatz	p	0.06	0.06	-
Annuitätsfaktor	a	0.0872	0.0872	-
Jährliche Kosten		0.535	0.758	Mio €
Ergebnis				
Stromgestehungskosten	k	0.165	0.085	€/MWh
Brennstoffeinsparungskosten		501	256	€/t
CO₂ –Minderung				
Jährlich vermiedene CO ₂ - Emission	Δm_{CO_2}	3137	8696	t/a
CO ₂ Vermeidungskosten	k_{CO_2}	144	60	€/t

Tab. 5-1: Anlagenparameter für ein hypothetisches Hybridkraftwerk am Standort Neustadt-Glewe oder Soultz-sous-Forêts [Bruhn, 1999]

Entscheidender Vorteil im Vergleich etwa zu Windstrom ist die fast 100 %-ige Verfügbarkeit der Geothermie. Diese muß weitestgehend ausgeschöpft werden, um die genannten Ergebnisse zu erreichen. Alle vorstehenden Wirtschaftlichkeitsrechnungen setzen für den geothermischen Anlagenteil 7000 Jahresvolllaststunden voraus. In dieser Zeit muß die Einspeisung in der Vorwärmstrecke möglich sein, was bei entsprechender Auslegung des Thermalwasserkreises auch bei Teillast des Kraftwerks gegeben ist. In geeigneten Anlagen kann die geothermische Speisewasservorwärmung einen Beitrag zur Grundlastdeckung liefern. Dies wäre auch ein kleiner Beitrag zur CO₂-neutralen Substitution alter Kernkraftwerke.

Balneologische Nutzung und sonstige sekundäre Nutzungen

Wirtschaftliche Betrachtungen zur balneologischen Nutzung oder weiteren sekundären Nutzungen (Gewächshausheizung, Fischzucht etc.) der Thermalwässer wurden im Rahmen des Projektes nicht durchgeführt. Obwohl mit Sicherheit Synergieeffekte bei der kaskadenförmigen Mehrfachnutzung zu erwarten sind, ist eine noch größere Komplexität des Gesamtsystem zu erwarten.

5.2 Energiewirtschaft

Für die Analyse der hydrothermalen Erdwärmepotentiale wurden zunächst die wesentlichen der in Deutschland nutzbaren Aquifere erfaßt und hinsichtlich ihrer Eignung beurteilt [Hoth et al., 1997]. Hierzu wurden sowohl bereits vorliegende Einschätzungen von Aquiferen genutzt als auch entsprechende neue Analysen durchgeführt. Auf dieser Basis wurde die in den Aquiferen gespeicherte Wärmemenge berechnet und daraus der theoretisch nutzbare Energieinhalt hergeleitet (theoretisches Angebotspotential).

Theoretisches Angebotspotential

Für die Nutzung hydrothermaler Erdwärme geeignete Aquifere beschränken sich nach dem derzeitigen Stand der Technik in Deutschland im wesentlichen auf Gebiete mit mächtigen Sedimentgesteinen (z. B. norddeutsches Becken, Oberrheingraben, Molassebecken). Demgegenüber verfügen einige weitere Gebiete teilweise auch über potentiell nutzbare Aquifere, jedoch ist hier entweder die Wasserführung oder, aufgrund der Tiefenlage, die Aquifertemperatur zu gering (Abbildung 3-1).

Das theoretische Potential wurde explizit für die Gebiete mit nachgewiesenen und potentiellen Erdwärmevorkommen (siehe Abbildung 3-1) errechnet. Zusätzlich konnten die Hauptnutzungsgebiete Norddeutsches Becken, Molassebecken und Oberrheingraben aufgrund der Verbreitung der Aquifere in insgesamt 15 untergeordnete Regionen aufgeteilt werden [Kayser, 1999].

Technisches Angebotspotential

Das technische Angebotspotential hydrothermaler Erdwärme beschreibt die gewinnbare Wärmemenge aus den Aquiferen. Das technische Angebotspotential ist niedriger als das theoretische, da es technisch nicht möglich ist, die theoretisch berechnete Wärmeenergie vollständig zu nutzen. Es wurde auf Basis des oben ausgewiesenen theoretischen Potentials abgeschätzt [Kayser, 1999].

Es zeigt sich, daß in Deutschland ein technisches Angebotspotential von rund 494 EJ gegeben ist, einschließlich der Gebiete mit potentiellen Vorkommen ergeben sich sogar 514 EJ. Entsprechend dem theoretischen hydrothermalen Erdwärmepotential ist das technische Angebotspotential im norddeutschen Becken mit insgesamt etwa 328 EJ am größten, gefolgt vom Molassebecken mit etwa 99 EJ, dem Oberrheingraben mit etwa 67 EJ und den Regionen Gebieten mit potentiellen Vorkommen mit etwa 20 EJ. Die Angebotspotentiale der zuvor definierten 15 Regionen unterscheiden sich dabei deutlich, sie liegen zwischen etwa 0,3 und 43 EJ. (Abbildung 5-8 und Tabelle 5-2)

Region und Aquifer		Theoretisches Potential in EJ	Technisches Angebotspotential in EJ	Region Und Aquifer	Theoretisches Potential in EJ	Technisches Angebotspotential in EJ
Weser-Ems (1)				Subherzyne Senke (9)		
Bentheimer-, Valendis-sandstein		115,44	32,17	Mittlerer Buntsandstein	1,79	0,58
<i>Malm</i>		59,64	17,46	Thüringer Becken (10)		
Niedersachsen (2)				<i>Zechstein</i> und Rotliegendes	10,25	3,38
Bentheimer- und Gildehäuser		61,12	20,15	Süddeutsche Senke (11)		
<i>Malm</i>		50,45	16,63	Keuper und Buntsandstein	49,38	16,29
Bath-Bajoc/Aalen		115,37	38,05	Oberreingraben Nord (12 a)		
Hettang/Rhätkeuper		90,82	29,95	<i>Oberer Muschelkalk</i>	11,06	3,45
Schleswig-Holstein (3)				Buntsandstein	159,57	49,80
Bath-Bajoc/Aalen		82,43	27,18	Oberreingraben Süd (12 b)		
Hettang/Rhätkeuper		72,13	23,79	Mittlerer Jura	1,95	0,58
Süd-Brandenburg (4)				<i>Oberer Muschelkalk</i>	4,51	1,33
Rhätkeuper/Aalen/Hettang		13,57	4,47	Buntsandstein	38,32	11,47
Mittlerer Buntsandstein		41,56	13,70	Molasse West (13)		
Nord-Brandenburg (5)				Aquitain	35,63	9,70
Aalen		18,49	6,09	Chatt	37,34	10,98
Hettang/Rhätkeuper		33,92	11,18	Baustein	2,02	0,54
Mittlerer Buntsandstein		9,57	3,15	<i>Malmkarst</i>	49,53	16,40
Ost-Mecklenburg (6)				<i>Oberer Muschelkalk</i>	5,49	1,60
Hettang/Rhätkeuper		54,77	18,06	Molasse Ost (14)		
Mittlerer Buntsandstein		5,72	1,87	Burdigal	1,23	0,33
West-Mecklenburg (7)				Aquitain	7,46	2,00
Bath-Bajoc/Aalen		52,14	17,19	Chatt	51,04	14,22
Hettang/Rhätkeuper		131,78	43,46	Baustein	0,85	0,22
Vorpommern (8)				Ampfinger	1,55	0,46
Mittlerer Buntsandstein		9,67	3,18	Cenoman	18,54	5,50
				<i>Malmkarst</i>	68,24	37,20

Tab. 5-2: Theoretische und technische Angebotspotentiale der Aquifere in Deutschland (Aquiferbezeichnung nach stratigraphischer Einstufung/Alter: Tertiär: Burdigal, Aquitan bis Ampfinger Schichten; Kreide: Bentheimer Sdst., Valendis, Cenoman; Jura: Malm, Bath-Bajoc, Aalen, Hettang; Trias: Keuper, Buntsandstein; Perm: Zechstein und Rotliegendes; Karbonatgesteine kursiv gekennzeichnet)

Wird unterstellt, daß diese Wärme im Verlauf von 100 Jahren vollständig genutzt werden soll, ergibt dies eine jährlich bereitstellbare Wärmeenergie von rund 5 140 PJ/a. Bezogen auf den gesamten Endenergieverbrauch in Deutschland von knapp 9 600 PJ in 1996 entspricht diese Wärmeenergie etwa 54 %. Vergleicht man mit der derzeitig realisierten Nutzung von ca. 0,5 PJ/a zeigt sich auch deutlich das Wachstumspotential.

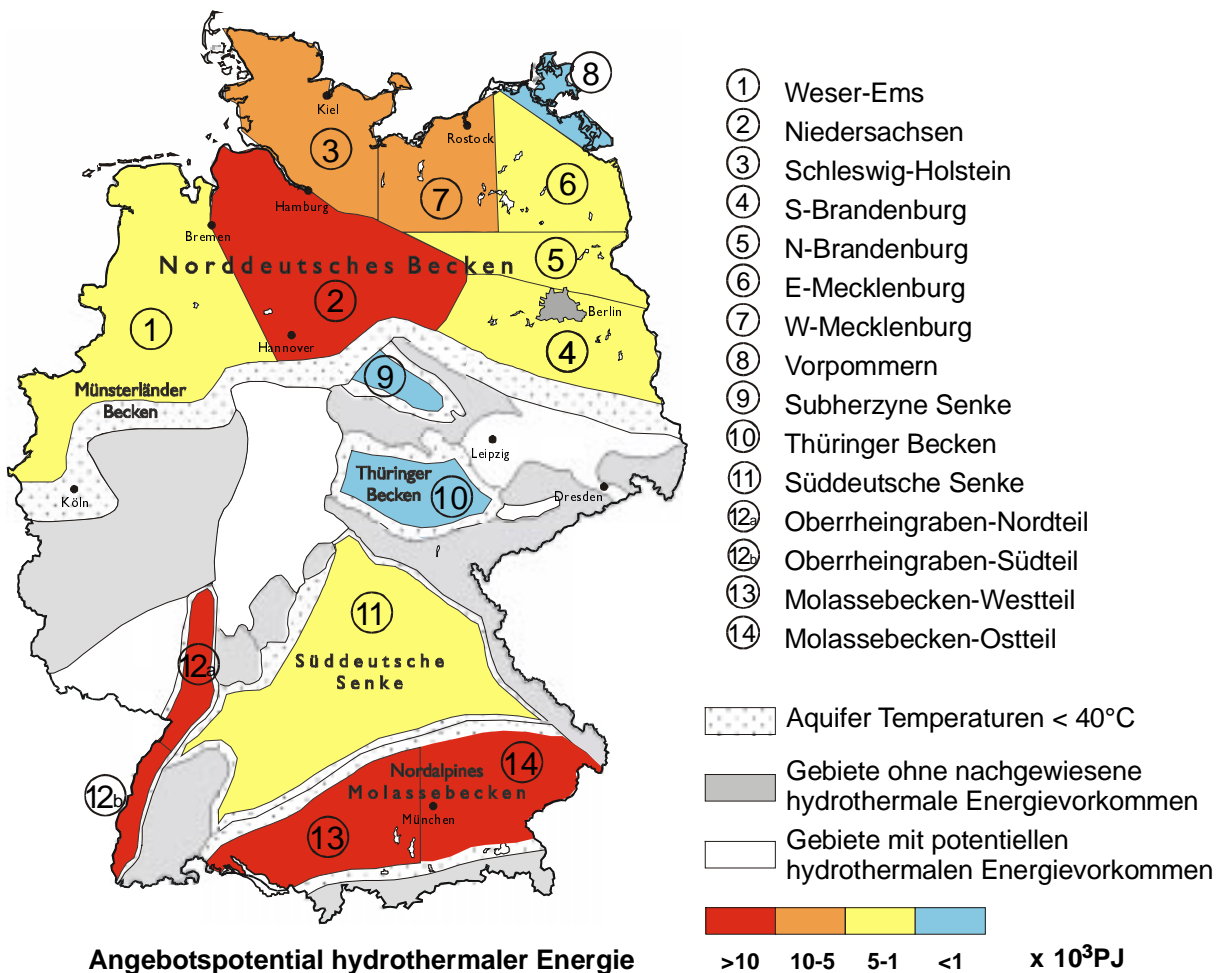


Abb. 5-8: Technisches Angebotspotential hinsichtlich einer hydrothermale Nutzung zur Wärmebereitstellung [Kayser, 1999]

Technisches Nachfragepotential

Die Wärmenachfrage wurde, auf vorhandener Siedlungs- und Industriestruktur aufbauend, örtlich hoch aufgelöst analysiert. Dies ist notwendig, da hydrothermale Erdwärme nur über relativ kostenaufwendige Fernwärmenetze verteilbar ist und somit möglichst in unmittelbarer Nähe potentieller Nutzer gewonnen werden sollte. Weiterhin wurde berücksichtigt, daß zur Zeit durch eine Nutzung hydrothermalen Vorkommen lediglich Wärme auf einem Temperaturniveau unter 100 °C (Niedertemperaturwärme) bereitgestellt werden kann.

Abbildung 5-9 zeigt das technische Angebots- und das technische Nachfragepotential für die zuvor definierten Regionen (Tabelle 5-2) im Vergleich. Hierbei ist eine Nutzung der hydrothermalen Vorkommen über 200 Jahre vorausgesetzt. Es zeigt sich beispielsweise, daß die Regionen Weser-Ems und Niedersachsen über hohe Angebots- und Nachfragepotentiale verfügen. Es sei hier jedoch darauf hingewiesen, daß es sich nur um Durchschnittswerte handelt, lokal kann eine Nutzung hydrothermalen Erdwärme auch in den hier als ungünstiger ausgewiesenen Gebieten sinnvoll sein.

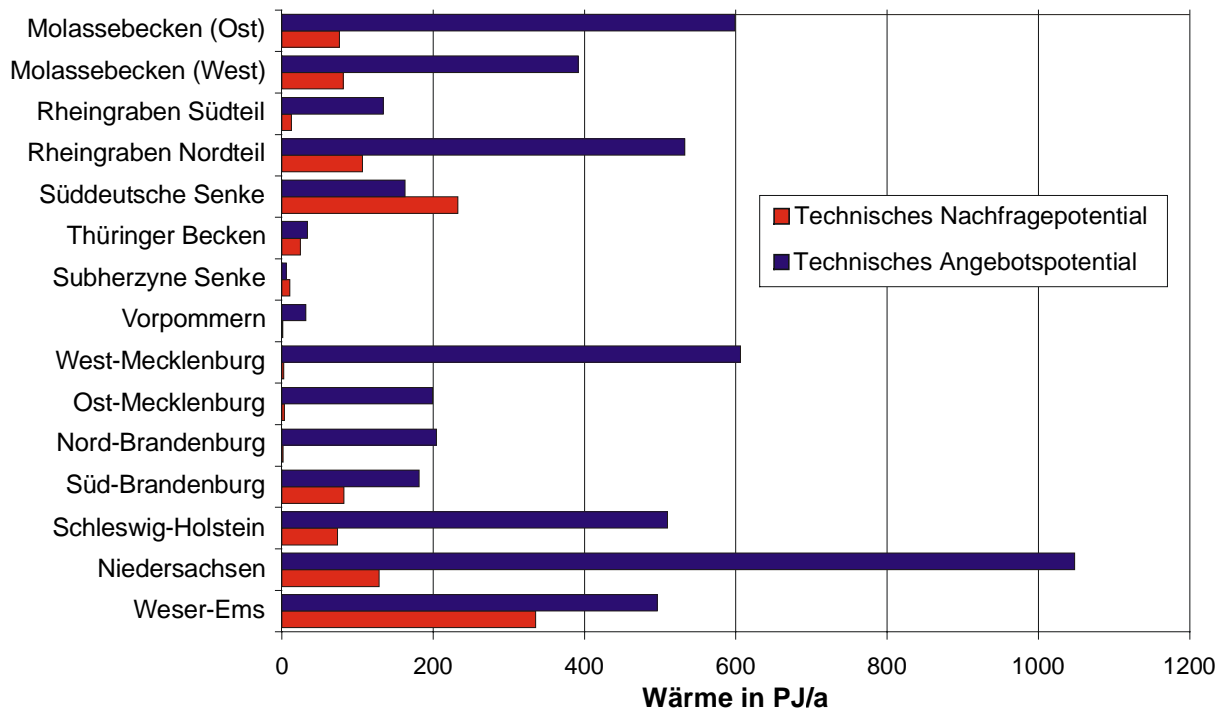


Abb. 5-9: Gegenüberstellung von technischem Angebotspotential und Nachfragepotential für verschiedene Regionen in Deutschland [Kayser, 1999]

Insgesamt beträgt die durch geothermische Heizzentralen deckbare Nutzwärme mit einem Temperaturniveau unter 100 °C in den Sektoren Haushalte und Kleinverbraucher sowie Industrie in den Gebieten mit nachgewiesenen hydrothermalen Erdwärmevorkommen rund 1 165 PJ/a. Die Aufteilung auf die Hauptverbreitungsgebiete ergibt 158 PJ/a für das Molassebecken, 629 PJ/a für Norddeutschland und 119 PJ/a für den Oberrheingraben. In den Gebieten mit potentiellen Vorkommen beträgt die deckbare Nachfrage 259 PJ/a.

Durch eine Verknüpfung der technischen Angebotspotentiale mit den regional zu erwartenden Wärmegestehungskosten können vielversprechende und weniger vielversprechende Gebiete für eine hydrothermale Wärmegewinnung identifiziert werden. Es sind weiterhin Aussagen darüber möglich, welche Wärmemengen zu welchen Kosten erschließbar sind.

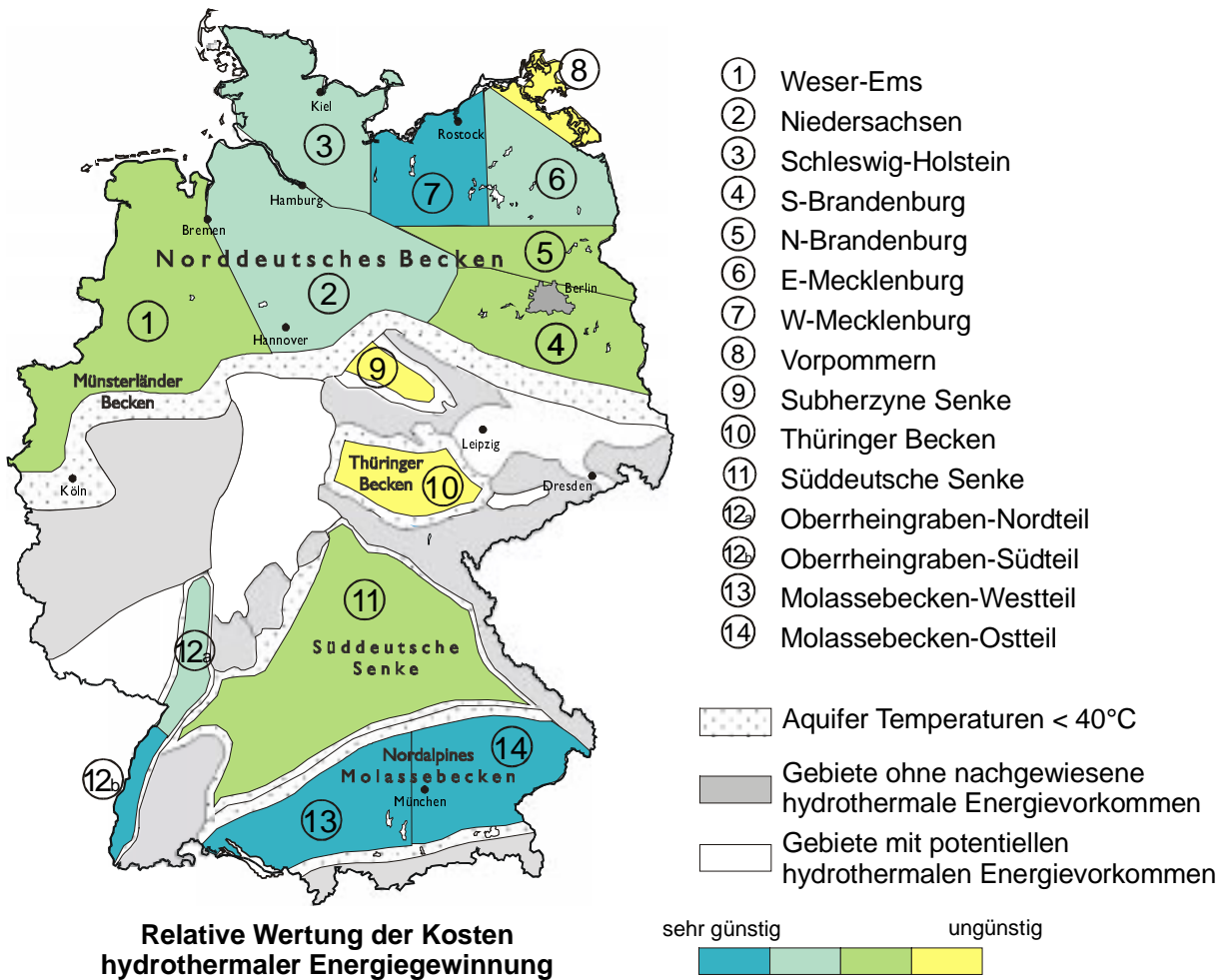


Abb. 5-10: Relative Kosteneinschätzung der hydrothormaler Energiegewinnung unter Berücksichtigung der technischen Angebots- und Nachfragepotentiale [nach Kayser, 1999]

Kosten-Potential-Kurven

Durch eine Berechnung der zu erwartenden Wärmegestehungskosten für die in den einzelnen Regionen jeweils deckbaren Nachfrage kann ermittelt werden, zu welchen Wärmegestehungskosten welches Potential erschlossen werden kann [Kayser, 1999].

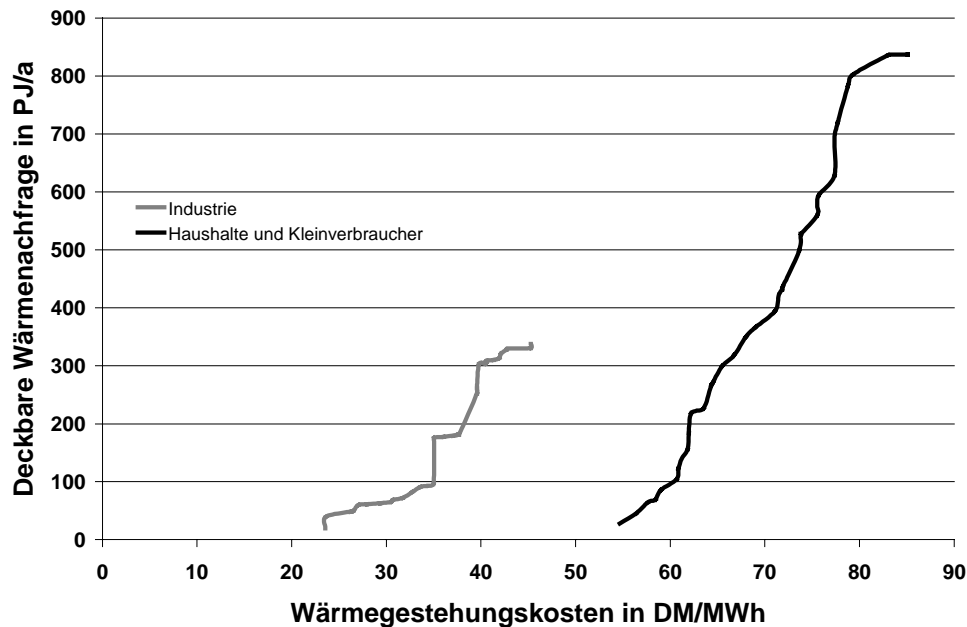


Abb. 5-11: Kosten-Potential-Kurven

Es zeigt sich, daß zwar die hydrothermale Erdwärmenutzung im Sektor *Haushalte und Kleinverbraucher* vergleichsweise kostenintensiv ist, jedoch ein sehr großes Potential durch geringe Mehrkosten erschlossen werden kann. So kann bei einem anlegbaren Wärmepreis frei Heizzentrale von 55 DM/MWh ein Potential von etwa 28 PJ/a erschlossen werden, bei 65 DM/MWh dagegen schon 270 PJ/a. Gleiches gilt für den Sektor *Industrie*, hier ist vor allem eine starke Steigerung bei etwa 35 DM/MWh auffällig. Ab diesem Wärmepreis können schon bei geringen Mehrkosten hohe zusätzliche Potentiale erschlossen werden.

Grundsätzlich sei hier nochmals darauf hingewiesen, daß die Kosten nur abgeschätzt sind, lokal können sich durchaus andere (auch günstigere) Wärmegestehungskosten ergeben. Die generelle Aussage der dargestellten Kurven, nämlich die zusätzlich mögliche Deckung großer Wärmemengen bei nur geringen Mehrkosten, ist davon aber unabhängig.

6 Ökologische Analyse (Energie- und Emissionsbilanzen)

Ziel dieser Untersuchungen war es, ausgewählte Umwelteffekte einer Nutzung hydrothermalen Erdwärme unter den in Deutschland vorherrschenden geologischen und strukturellen Verhältnissen zu quantifizieren. Die Arbeiten erfolgten im Rahmen des Teilprojektes an der Uni Stuttgart und wurden mit einer Dissertation [Kayser, 1999] abgeschlossen.

Im Vergleich zu konventionellen Heizzentralen setzt die Nutzung hydrothermalen Erdwärme relativ hohe Errichtungsaufwendungen, wie das Abteufen zweier Bohrungen und die Installation von (zusätzlicher) überträgiger Anlagentechnik voraus. In jedem Fall werden aber während des Betriebs durch die Nutzung hydrothermalen Erdwärme fossile Brennstoffe eingespart.

Da die Bereitstellung von Nutzwärme neben den möglichen direkten auch mit indirekten Wirkungen auf die Umwelt verbunden ist, ist eine ökologische Analyse nur dann sinnvoll, wenn auch die Anlagenerrichtung und die Entsorgung sowie sämtliche vor- (u. a. Stahlherstellung, Bereitstellung der fossilen Treib- und Brennstoffe) und ggf. nachgelagerten Prozesse mit in die Betrachtung einbezogen werden. Eine Methode zur Abschätzung der gesamten Belastungen stellt die "Öko-Bilanzierung" dar. Mit ihrer Hilfe wurden im Rahmen des Projektes ausgewählte ökologische Auswirkungen einer hydrothermalen Erdwärmenutzung in Deutschland untersucht und quantifiziert [Kayser, 1999].

Aus den möglichen hydrothermalen Nutzungsvarianten wurden zwei Anlagenkonfigurationen einschließlich einer mit Erdgas gefeuerten Spitzenlastanlage an einem fiktiven Standort in Deutschland definiert. Damit wurde dem Umstand Rechnung getragen, daß die Thermalwassertemperaturen für eine Nutzung im direkten Wärmetausch ausreichend sein können oder nicht. In einem ersten Schritt erfolgte sodann eine Material- und Energiebilanzierung. Anschließend wurden die Varianten hinsichtlich ihres Verbrauchs an mineralischen und energetischen Rohstoffen, des Beitrags zum anthropogenen Treibhauseffekt und des Beitrags zur Versauerung von Böden und Gewässern untersucht. Die Anlagenkonfigurationen sind so ausgelegt, daß auch die Untersuchung der Auswirkungen unterschiedlicher Abnehmerstrukturen (Haushalte und Kleinverbraucher, Industriebetriebe) möglich ist.

Grundsätzlich wurde versucht, alle vor Ort benötigten Materialien und Energieträger zu bilanzieren. Die Herstellung der benötigten Transportfahrzeuge, Baumaschinen und des Bohrgerätes wurde nicht berücksichtigt, da der Anteil der für die Installation einer Geothermieanlage geleisteten Arbeit in bezug auf die von den Geräten während der gesamten Lebensdauer geleisteten Arbeit vernachlässigbar gering ist.

Ergebnisse der Ökologischen Analyse

Die Ergebnisse der Ökobilanz werden für den in einer Wirkungsabschätzung definierten Verbrauch mineralischer und energetischer Ressourcen, den Beitrag zum anthropogenen Treibhauseffekt und zur Versauerung von Böden und Gewässern diskutiert. Für die Bilanz des Fernwärmenetzes wird zunächst die Versorgung eines Dorfkerns bzw. von Einzelhäusern hoher Dichte und Reihenhäusern zugrunde gelegt.

Mineralischer Ressourcenverbrauch

Neben den direkt erforderlichen Materialien für den Bau, den Betrieb und die Entsorgung der Heizzentralen gehen auch die indirekten Materialaufwendungen (z. B. Aufwendungen für den Abbau und die Weiterverarbeitung von Materialien und Energieträgern) mit in die Untersuchung ein. Aus diesen Aufwendungen kann die Entnahme an mineralischen Ressourcen aus der Erde (Aspekt Verzehr mineralischer Ressourcen: d. h. Eisenerz bei Eisen, Bauxit bei

Aluminium, Kalkstein bei Beton) errechnet werden.

Der mineralische Ressourcenverbrauch ist in erster Linie abhängig von den Aufwendungen für die Errichtung der Anlagen [Kayser, 1999]. Tiefere Bohrungen führen zu höheren Aufwendungen an Stahl bzw. GFK und die größere Gebäude der Heizzentralen zu einem Mehrverbrauch an Kalkstein. Durch Einsatz von GFK in den Bohrungen kann der Einsatz von Eisen um 25 bis 35 % reduziert werden. Jedoch muß berücksichtigt werden, daß dann aber andere Ressourcen (z. B. Magnesium) durch die Nutzung von GFK verstärkt verbraucht werden. Der spezifische Ressourcenverbrauch nimmt bei größerer Wärmeabgabe (z. B. bei Versorgung von Industriebetrieben) ab, da den für die Errichtung eingesetzten Materialien eine deutlich größere Wärmeabgabemenge über die Lebensdauer gegenüber steht.

Energetischer Ressourcenverbrauch

Der Verbrauch an Steinkohle, Braunkohle, Rohöl, Erdgas und Uran wird definitionsgemäß als energetischer Ressourcenverbrauch betrachtet. Die Untersuchungen zeigten, daß der Verbrauch energetischer Ressourcen, bezogen auf die bereitgestellte Wärmemenge, in allen Varianten gering ist.

Die Versorgung von Haushalten und Kleinverbrauchern erweist sich unter diesem Gesichtspunkt als besonders günstig. Der Verbrauch der Rohstoffe für die Errichtung der übertägigen Heizzentrale hat den größten Anteil, während der Einfluß des Bohrungsausbaus und eines Fernwärmenetzes verhältnismäßig gering ausfällt. Es zeigt sich jedoch, daß die erhöhten Bohraufwendungen für das Abteufen tieferer Bohrungen auch durch eine weniger aufwendige übertägige Heizzentrale nicht kompensiert werden. Insgesamt übersteigen die Aufwendungen für die Nutzung der tieferen Aquifere somit diejenigen der Nutzung der weniger tief gelegenen Vorkommen.

Ein weiterer Vergleich zeigte, daß erhöhte Errichtungsaufwendungen vorzuziehen sind, wenn dadurch der Bedarf an fossilen Energieträgern während des Betriebes gesenkt werden kann.

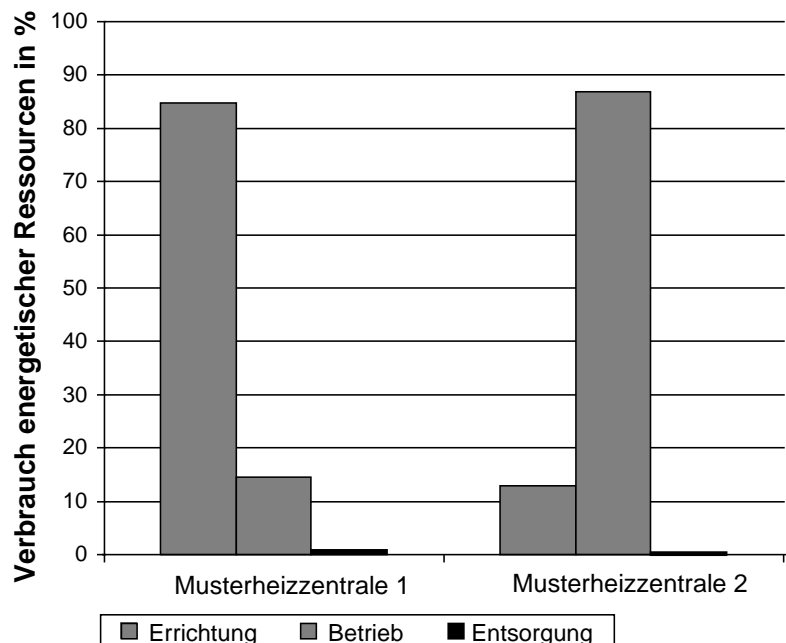


Abb. 6-1: Verbrauch energetischer Ressourcen, aufgeteilt in Errichtung, Betrieb, Entsorgung. Musterheizzentrale 1: höhere Thermalwassertemperaturen (95 °C), direkter Wärmetausch. Musterheizzentrale 2: niedrigere Thermalwassertemperaturen (55 °C), zusätzliche Wärmepumpen [Kayser, 1999]

Anthropogener Treibhauseffekt

Die treibhausrelevanten Emissionen werden maßgeblich durch CO₂ selbst bestimmt, gefolgt von Methan (CH₄) und schließlich, mit nur einem sehr geringen Anteil, von Lachgas (N₂O). In Übereinstimmung mit der derzeit gängigen Praxis bei zahlreichen Klimabilanzen wurden für die Berechnung der CO₂-Äquivalente die für einen Integrationszeitraum von 100 Jahren ermittelten GWP-Werte (Greenhouse Warming Potential) herangezogen. Insgesamt sind die Emissionen direkt vom Verbrauch energetischer Ressourcen abhängig: Die prozentuale Aufteilung der Emissionen in die Lebensphasen Errichtung, Betrieb und Entsorgung entspricht in etwa der Aufteilung des Verbrauchs energetischer Ressourcen ([Abbildung 6-1](#)).

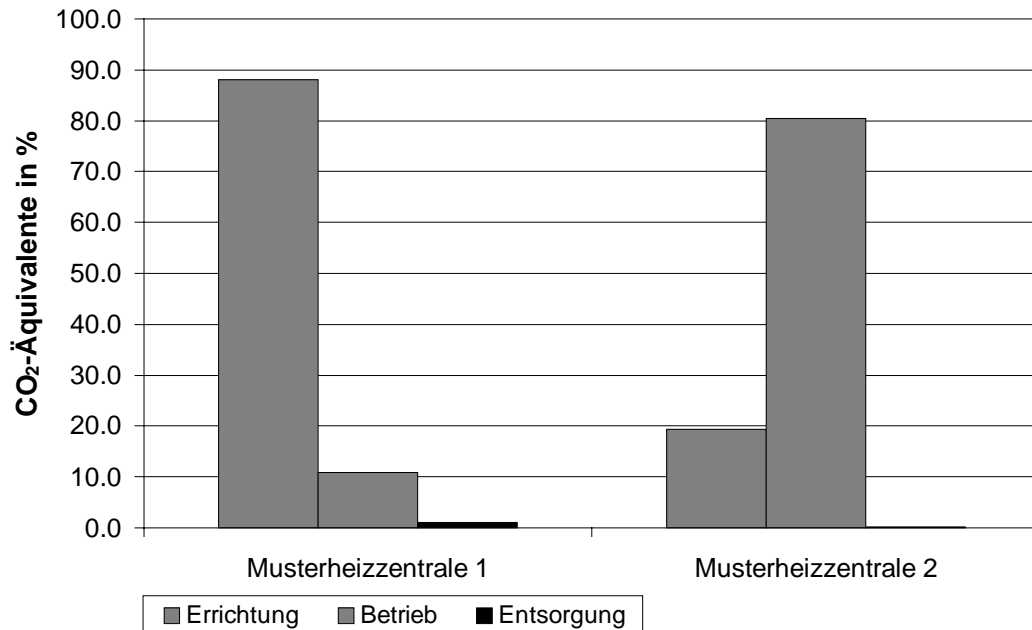


Abb. 6-2: Treibhausrelevante Emissionen, aufgeteilt in Errichtung, Betrieb, Entsorgung

Wesentliche Einflußgröße im Anlagenvergleich ist die Zuführung von Erdgas: Musterheizzentrale 2 (niedrigere Thermalwassertemperatur) emittiert deutlich mehr treibhausrelevante Gase. Aus diesem Grund ergeben sich auch deutliche Unterschiede hinsichtlich der Abnehmerstrukturen: Bei erhöhter Wärmenachfrage (z. B. Industriebetriebe) muß bei niedrigen Thermalwassertemperaturen überproportional viel zugeführt werden. Dies führt dann zu einer deutlichen Steigerung der spezifischen Emissionen (CO₂-Äquivalente bezogen auf Wärmemenge). Der Einfluß des Bohrungsausbaus ist verglichen mit diesem Einfluß vernachlässigbar.

Versauerung

Verantwortlich für Säureeintrag und pH-Wert-Absenkung in sowohl terrestrischen als auch aquatischen Systemen sind die Emissionen säurebildender Gase. Bilanziert wurden: Schwefeldioxid (SO₂), Stickstoffmonoxid bzw. -dioxid (NO_x), Ammoniak (NH₃) und Chlorwasserstoff (HCl). Danach wurde die Versauerung über SO₂ als Referenzsubstanz bilanziert: Es ergeben sich die SO₂-Äquivalente durch Multiplikation der Schadstofffracht mit dem dazugehörigen Versauerungspotential ([Tabelle 6-1](#)).

	Chemische Formel	Versauerungspotential
Schwefeldioxid	SO ₂	1,00
Stickstoffmonoxid	NO	1,07
Stickstoffoxide	NO _x	0,70
Ammoniak	NH ₃	1,88
Chlorwasserstoff	HCl	0,88

Tab. 6-1: Relative Versauerungspotentiale von Gasen mit säurebildender Wirkung, relativ zu SO₂ [nach UBA, 1995]

Die bei der Nutzung hydrothermaler Erwärme anfallenden spezifischen Emissionen sind sehr gering: Sie liegen in der Größenordnung von 10-60 kg/TJ (Abbildung 6-3). Die versauerungsrelevanten Gase sind im wesentlichen durch Stickstoff- und Schwefeloxide gekennzeichnet. Diese werden in erster Linie durch die Bauaufwendungen und das Abteufen der Bohrungen verursacht. Andere Spurengasfreisetzungen mit versauernder Wirkung sind nur von untergeordneter Bedeutung.

Bei Zufeuerungsbedarf (z. B. niedrige Thermalwassertemperaturen, Versorgung von Industriebetrieben) nehmen die spezifischen emittierten SO₂-Äquivalente aufgrund der Verbrennung von Erdgas in den Gaskesseln oder im BHKW signifikant zu (Abbildung 6-3).

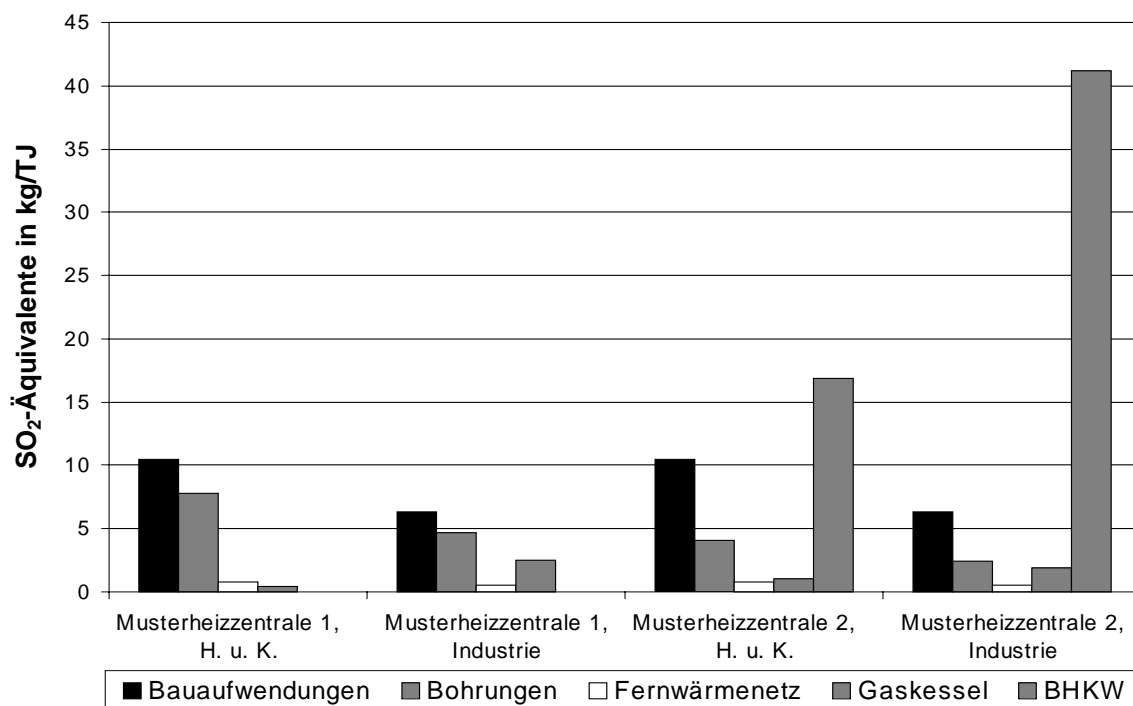


Abb. 6-3: Emissionen mit versauernder Wirkung, aufgeteilt nach Verursachern.

Sensitivitätsanalysen

Die durchgeführten Untersuchungen zur Ökobilanz zeigten, daß sowohl die geologischen Voraussetzungen, die Anlagenkonfiguration, die verwendeten Materialien als auch die Nachfrage Einfluß auf die Höhe der Energieaufwendungen und damit der Emissionen haben. Um den Einfluß dieser Parameter zu quantifizieren, wurden Sensitivitätsanalysen durchgeführt.

Abbildung 6-4 zeigt exemplarisch den Einfluß verschiedener Parameter auf die treibhausrelevanten Emissionen über die gesamte Lebensdauer einer Anlage (einschließlich Errichtung und Entsorgung). Variationsparameter sind:

- Bohrungstiefe: Oftmals befinden sich Aquifere mit ähnlichen Eigenschaften in unterschiedlichen Teufen.
- Thermalwassertemperatur: Kann je nach geologischen Voraussetzungen niedriger oder höher sein.
- Wirkungsgrade der technischen Komponenten: Auswirkungen möglicher technischer Verbesserungen werden deutlich.
- Volllaststunden und Anlagenleistung: Diese können sich aufgrund unterschiedlicher Nachfrage verändern.

Es liegt ein Ausbau der Bohrungen mit GFK und ein Fernwärmenetz aus PMR sowie auch hier die Versorgung von Haushalten und Kleinverbrauchern zugrunde.

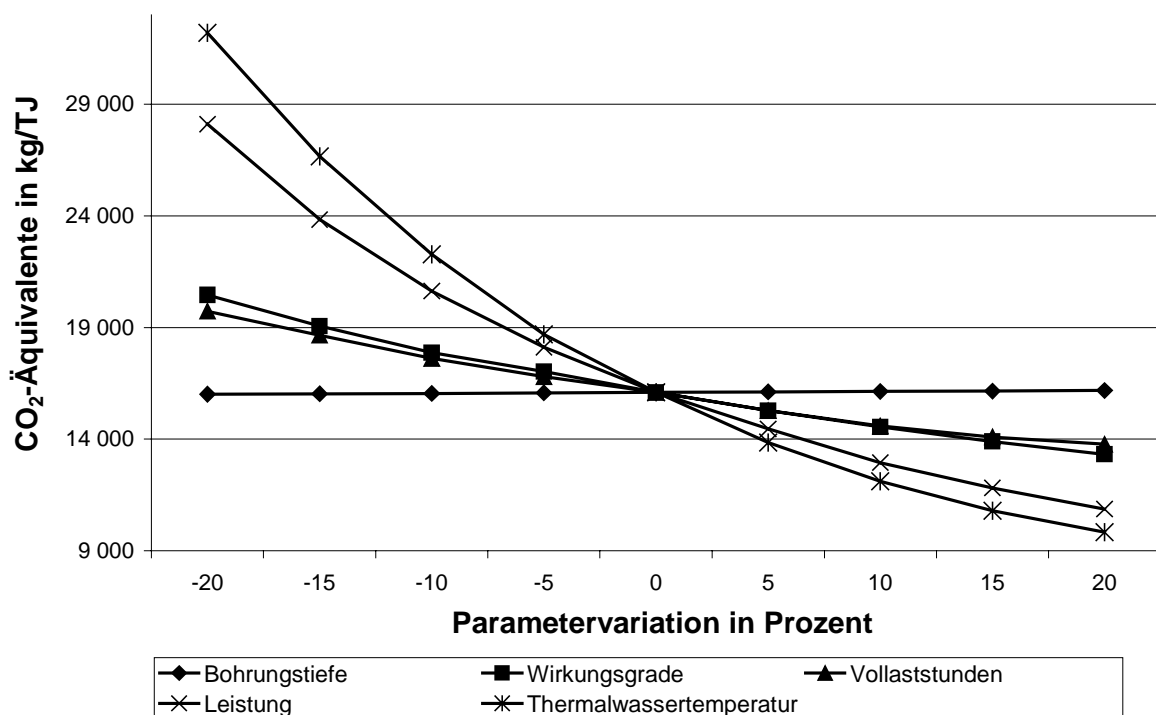


Abb. 6-4: Einfluß verschiedener Parameter auf treibhausrelevante Emissionen in CO₂-Äquivalenten für die Lebensdauer (Errichtung, Betrieb und Entsorgung) einer Anlage. Basisparameter: Musterheizzentrale 2, direkter Wärmetausch, Temperaturerhöhung mit Wärmepumpe, BHKW und Spitzenlastanlage, Versorgung von Haushalten und Kleinverbrauchern [nach: Kayser, 1999]

Den größten Einfluß haben nach den Berechnungen die Thermalwassertemperatur und die Anlagenleistung. Steigt beispielsweise mit zunehmender Teufe die Temperatur des Thermalwassers um 20 %, führt dies bei den gegebenen Randbedingungen zu einer Reduktion der treibhausrelevanten Emissionen um etwa 39 %. Daraus leitet sich ab, daß die Erschließung tieferer Aquifere mit höheren Temperaturen trotz erhöhter Aufwendungen für das Abteufen der Bohrungen und trotz größerer Materialmengen für den Bohrungsausbau bezüglich der treibhausrelevanten Emissionen ökologisch sinnvoll ist. Die Leistung der Geothermieanlage hat ebenfalls erheblichen Einfluß auf die spezifischen Emissionen: Eine Steigerung der Anlagenleistung würde für dieses Fallbeispiel zu einer besseren Ausnutzung des geothermischen Potentials führen.

Berechnung von Emissionswerten mit GEOCOST

Ökologische Auswirkungen der Systemanordnung werden innerhalb von GEOCOST in einer eigenen Tabelle bearbeitet. In dieser Tabelle sind die benötigten Material-, Energie- und Emissionskennwerte enthalten. Durch Kopplung mit der zentralen Eingabedatei kann für die jeweiligen Anlagenkonfigurationen der oben definierte Verbrauch mineralischer und energetischer Ressourcen, der Beitrag zum anthropogenen Treibhauseffekt und zur Versauerung von Böden und Gewässern berechnet werden.

Somit bietet GEOCOST die Möglichkeit, Wärmemengen bzw. Wärmegestehungskosten direkt zu Emissionswerten in Beziehung zu setzen. Da bei jeder Berechnung sowohl Kosten als auch Emissionen für die konventionelle Vergleichsanlage mit berechnet werden, ist ein Handwerkszeug gegeben, um CO₂-Minderungskosten hydrothermaler Wärmebereitstellung lokationsspezifisch anzugeben (Abbildung 6-5).

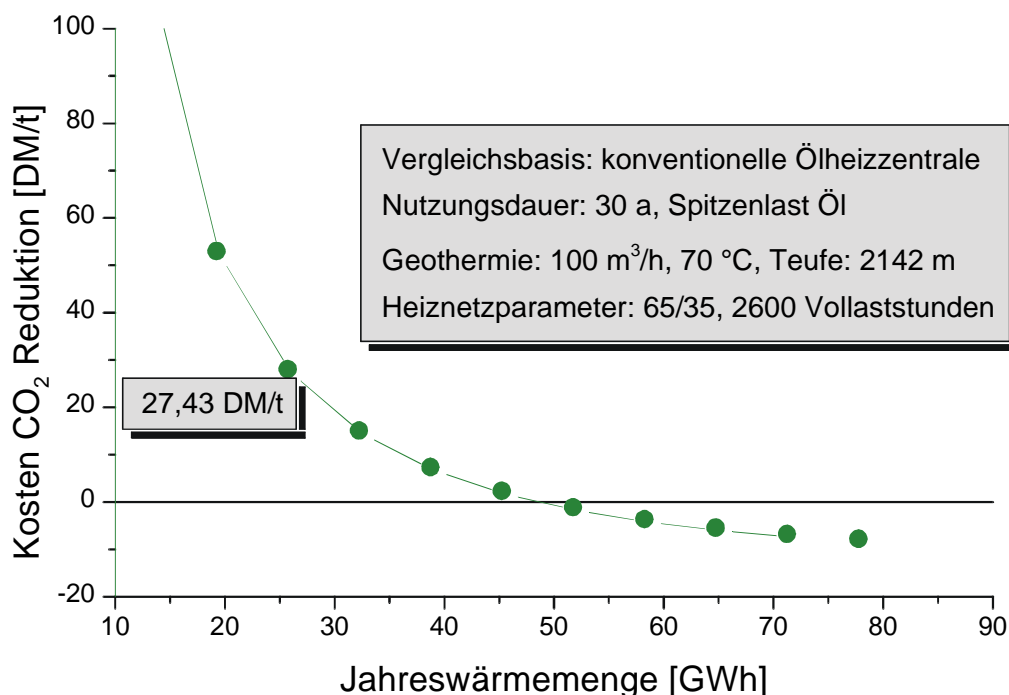


Abb. 6-5: CO₂-Minderungskosten hydrothermaler Wärmebereitstellung in Abhängigkeit von der Jahreswärmemenge. Basis: konventionelle Wärmegestehungskosten 1998 (Heizöl extra leicht, 8,17 DM/GJ)

Berechnung von Emissionswerten aus Betriebsdaten einer laufenden Geothermieanlage

Um eine Einschätzung von tatsächlich vermiedenen Emissionen zu erhalten, wurden aus Betriebsdaten der GHZ Neustadt-Glewe aus dem Jahr 1996 Bilanzen bezüglich des Schadstoffausstoßes dieser Anlage erstellt. Die Ergebnisse wurden mit Abschätzungen der Emissionen von konventionellen Anlagen verglichen, welche eine vergleichbare Versorgungsaufgabe erfüllen sollen [Schallenberg et al., 1999].

Bei den Untersuchungen wurde sowohl

- der „lokale“ Einfluß des Anlagenbetriebes auf das nahe Umfeld der Anlage (Emission der vor Ort verbrannten Brennstoffe)
- als auch der „globale“ Einfluß der Emissionen berücksichtigt. Letzteres beinhaltet auch die Emissionen, die bei der Bereitstellung der Elek-

troenergie im Kraftwerk anfallen und diejenigen, die aufgrund der Bereitstellung der konventionellen Brennstoffe am Anlageneingang anfallen.

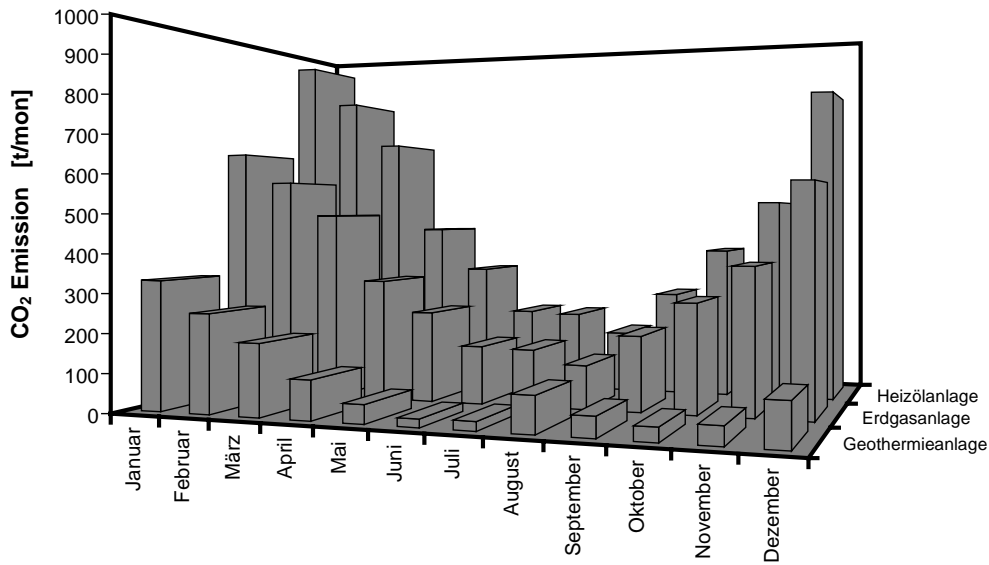


Abb. 6-6: Vergleich monatlicher, lokaler CO₂ Emissionen unterschiedlicher Wärmebereitstellungssysteme auf der Grundlage der Betriebsdaten des Geothermischen Heizwerkes Neustadt-Glewe (Betriebsjahr 1996)

Aus den auf der Basis der Betriebsdaten des Jahres 1996 durchgeführten Berechnungen ergeben sich sowohl für den lokalen (Abbildung 6-6) als auch für den globalen Bilanzraum (Abbildung 6-7, Abbildung 6-8) signifikante Emissionseinsparungen für die Erdwärmenutzung.

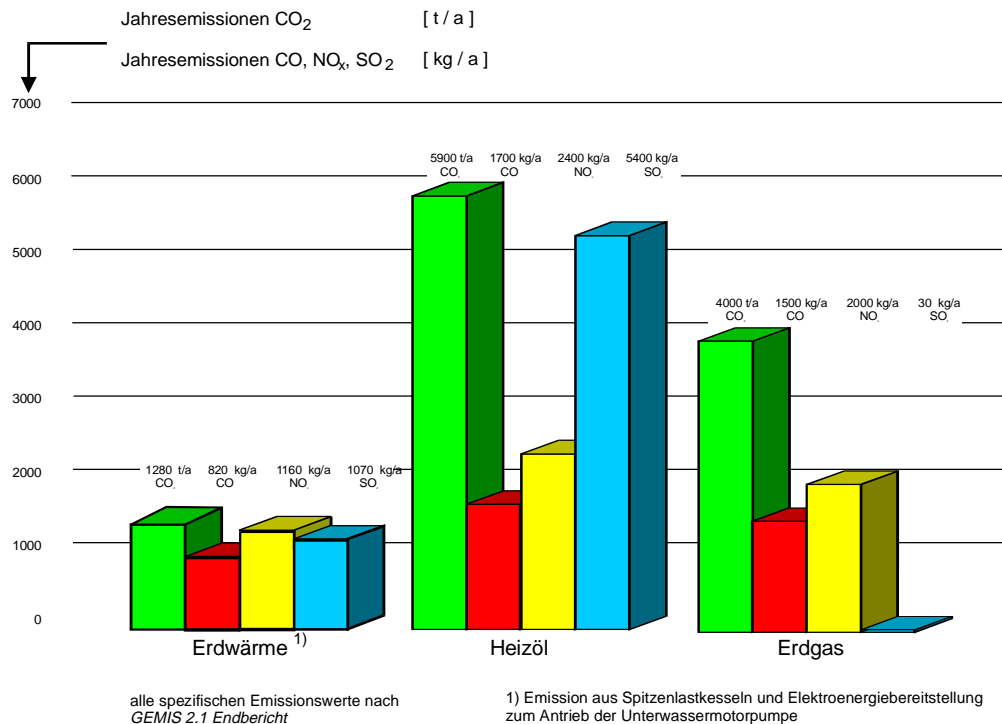


Abb. 6-7: Emissionen der GHZ Neustadt-Glewe und vergleichbarer Systeme unter Beachtung der Vorketten und des Elektronergieeinsatzes für die Unterwassermotorpumpe

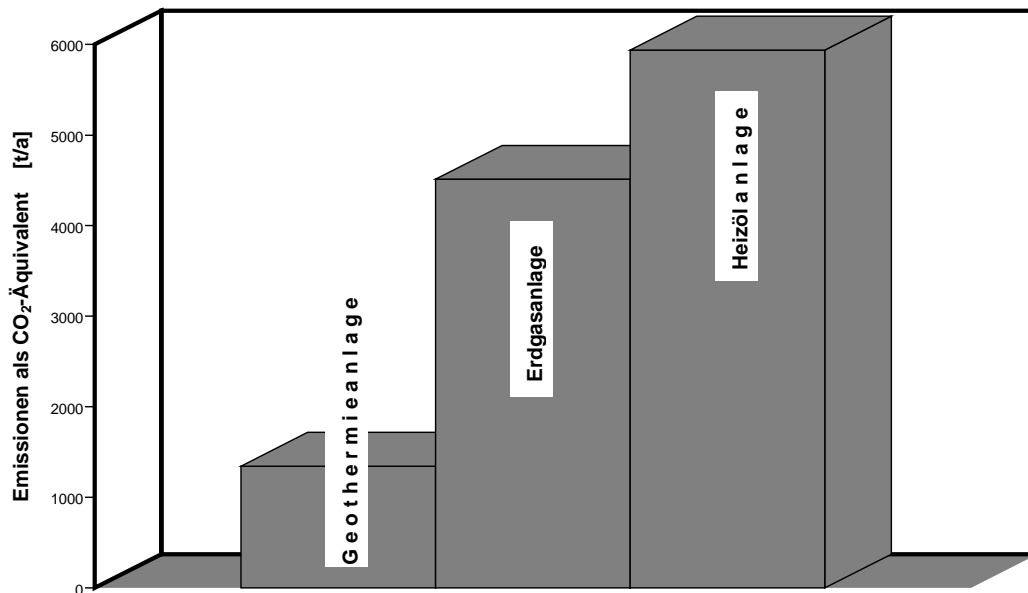


Abb. 6-8: Vergleich der emittierten CO₂-Äquivalente der GHZ Neustadt-Glewe und vergleichbarer Systeme bei einer Integrationszeit von 100 Jahren

Bewertung der Ergebnisse:

- Während im Bereich der CO₂-Emission für den „lokalen“ Bilanzraum eine Verminderung auf ca. 22,5 % (15,5 %) der gasgefeuerten (ölgefeuerten) Vergleichsanlage nachzuweisen ist, kann im „globalen“ Bilanzraum eine Reduktion auf 32 % (22 %) erreicht werden.
- Es fällt für die GHZ mehr SO₂ an als bei der gasgefeuerten Vergleichsanlage, jedoch weniger als bei Ölfeuerung. Die Emissionen der Schadstoffe CO und NO_x sind niedriger als bei beiden Vergleichsanlagen. Der Unterschied fällt in der globalen Bilanzierung in der Relation jedoch deutlich geringer aus als in der lokalen Bilanzierung.
- In bezug auf das Versauerungspotential (vorrangig durch den Gehalt an SO₂ bestimmt) kann sogar eine Verschlechterung im Vergleich mit der gasgefeuerten Anlage ausgewiesen werden. Dies ist auf die ölgefeuerte Spitzenlastanlage zurückzuführen.
- Die Bilanzierung der Größen mit Einfluß auf den Treibhauseffekt anhand der CO₂-Äquivalente (**Abbildung 6-8**) zeigt die deutlichen Vorteile der Geothermieanlage in Neustadt-Glewe gegenüber den konventionellen Vergleichsanlagen.

Die Bedeutung der Bilanzgrenzen (lokal, global) ist durch diese Berechnungen bestätigt worden. Die Bilanzierungsergebnisse sind auf andere Anlagen übertragbar; für einen belastbaren quantitativen Vergleich sind jedoch immer standortspezifische Parameter zu berücksichtigen.

Thermische Beeinflussung des Untergrundes durch den Anlagenbetrieb

Im Betrieb einer GHZ treten Wärmeströme zwischen strömendem Fluid in der Bohrung und dem Gebirge im bohrungsnahen Raum auf, die zu einem Temperaturanstieg bzw. zu einer –absenkung des Gebirges führen. Dies hat zu einer Auswirkung auf die Wärmegewinnung (Stichwort: thermische Durchbruchzeit) zum anderen können damit Umweltauswirkungen (Beeinflussung der Biosphäre) verbunden sein. Während für die Modellierung der Langzeitverhaltens der Ressourcen ein ausführlicher numerischer Ansatz gewählt wurde (s. o.), wurde versucht, die Einflüsse auf die direkte Umgebung der Förder bzw. Injektionsbohrung durch einfachere Abschätzungen zu erlangen.

Der während des Betriebs stattfindende Wärmeaustausch ist ein komplexer Prozeß und von einer Vielzahl von Parametern abhängig:

- Struktur und thermophysikalische Eigenschaften des umgebenden Gebirges,
- radiale und axiale Bohrungskomplettierung, verwendete Materialien und deren thermophysikalische Eigenschaften,
- Temperatur und Strömungsgeschwindigkeit des Fluids,
- Betriebsregime und Einwirkzeit.

Entsprechend komplex gestaltet sich die Berechnung der Wärmeaustauschprozesse bei Berücksichtigung aller Effekte und Geometrien.

Aquifer und Nebengebirge (Beeinflussung der Hangend- und Liegenschichten)

Die hydrogeothermale Energiegewinnung unter Verwendung des Doubletten-Verfahrens basiert auf der Wiederverpressung der abgekühlten Wässer in das Reservoir. Diese Injektion führt im Verlauf des Betriebs zu einer kontinuierlichen Abnahme der initialen Speichertemperatur und somit zu einem zeitlich variierenden Temperaturgradienten zwischen Speicher und dessen Umgebungsschichten. Dieser instationäre Prozeß initiiert einen konduktiven Wärme- fluß aus den Deckschichten in das Reservoir, der somit zu einer teilweisen Wiedererwärmung der injizierten Wässer und gleichzeitig zu einer Abkühlung der Deckschichten führt. In diesem Zusammenhang muß der Frage nachgegangen werden, wie groß die thermische Eindringtiefe in die Deckschichten ist und welche Temperaturveränderungen im Liegenden und Hangenden des Reservoirs zu erwarten sind.

Der gewählte analytische Ansatz ermöglicht die Berechnung der konduktiven Eindringtiefe sowie der jeweiligen Temperatur unter der Annahme eines halbumendlichen Raumes. Es wurde von einem „Worst-Case-Szenario“ ausgegangen. Dies bedeutet, daß die tatsächlich eintretenden thermischen Veränderungen infolge eines GHZ-Betriebs deutlich unter den hier abgeschätzten Größen liegen.

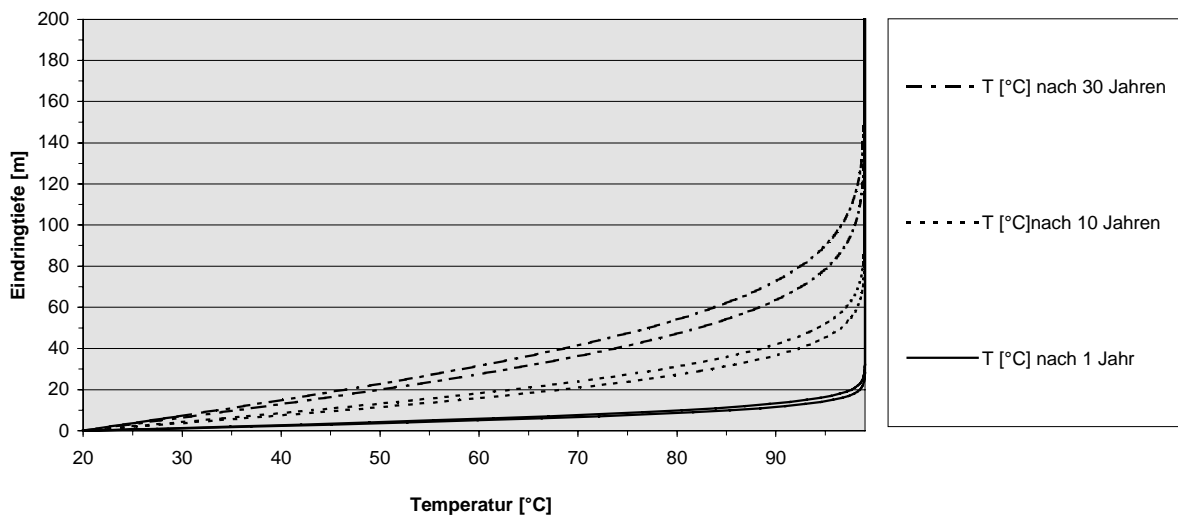


Abb. 6-9: Analytisch berechnete Eindringtiefen in die Umgebungsschichten mit den jeweiligen Temperaturen für verschiedene Betriebsstadien und Temperaturleitfähigkeiten. Berechnungsparameter: Initialtemperatur 99 °C, Injektionstemperatur: 20 °C, Temperaturleitfähigkeit der Umgebungsschichten: α_G $8.5 \cdot 10^{-7}$ m²/s und $1.12 \cdot 10^{-6}$ m²/s

Nach kalkulierten 30 Betriebsjahren werden max. 160 m thermisch beeinflusst, wobei Temperaturabnahmen von mehr als 10 K lediglich in Eindringtiefen von weniger als 70 m auftreten können. Bei der Bewertung der Ergebnisse ist zu berücksichtigen, daß

- eine permanente Injektion mit 20 °C bei einer Initialen Horizonttemperatur von 99 °C

angenommen wurde und

- der eindimensionale Ansatz die Kühlung der gesamten Oberfläche (Schichtgrenze Aquifer-Deckschicht) unterstellt.

Da im realen Betrieb diese extremen Bedingungen nicht eintreten werden, können die angegebenen Werte als obere Grenzwerte angenommen werden. Zusammenfassend bedeutet dies, daß die geohydrothermale Energiegewinnung auf der Basis des Doubletten-Betriebs ausschließlich lokale Ressourcen nutzt und somit eine tiefgreifende thermische Beeinflussung der Liegend- und Hangendschichten ausgeschlossen werden kann. Auf eine die tatsächlichen Gegebenheiten genauer wiedergebende numerische Modellierung wurde aus diesem Grund verzichtet.

Bohrungsumgebung

Beispielhaft wurde die Förderbohrung NG2/98 der GHZ Neustadt-Glewe betrachtet. Diese fördert aus 2216 m Teufe Thermalwasser von 100 °C. Unterstellt man den hypothetischen Fall, die Bohrung würde ganzjährig mit 100 m³/h fördern (dieser Grenzfall berücksichtigt die bedarfsgeführte Fahrweise der Anlage nicht), würde die Bohrung mit der ausgeführten Installation im 1. Betriebsjahr ca. 230 kW an die Umgebung abgeben (Kopftemperaturen bei 98 °C). Nach 30 Jahren würden die Wärmeverluste 180 kW betragen.

Nach 30 Betriebsjahren (ununterbrochener Erwärmung des bohrungsnahen Raumes) wäre ein Radius von 60 m um die Bohrung thermisch beeinflusst, wobei die thermische Störung als - Verhältnis der Fluidtemperatur zur ungestörten Gebirgstemperatur - in einem Abstand von 10 m auf ca. 56 % und in einem Abstand von 20 m bereits auf ca. 34 % abgebaut wäre.

Demnach ist selbst unter Zugrundelegung hypothetischer Lastfälle und bei Vernachlässigung des Regenerierungsvermögens im Anlagenstillstand eine weitreichende thermische Beeinflussung des Gebirges durch die Bohrungen auszuschließen.

Geomechanische Einflüsse im Langzeitbetrieb

Zur Bewertung geomechanischer Einflüsse aus dem Abbau geothermischer Lagerstätten auf das Deckgebirge der Nutzhorizonte wurden im Rahmen des Projektes keine eigenen Berechnungen vorgenommen. Frühere Untersuchungen der Deformationen im Bereich der Kaltwasserfront [GTN, 1994] ergaben, daß vertikale Absenkungserscheinungen infolge verfahrensbedingter langfristiger Auskühlung und der damit verbundenen Kontraktion des Speicherbereichs mit Fortsetzung bis zur Tagesoberfläche nicht ausgeschlossen werden können. Anhand der mit Hilfe numerischer Modellierungen durchgeführten Berechnungen wurden Absenkungsbeträge in der Größenordnung weniger Zentimeter (1 bis 3 cm) bei Neigungen in der Größenordnung von 1...3 mm/100 m ermittelt.

Die Autoren kamen zu dem Schluß, daß hydrogeothermale Energiegewinnungsanlagen, welche Aquiferspeicher in Teufenbereichen von ca. 1.000 bis 2.500 m nutzen, mit vergleichsweise geringen gebirgsmechanischen Sicherheits- und relevanten Umweltverträglichkeitsproblemen verbunden sind, da diese Absenkungen weit unter den aus dem Steinkohle-, Erz- und Kalibergbau bekannten Beträgen liegen und für normale Bauwerke und die öffentliche und Umweltsicherheit völlig unbedenklich sind (vgl. primäre Setzungsbeträge beim Errichten von Gebäuden auf durchschnittlich gutem Baugrund 20 bis 60 mm). Gebirgsmechanisch verursachte Folgeerscheinungen in der Nachbetriebsphase treten nicht auf [GTN, 1994].

Stoffbilanz

Bei den drei in Norddeutschland betriebenen Geothermischen Heizzentralen handelt es sich um ein Doubletten-System. Aufgrund des geschlossenen Systems erfolgt somit kein Eingriff in den Wasserhaushalt der Erde. Damit unterliegt die Errichtung geothermischer Anlagen keinen diesbezüglichen pauschalen Auflagen. Etwaige Auflagen betreffen nur jeweils die zum Einsatz kommenden Einzelkomponenten.

Die in Norddeutschland genutzten Thermalwässer sind hochsalinare Na-(Ca-Mg)-Cl-Wässer. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) legt nach §19 g Abs. 5 wassergefährdende Stoffe, deren Wassergefährdungspotential sicher bestimmt ist, mit Zustimmung des Bundesrates zum Wasserhaushaltsgesetz über die Einstufung wassergefährdender Stoffe in WSK – VwVw (VwVwS 1996) fest. Die Stoffe werden vier Wassergefährdungsklassen (WGK) zugeordnet: WGK 3-stark wassergefährdend, WGK 2-wassergefährdend, WGK 1-schwach wassergefährdend, WGK 0-im allgemeinen nicht wassergefährdend. Diese Klassifizierung bildet die Grundlage u. a. für die Bauartzulassung. Wäßrige Lösungen von Stoffen oder Gemischen unterschiedlicher Konzentration werden nicht einzeln klassifiziert. Die in den Thermalwässern im gelösten Zustand vorliegenden Salze werden als „im allgemeinen nicht wassergefährdend“ (Im allgemeinen nicht wassergefährdende Stoffe, WGK 0, Stand 1996, Blatt 20670) eingestuft. Sieht ein bergrechtlicher Betriebsplan eine Rohrleitungsanlage vor, so entscheidet die Bergbehörde im Einvernehmen mit der zuständigen Wasserbehörde über die Erteilung der Genehmigung [Diestel/Kühr, 1996].

Obwohl vom Gesetzgeber keinerlei Forderung erhoben werden, genügen die in Norddeutschland errichteten Geothermischen Heizzentralen den Forderungen der "Richtlinie für Rohrleitungsanlagen zum Befördern wassergefährdender Stoffe (RRWS), Bek. d. BMU vom 4.3.87, GMBI. 1987 Nr.8" [Diestel/Kühr, 1996]. Zusätzlich wird aufgrund des hohen Korrosionspotentials der Wässer dies bei der Material- und Ausrüstungsauswahl berücksichtigt. Ein Zusatz von Korrosionsinhibitoren erfolgt nicht, da die chemische Zusammensetzung der Thermalwässer möglichst unbeeinflusst bleiben sollte [Seibt et al., 1997]. In neueren Anlagen (z. B. in Neustadt-Glewe) sorgt ein Lecküberwachungssystem für eine schnelle Erkennung großer Lecks und identifiziert kleine Lecks örtlich präzise. In älteren Anlagen (GHZ Waren, GHZ Neubrandenburg) werden über die Druckbilanz Undichtheiten im System erkannt. Im Harvariefall dienen in den Thermalwasserkreislauf integrierte Slopwasserbehälter als Sicherheitseinrichtung zur Aufnahme entsprechender Mengen (max. ein Anlagenvolumen – ca. 80 m³). Eine Vermischungen mit Regen- oder anderen Abwässern ist unzulässig. Entweder werden die in den Slopwasserbehältern zwischengespeicherten Wässer wieder in das Thermalwassersystem geführt und als geringer Teilstrom mit verpreßt oder umweltgerecht entsorgt. Alle diese Maßnahmen dienen der Aufrechterhaltung eines „geschlossenen Kreislaufs“.

Schlußfolgerungen zur ökologischen Analyse

Es zeigte sich, daß die Materialauswahl bzw. der Material- und Energieeinsatz für die Errichtung der Heizzentrale bezogen auf die gesamte Lebensdauer hinsichtlich der treibhausrelevanten Emissionen nahezu keinen Einfluß haben. Möglichst hohe Thermalwassertemperaturen und die optimale Ausnutzung des gegebenen Erdwärmepotentials führen dagegen zu einer signifikanten Verringerung der Emissionen.

Das Treibhauspotential wird nahezu ausschließlich durch den Anlagenbetrieb verursacht. Damit sind die geothermischen Heizzentralen durch merklich geringere Werte im Vergleich zu den fossil gefeuerten Heizwerken gekennzeichnet. Je nach Anlagenkonfiguration reduzieren sich die CO₂-Äquivalente um bis zu 82 % im Vergleich zu den fossil gefeuerten Heizanlagen [Kayser et al., 1999]. Die geothermischen Heizzentralen sind bei der Errichtung und bei der Entsorgung durch deutlich ungünstigere Werte praktisch aller untersuchten Größen gekennzeichnet als die mit fossilen Energieträgern betriebenen Anlagen. Der höhere Verbrauch an energetischen Ressourcen und die höheren Stofffreisetzungen während der Errichtung und der Entsorgung gleichen sich im Betrieb jedoch schon nach einer - verglichen mit der gesamten Betriebsdauer der Anlagen - sehr geringen Zeitspanne wieder aus.

Weitere Umweltauswirkungen (thermische und geomechanische Beeinflussung, stoffliche Freisetzungen) sind bei der derzeitigen Nutzungstechnologie als untergeordnet anzusehen.

7 Rechtliche Aspekte

Während das Bundesberggesetz (BergG) die Aufsuchung, Gewinnung und Aufbereitung von Erdwärme regelt, erfaßt es die Weiterverarbeitung der Erdwärme bzw. der hydrothermalen Tiefenwässer nicht. Deshalb wurden im Rahmen des Projektes die rechtlichen Rahmenbedingungen der Nutzung hydrothermalen Ressourcen analysiert und mögliche Konsequenzen aus der derzeitigen Rechtslage [Ehrlich et al., 1998] aufgezeigt. Da bei der Nutzung hydrothermalen Ressourcen in jedem Fall der oberflächennahe Bereich durchteuft werden muß, wurden des weiteren wasserrechtliche Gesichtspunkte beleuchtet.

Im Ergebnis erscheint es erforderlich, bei bergrechtlichen Fragen hinsichtlich Gewinnung und Aufbereitung sowie deren Abgrenzung zur Weiterverarbeitung/Nutzung eine eindeutige Klärung auf geowissenschaftlicher und physikalischer Basis herbeizuführen. Hierzu ist es insbesondere 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 konkurrierenden Nutzung der hydrothermalen Ressourcen entschieden werden muß.

Auch wenn der Untergrund zur Speicherung sowie der Deponierungen von Abfall- und Reststoffen bzw. Industrieabgasen in hydrothermalen Ressourcen genutzt werden soll, ist eine geowissenschaftliche Modellierung der Auswirkungen der Nutzung unbedingt erforderlich. Sie sollte 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 umfassen.

Analyse des Bergrechts

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.

Seit 1980 gilt auch die „Erdwärme und die im Zusammenhang mit ihrer Gewinnung auftretenden anderen Energien“ als bergfreier Bodenschatz. 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.

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.

Angesichts dessen und der Tatsache, daß der Kommentar von Boldt/Weller (1984) zu einem Zeitpunkt erschien, als die technologischen Anwendungsmöglichkeiten der Geothermie in-

nerhalb 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.

8 Zusammenfassung

Im Projekt „**Evaluierung geowissenschaftlicher und wirtschaftlicher Bedingungen für die Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen**“ wurden durch die Verbindung von geowissenschaftlichen und betriebswirtschaftlichen Analysen die Voraussetzungen für eine „wirtschaftlich interessante Erschließung von hydrothermalen Ressourcen“ aufgezeigt. Eine Nutzung des CO₂-freien Energieträgers Erdwärme kann, vor allem im Bereich der Heizwärmeversorgung, aber auch bei der Stromerzeugung langfristig erheblich zum Erreichen der CO₂-Reduktionsziele beitragen. Am Ende des Projektes stehen jetzt sowohl naturwissenschaftliche und technische als auch wirtschaftliche Methoden und Kenndaten zur Verfügung, um langfristig den Einsatz hydrothermalen Geothermie als Ergänzung zu anderen Energiequellen zu bewerten.

Es wurden Grundlagen zur geowissenschaftlichen und wirtschaftlichen Bewertung der Nutzung hydrothermalen Ressourcen in Deutschland zusammengestellt. Dabei standen nicht nur die Kriterien der einzelnen Fachdisziplinen sondern insbesondere die Verknüpfung der verschiedenen Aspekte im Vordergrund. Diese komplexe Analyse der Verknüpfung geologischer Voraussetzungen, der technischen Umsetzung, und der Wirtschaftlichkeit ihrer Nutzung wurde durch eine erfolgreiche Zusammenarbeit eines interdisziplinär arbeitenden Teams erreicht. Eine Übertragbarkeit der gewonnenen Ergebnisse ins Ausland zeigt sich bereits.

Als Basis der Evaluierung wurden generelle Bewertungskriterien zu Nutzungsmöglichkeiten von Porenspeichern erarbeitet. Diese bildeten die Grundlage zur Einstufung der Nutzungsmöglichkeiten einzelner Aquifere und letzten Endes zur Abschätzung des regionalen Angebotspotentials an hydrogeothermaler Energie in Deutschland. Für große Teile Deutschlands ist die nutzbare Wärmemenge nicht durch das nutzbare Angebot eingeschränkt. Für eine energiewirtschaftliche Betrachtung ist deshalb die Wärmemenge relevant, die auch im Energiesystem Deutschland untergebracht werden kann. Auch hierbei wird deutlich, daß sich die Regionen bezüglich der Nachfrage stark unterscheiden. So ist zum Beispiel die Nachfrage in den ostdeutschen Regionen (außer Süd-Brandenburg) verhältnismäßig gering, im Weser-Ems Gebiet oder Niedersachsen dagegen eher hoch.

Im Rahmen des Projektes wurde erstmals eine ökologische und energiewirtschaftliche Gesamtbilanzierung von Erdwärmeanlagen durchgeführt. Hierzu wurde das Programm GEOCOST zur Kostenanalyse einer Wärmebereitstellung aus hydrothermalen Ressourcen entwickelt. Das Programm berücksichtigt die Randbedingungen zur Erstellung und zum Betrieb einer Geothermischen Heizzentrale. Die errechneten Ergebnisse können energiewirtschaftlich eingeordnet werden, da immer eine Kostenrechnung für eine Vergleichsanlage mit konventionellen Primärenergieträgern unter gleichen Randbedingungen durchgeführt werden kann.

Bei der Analyse der Kosten für eine hydrothermale Erdwärmennutzung wird der Einfluß unterschiedlicher geologischer Verhältnisse besonders deutlich. Die Wärmebereitstellungskosten variieren entsprechend den unterschiedlichen Aquifereigenschaften sehr stark. Grundsätzlich ist die Wirtschaftlichkeit ebenso stark von der Versorgungsaufgabe abhängig. Moderne Heizsysteme mit geringen Vor- und Rücklauftemperaturen sowie eine maximale Jahresnutzungsdauer können eine hydrothermale Wärmeversorgung im Vergleich zu konventionellen Anlagen in Deutschland durchaus heute schon konkurrenzfähig machen. Hierfür bietet sich die Versorgung von Industriebetrieben in Verbindung mit Haushalten und Kleinverbrauchern an. Die berechneten Kosten-Potential- Abhängigkeiten haben gezeigt, daß nur geringe Mehrkosten zur Erschließung großer Potentiale sowohl im Sektor Haushalte und Kleinverbraucher als auch im Sektor Industrie entstehen.

Umwelteffekte einer Nutzung hydrothermaler Erdwärme unter den in Deutschland vorherrschenden geologischen und strukturellen Verhältnissen wurden quantifiziert. Als Ergebnis von erstmals für geothermische Anlagen durchgeführten ganzheitlichen Bilanzierungen zeigte sich, daß die Materialauswahl bzw. der Material- und Energieeinsatz für die Errichtung der Heizzentrale bezogen auf die gesamte Lebensdauer hinsichtlich der treibhausrelevanten Emissionen nahezu keinen Einfluß haben. Möglichst hohe Thermalwassertemperaturen und die optimale Ausnutzung des gegebenen Erdwärmepotentials führen zu einer zusätzlichen Verringerung der Emissionen. Der Beitrag zum Treibhauspotential wird nahezu ausschließlich durch den Anlagenbetrieb verursacht. Geothermische Heizzentralen sind durch merklich geringere Werte im Vergleich zu den fossil gefeuerten Heizwerken gekennzeichnet. Je nach Anlagenkonfiguration reduzieren sich die CO₂-Äquivalente um bis zu 82 % im Vergleich zu den fossil gefeuerten Heizanlagen. Geothermische Heizzentralen sind bei der Errichtung und bei der Entsorgung durch deutlich ungünstigere Werte praktisch aller untersuchten Größen gekennzeichnet als die mit fossilen Energieträgern betriebenen Anlagen. Der höhere Verbrauch an energetischen Ressourcen und die höheren Stofffreisetzungen während der Errichtung und der Entsorgung gleichen sich im Betrieb jedoch schon nach einer - verglichen mit der gesamten Betriebsdauer der Anlagen - sehr geringen Zeitspanne wieder aus. Weitere Umweltauswirkungen (thermische und geomechanische Beeinflussung, stoffliche Freisetzungen) sind bei der derzeitigen Nutzungstechnologie als untergeordnet anzusehen.

Um die langfristige Stabilität eines Thermalwasserkreislaufes einschätzen zu können sind verschiedene Untersuchungen und Analysen an den Standorten geothermischer Heizwerke und Heizzentralen durchgeführt worden. Dabei handelte es sich einerseits um während der Projektlaufzeit wiederholt durchgeführte chemische Untersuchungen der Thermalwässer und der Filtrückstände sowie der Analyse von Betriebsdaten des Heizwerkes in Neustadt-Glewe. Weiterhin wurde das thermisch-hydraulische Langzeitverhalten unterschiedlicher Speicher bei verschiedenen Betriebszuständen mit einem 3D-finite-Elemente-Programm modelliert. Dabei sind sowohl methodische Fragen (Gittergenerierung, Stabilität der Modelle) als auch Aspekte der Datengrundlage und der Randbedingungen für das geologisch-petrophysikalische Modell ausführlich analysiert worden. Die Aussagekraft der entsprechenden Modellierungsergebnisse ist für den Fall des Heizwerkes in Neustadt-Glewe durch den Vergleich mit den Betriebsdaten nachgewiesen worden. Generell kann aus den Untersuchungen geschlossen werden, daß eine Kombination aus langfristigen chemisch-mineralogisch-mikrobiologischen Kontrolluntersuchungen und der Modellierung ein geeignetes Werkzeug zur Überwachung von Thermalwasserkreisläufen darstellt. Mit dieser Überwachung lassen sich den Betriebszustand langfristig beeinflussende unter- und übertägige Veränderungen in diesem Kreislauf, wie z. B. Mineralausfällungen oder verstärkte mikrobiologische Aktivitäten, frühzeitig feststellen.

9 Literatur

- Boldt, G., H. Weller, Bundesberggesetz, Kommentar, Berlin, New York, 1984.
- Boldt, G., H. Weller, Bundesberggesetz, Ergänzungsband zum Kommentar, Berlin, New York, 1992.
- Clauser, C., Geothermal energy use in Germany - status and potential, *Geothermics*, 26(2), 203-220, 1997.
- Diestel/Kühr, Wassergefährdende Stoffe, In: Lagerung und Transport wassergefährdender Stoffe, Erich Schmidt Verlag, Band 4, ISBN 3503 019901, 1996.
- Diestel/Kühr, Lagerung und Transport wassergefährdender Stoffe, In: Lagerung und Transport wassergefährdender Stoffe, Erich Schmidt Verlag, Band 6, ISBN 3503 019901, 1996.
- Dornstädter, J., Das Temperaturangleichverfahren (TAV). Ein Verfahren zur in situ-Bestimmung thermischer Gesteinseigenschaften, Diplomarbeit, Geophysikalisches Institut der Universität Karlsruhe, 1987.
- Eckhardt, G., Die hydrothermale Energiegewinnung aus bergrechtlicher Sicht, In: Geothermische Energie, Tagungsband, 3. Geothermische Fachtagung, 1994.
- Edwards John D., Crude Oil and Alternative Energy Production Forecasts for the Twenty-First Century: The End of the Hydrocarbon Era, *AAPG Bulletin*, vol. 81/8, 1292-1305, 1997.
- GTN, Geowissenschaftliche, geotechnologische und verfahrenstechnische Forschungsarbeiten zur Vervollkommnung des Verfahrens der Nutzung geothermischer Ressourcen im Hinblick auf das Langzeitverhalten, BMBF-Forschungsvorhaben 0326912 A, Geothermie Neubrandenburg GmbH, 1994; Teilthema: Geomechanische Bewertung der Nutzhorizonte im Langzeitbetrieb, 1994.
- Hurter S., R. Hänel, Atlas of Geothermal Resources of Europe, to be published, 1999.
- Hurtig E., Schrötter, J., Großwig, S., Kühn, K., Harjes, B., Wiefering, W., Orrel, R.P., Borehole temperature measurements using distributed fibre optic sensing, *Scientific Drilling*, 3, 283-286, 1993.
- Hurtig, E., V. Cermak, R. Haenel and V. Zui (Eds.), *Geothermal Atlas of Europe*, 36 maps, 156pp., Hermann Haack Verlagsgesellschaft, Gotha, 1992.
- Katzung, G., I. Diener und P. Kühn, Temperaturverteilung im Untergrund Ostdeutschlands und für die Nutzung geothermischer Ressourcen in Betracht kommende Aquifere, *Braunkohle*, 44, 6, 27-32, 1992.
- Kestin, J., R. DiPippo, et al., Hybrid Geothermal-Fossil Power Plants., *Mechanical Engineering* 100(12): 28-35, 1978.
- Kharaka, Y.K., A.S. Maest, W.W. Carothers, L.M. Law, P.J. Lamotke and T.L. Fries, Geochemistry of metal-rich brines from central Mississippi salt dome basin, U.S.A., *Applied Geochemistry*, 2, 543-561, 1987.
- Kühn, M., Geochemische Folgereaktionen bei der hydrogeothermalen Energiegewinnung, Dissertation, Universität Bremen, FB Geowissenschaften, 1997.
- Müller, E.P. und E. Papendieck, Zur Verteilung, Genese und Dynamik von Tiefenwässern unter besonderer Berücksichtigung des Zechsteins, *Z. geol. Wiss.* 3 (2), 167-196, Berlin, Akademie-Verlag, 1975.
- Parkhurst D.L., PHREEQC, A computer program for speciation, reaction-path, advective

transport and inverse geochemical calculations, U.S. Geological Survey, Dallas, 143 p., 1995.

Rockel, W. und H. Schneider, Die Möglichkeiten der Nutzung geothermischer Energie in Nordostdeutschland und der Bearbeitungsstand geplanter Vorhaben; In: Schulz, Werner, Ruhland und Bußmann (Eds.), Geothermische Energie - Forschung und Anwendung in Deutschland, Karlsruhe, Verl. C. F. Müller, 1992, 87-98, 1992.

Schulz, R., G. Beutler, H.-G. Röhling, K.-H. Werner, W. Rockel, U. Becker, F. Kabus, T. Kellner, G. Lenz, und H. Schneider, Regionale Untersuchungen von geothermischen Ressourcen und Ressourcen in Nordwestdeutschland. Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung, Bericht 111758, Hannover, 161 S., 1994.

UBA, Methodik der produktbezogenen Ökobilanzen, Wirkungsbilanz und Bewertung, Umweltbundesamt, Texte 23/95, C.A.U. GmbH -Gesellschaft für Consulting und Analytik im Umweltbereich-, ifeu -Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Berlin, 1995.

VDI Richtlinie 2067 Blatt I, Tabelle 5; VDI-Verlag, Düsseldorf, 1991.

9.1 Abschlußberichte

Althaus, E. und G. Frosch, Mineralogische, chemische und mechanische Wechselwirkung zwischen Wärmetransportmedium und Speichergestein, 1998.

Burkhardt, H. und B. Troschke, Bestimmung von in situ Wärmeleitfähigkeiten, 1998.

Kaltschmitt, M., und M. Kayser, Energetische Nutzung hydrothermalen Erdwärmevorkommen in Deutschland – eine energiewirtschaftliche Analyse, 1998.

Köckritz, V. und M. Martin, Wechselwirkungen Gestein-Fluid im System hydrogeothermaler Energiegewinnung, 1998.

Wilhelm, H., Bestimmung des thermischen Kontaktwiderstandes von Bohrungen im Sediment und im Kristallin, 1998.

9.2 Dissertationen und Diplomarbeiten

Kayser, M., Energetische Nutzung hydrothermalen Erdwärmevorkommen in Deutschland – eine energiewirtschaftliche Analyse, Dissertation, Fachbereich Bauingenieurwesen und Angewandte Geowissenschaften, Technische Universität Berlin, 1999.

Naumann, D., Gas- und isotopengeochemische Untersuchungen an geothermisch genutzten Thermalwässern in NE-Deutschland, (Dissertation in Vorbereitung), 1999.

Siebertz, T., Technisch-wirtschaftliche Aufschlußalternativen hydrothermalen 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.

Wenderoth, F., Dreidimensionale Modellierung geohydrothermalen Prozesse zur Beurteilung von Aquiferen hinsichtlich ihrer wirtschaftlichen Nutzbarkeit, Dissertation, Fachbereich Geowissenschaften der Freien Universität Berlin, Scientific Technical Report 98/15, Geoforschungszentrum Potsdam, 133 p., 1998.

9.3 Bücher und Reports

Kaltschmitt, M., E. Huenges und H. Wolff (Eds.), **Energiegewinnung aus Erdwärme**, ca. 300 Seiten, 1999.

Einzelbeiträge darin:

Baumgärtner, J. und R. Jung, Nutzung trockener Formationen

Huenges, E. und P. Hoth, Wärmebilanz der Erde

Huenges, E., P. Hoth und T. Scheytt, Technisch nutzbare Erdwärmevorkommen

Hoth, P. und E. Huenges, Aufbau, Struktur und Geodynamik der Erde

Kaltschmitt, M., Einleitung und Zielsetzung: Energiesystem von Deutschland – Erdwärme als regenerative Energie – Aufbau und Vorgehen

Kaltschmitt, M., Erdwärme im Kontext anderer Energieträger

Kaltschmitt, M., Ausblick

Kaltschmitt, M. und R. Lux, Oberflächennahe Erdwärmenutzung

Kayser, M. und M. Kaltschmitt, Erdwärmenutzung durch tiefe Einzelsonden

Kayser, M. und M. Kaltschmitt, Nutzung der Energie des tiefen Untergrunds

Sanner, B. und M. Kaltschmitt, Oberflächennahe Erdwärmenutzung

Schallenberg, K., M. Kayser und M. Kaltschmitt, Hydrothermale Erdwärmenutzung

Wolff, H., Herstellen der Fördersonden

Geothermie Report 96-1:

Hydrogeothermale Anlagen: Systemvergleich und Emissionsbilanz

Herausgeber: Ernst Huenges, Kemal Erbas, Kuno Schallenberg

GeoForschungsZentrum Potsdam, Scientific Technical Report STR96/08, 1996.

Einzelbeiträge darin:

Erbas, K., Evaluierung geowissenschaftlicher und wirtschaftlicher Bedingungen für die Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen - Projektziele, Projektstruktur, Arbeitsschwerpunkte

Huenges, E., Einführung in den Geothermie Report 96-1

Kayser, M. und M. Kaltschmitt, Ganzheitliche Energie- und Emissionsbilanzen einer hydrothermalen Wärmebereitstellung

Schallenberg, K., Vergleich des energiekonzeptionellen Aufbaus von drei geothermischen Heizzentralen

Geothermie Report 97-1:

Geowissenschaftliche Bewertungsgrundlagen zur Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen in Norddeutschland

Herausgeber: Peer Hoth, Andrea Seibt, Torsten Kellner, Ernst Huenges

GeoForschungsZentrum Potsdam, Scientific Technical Report, STR97/15, 1997.

Einzelbeiträge darin:

Förster, A., Bewertung der geothermischen Bedingungen im Nordostdeutschen Becken

Frosch, G. und E. Althaus, Zur Bedeutung der Tonminerale für die Speichereigenschaften der Sandsteine

Hoth, P., Entwicklung des Norddeutschen Beckens

Hoth, P., Speichergesteine und Nutzung des Untergrundes

Hoth, P. Geothermische Bedingungen Charakterisierung der Temperaturverhältnisse

Hoth, P. und W. Rockel, Geologische Voraussetzungen für die hydrogeothermale Erdwärmenutzung

Hoth, P., W. Rockel, E. Spangenberg, D. Freund, Speichercharakterisierung und Nutzhorizonte

Hoth, P., A. Seibt, T. Kellner, Chemische Charakterisierung der Thermalwässer

Kellner, T., P. Hoth, A. Seibt, Charakteristik der geothermischen Heizzentralen (GHZ) in Mecklenburg-Vorpommern: GHZ Waren - GHZ Neubrandenburg - GHZ Neustadt-Glewe

- Kellner, T., Reinjektion der Thermalwässer - Chemische Wechselwirkungsreaktionen
Köhler, M., S. Bochnig, F. Völsge, K. Hofmann, Mikrobiologie der Thermalwässer
Köhler, M., S. Bochnig, F. Völsge, K. Hofmann, Untersuchungsmethoden zur geomikrobiologischen Charakterisierung der Thermalwässer
Kühn, M., Thermalwasseranalytik
Martin, M. und A. Seibt, Mögliche Formationsschädigung durch Partikeleintrag
Martin, M., M. Kühn, V. Köckritz, Durchströmungsversuche
Martin, M. und V. Köckritz, Durchströmung von Reservoirsandsteinen
Naumann, D. und J. Erzinger, Gase in hydrothermalen Wässern NE-Deutschlands und Möglichkeiten der Isotopengeochemie
Naumann, D. und J. Erzinger, Gasprobenahme und Gasanalytik an geothermisch genutzten hydrothermalen Wässern
Rohstock, B. und H. Schneider, Untersuchungen zur Wasserqualität unter Berücksichtigung der balneologischen Nutzung
Schneider, H., Erkundungs- und Untersuchungsumfang mesozoischer Speichergesteine
Seibt, P. und H. Horn, Well completion and tests
Seibt, A. und P. Hoth, Geowissenschaftliche Erfahrungen aus dem Betrieb geothermischer Heizzentralen - Einführung
Seibt, A. und P. Hoth, Untersuchungen im Thermalwasserkreislauf: Thermalwasserkreislauf - Sauerstoffmessungen - Filteruntersuchungen - Zusammenfassung und Ausblick
Troschke, B. und H. Burkhardt, Messung der Wärmeleitfähigkeit an Bohrklein
Ullner, H.-A., Messung der radiogenen Wärmeproduktion im Nordostdeutschen Becken

Geothermie Report 98-1:

Angebotspotential der Erdwärme sowie rechtliche und wirtschaftliche Aspekte der Nutzung hydrothermaler Ressourcen

Herausgeber: Heike Ehrlich, Kemal Erbas, Ernst Huenges

GeoForschungsZentrum Potsdam, Scientific Technical Report, STR98/09, 1998.

Einzelbeiträge darin:

Ehrlich, H., Rechtliche Rahmenbedingungen für die Nutzung der Ressource Erdwärme bzw. Untergrundspeicherung

Kayser, M. und M. Kaltschmitt, Potentiale hydrothermaler Erdwärme in Deutschland

Schallenberg, K., Einfluß der Temperaturen in den Abnehmersystemen auf den Wärmegestehungspreis

Siebertz, T., H. Wolff, E. Huenges, Technische-wirtschaftliche Aufschlußalternativen hydrothermaler Ressourcen

Straubel, D., H. Wolff, H. Ehrlich, E. Huenges, Rechenmodell zur Analyse der Wärmegestehungskosten bei hydrothermaler Nutzung

Geothermie Report 99-1:

Geothermische Heizzentrale Neustadt-Glewe:

Zustands- und Stoffparameter, Prozeßmodellierungen, Betriebserfahrungen und Emissionsbilanzen

Herausgeber: Kuno Schallenberg, Kemal Erbas, Ernst Huenges, Heiner Menzel

GeoForschungsZentrum Potsdam, Scientific Technical Report, STR99/04, 1999.

Einzelbeiträge darin:

Kayser, M. und M. Kaltschmitt, Energie- und Emissionsbilanzen der Geothermieanlagen Neustadt-Glewe und Riehn

Naumann, D., J. Erzinger, K. Erbas, E. Faber, Gasanalytik am Thermalwasser der Geothermie-Anlage Neustadt-Glewe - Ergebnisse und Rekonstruktion der Genese anhand der Isotopie

Poppei, J. und F. Wenderoth, Modelltechnische Interpretation der Betriebsdaten des Geo-

- thermischen Heizwerkes Neustadt-Glewe als Beitrag zur Betriebs- und Abbauüberwachung
- Rinke, M., Strömungsmechanische Betrachtung des Thermalwasserkreislaufes der Geothermieanlage Neustadt-Glewe
- Rockel, W. und J. Poppei, Methodische Aspekte der Speicherbewertung bei der Prognose, Erkundung und Errichtung Geothermischer Heizwerke
- Schallenberg, K., H. Menzel, K. Erbas, Das Geothermische Heizwerk in Neustadt-Glewe im Betriebsjahr 1996
- Schallenberg, K. und H. Menzel, Wärmebedarfsdeckung aus geothermischer Energie im Betriebsjahr 1996
- Schallenberg, K. und H. Menzel, Leistung der Unterwassermotorpumpe im Betriebsjahr 1996
- Schallenberg, K., Langzeitbeobachtung der Temperatur im Nutzhorizont während des Betriebes des Geothermischen Heizwerkes
- Schallenberg, K., H. Menzel, K. Erbas, Emissionsbilanz des Geothermischen Heizwerkes Neustadt-Glewe für das Betriebsjahr 1996
- Seibt, A., D. Naumann, P. Hoth, Lösung und Entlösung von Gasen in Thermalwässern – Konsequenzen für den Anlagenbetrieb

Geowissenschaften 7, 15. Jahrgang, Juli 1997:

Einzelbeiträge darin:

Schulz, R. und E. Huenges, Editorial, 212.

Geowissenschaften 8, 15. Jahrgang, August 1997:

Einzelbeiträge darin:

- Rockel, W., P. Hoth und P. Seibt, Charakteristik und Aufschluß hydrogeothermaler Speicher, 244-252.
- Seibt, A., F. Kabus, T. Kellner, Der Thermalwasserkreislauf bei der Erdwärmenutzung, 253-258.

9.4 Zeitschriftenartikel, extended abstracts

- Althaus, E., G. Frosch, J. Tillich, R. Haselmaier und M. Holz, Probing the Pore Space of Geothermal Reservoir Sandstones by Nuclear Magnetic Resonance, Geothermics, submitted, 1999.
- Bruhn, M., E. Huenges und G. Zoellner, Hybride Dampfkraftwerke zur Stromerzeugung aus regenerativen Energien, In: VDI-Berichte Nr. 1457, 589-605, 1999.
- Günzel, U. und H. Wilhelm, Temperature Recovery Experiments (TRE) using Distributed Temperature Sensing - An Attempt to Reduce Error Estimates, Geothermics, submitted, 1999.
- Huenges, E., H. Menzel, G. Oppermann und P. Seibt, Hydrogeothermale Nutzungsanlagen: Bohrtechnischer Aufschluß, Ausbau und Betrieb, in: VDI-Berichte Nr. 1406, 153-160, 1998.
- Ondrak, R., F. Wenderoth, M. Scheck, und U. Bayer, Integrated geothermal modeling on different scales in the Northeast German Basin, Geologische Rundschau, 87, 32-42, 1998.
- Schallenberg, K., District heating simulation as a tool to optimize the utilization of low-enthalpy hydrothermal reservoirs, District Heating and Cooling Simulation, Reykjavik (Iceland), 28. - 30.08.1997.

9.5 Weitere Referenzen (Vorträge, Abstracts, Poster etc.)

- Althaus, E. und G. Frosch, Mineralogische Untersuchungen zur Rolle der Tonfraktion bei der Gewinnung geothermischer Energie, In: Geothermie - Energie der Zukunft, 4. Geothermische Fachtagung, 18.-20.09.1996, Konstanz, Tagungsband, 142-145, 1996.
- Bayer, U., B. Lünenschloß und F. Wenderoth, Zeitabhängige Probleme in der Geologie, Spektrum der Wissenschaft, März 97, 107-108, 1997.
- Bayer U., R. Ondrak und F. Wenderoth, Ansätze zur integrierten Modellierung geothermischer Prozesse, in: Clauser, C. (Hrsg.), 1. DGG Kolloquium: „Wärmetransport in der Kruste – Beiträge zur allgemeinen und angewandten Geothermik, Wennigsen, 02.-03.11.1995, Sonderband II/1996, Deutsche Geophys. Gesellschaft, 106-109, 1996.
- Bruhn, M., K. Erbas und E. Huenges, Efficient Geothermal-Fossil Hybrid Electricity Generation Geothermal Feedwater Preheating in Conventional Power Plants, eingereicht zur Veröffentlichung: European Geothermal Conference, Basel, 28.-30. September 1999, (accepted), 1999.
- Bruhn, M., Stromerzeugung aus Geothermie: Möglicher Beitrag von Erdwärme zur Stromerzeugung im Dampfkraftwerk, in Vorbereitung zur Veröffentlichung in der Zeitschrift "Elektrizitätswirtschaft" , (submitted), 1999.
- Bruhn, M., Hybrid Geothermal-Fossil Electricity Generation from Low Enthalpy Geothermal Resources – Geothermal Feedwater Preheating in Conventional Power Plants, in Vorbereitung zur Veröffentlichung in der Zeitschrift "Energy", (submitted), 1999.
- Burkhardt, H. und B. Troschke, Konzept zur optimalen Bestimmung der in-situ-Wärmeleitfähigkeit am Beispiel von Sedimentgesteinen des Norddeutschen Beckens, in: Clauser, C. (Hrsg.), 1. DGG Kolloquium: „Wärmetransport in der Kruste – Beiträge zur allgemeinen und angewandten Geothermik, Wennigsen, 02.-03.11.1995, Sonderband II/1996, Deutsche Geophys. Gesellschaft, S. 96, 1996.
- Ehrlich, H., Dynamische Investitionsrechnung zur Beurteilung hydrogeothermaler Nutzungsanlagen, In: Geothermie - Forschung Entwicklung Markt, 5. Geothermische Fachtagung, 11.-14.05.1998, Straubing, Tagungsband, (in press), 1998.
- Erbaş, K., E. Huenges, Conditions for the Utilisation of Low-Enthalpy Hydrogeothermal Resources in Germany – An Interdisciplinary Approach, eingereicht zur Veröffentlichung: European Geothermal Conference, Basel, 28.-30. September 1999, (accepted), 1999.
- Erbaş, K., E. Huenges, Conditions for the Utilisation of Low-Enthalpy Hydrogeothermal Resources in Germany – An Interdisciplinary Approach, Proc. Twenty-Fourth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, SGP-TR-162, Stanford, California, January 25-27, 1999.
- Erbaş, K., Projektgruppe Geothermie, Hydrothermale Erdwärmennutzung: eine technisch machbare, ökologisch sinnvolle und wirtschaftlich tragbare Energieform in Deutschland?, In: Geothermie - Forschung Entwicklung Markt, 5. Geothermische Fachtagung, 11.-14.05.1998, Straubing, Tagungsband, (in press), 1998.
- Erbaş, K., W. Rockel, Nutzung hydrothermaler Ressourcen in Brandenburg – Geologische Voraussetzungen, Kostenabschätzungen, Perspektiven, XXVII. Kolloquium für Prospektion und Exploration, Technische Universität Berlin, 12. November 1998.
- Erbaş, K., H. Ehrlich, P. Hoth, E. Huenges, K. Schallenberg und A. Seibt, Interaction of geoscientific, technological, economic and ecological aspects in the utilization of geothermal energy, Proc. Twenty-Second Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford Univ., Stanford (CA), 221-222, 1997.
- Erbaş, K., A. Seibt, Evaluierung geowissenschaftlicher und wirtschaftlicher Bedingungen für die Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen (Projektziele, -struktur, Thermalwasserkreislauf), XXVI. Kolloquium für Prospektion und Exploration "Wasser - Rohstoff, Nahrungs

- und Heilmittel", TU Berlin, 21.11.-22.11.1996.
- Erbaş, K., Evaluierung geowissenschaftlicher und wirtschaftlicher Bedingungen für die Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen, In: Clauser, C. (Hrsg.), 1. DGG Kolloquium: „Wärmetransport in der Kruste – Beiträge zur allgemeinen und angewandten Geothermik, Wennigsen, 02.-03.11.1995, Sonderband II/1996, Deutsche Geophys. Gesellschaft, 110-113, 1996.
- Erbaş, K., P. Hoth, E. Huenges, K. Schallenberg und A. Seibt, Evaluierung geowissenschaftlicher und wirtschaftlicher Bedingungen für die Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen, In: Geothermie - Energie der Zukunft, 4. Geothermische Fachtagung, 18.-20.09.1996, Konstanz, Tagungsband, 112-119, 1996.
- Erbaş, K., Evaluierung geowissenschaftlicher und wirtschaftlicher Bedingungen für die Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen, 5. Jahrestagung der GGW, Clausthal-Zellerfeld, 10.5.1996.
- Förster; A. und J. Schrötter, Distributed optical fibre temperature sensing: new results from a field test in boreholes, In: Clauser, C. (Hrsg.), 1. DGG Kolloquium: „Wärmetransport in der Kruste – Beiträge zur allgemeinen und angewandten Geothermik, Wennigsen, 02.-03.11.1995, Sonderband II/1996, Deutsche Geophys. Gesellschaft, 133-135, 1996.
- Frosch, G., E. Althaus, Untersuchungen zum geochemischen Langzeitverhalten hydrogeothermaler Heizzentralen, In: Geothermie - Forschung Entwicklung Markt, 5. Geothermische Fachtagung, 11.-14.05.1998, Straubing, Tagungsband, (in press), 1998.
- Huenges, E. und K. Erbas, Energetische Nutzung von hydrothermalen Ressourcen, in: Thorweihe, U. (Hrsg.), Forschungspolitische Dialoge in Berlin - Geowissenschaft und Geotechnik, GEOSYS, Technische Universität Berlin, p. 64-75, 1999.
- Huenges, E. und Projektgruppe Geothermie, The utilisation of low-enthalpy hydrothermal resources: a tectonically feasible, ecological, and economical source of energy in Germany? in: Geo'98, 150 Jahre Deutsche Geologische Gesellschaft, Terra Nostra, 98/3, 1998.
- Huenges, E. P. Hoth, S. Raab, E. Spangenberg, A.-M. Wulff, Petrophysical Characterisation of Stress induced Fractured Rocks in Geothermal Reservoir, In: Baria, R., Baumgartner, J. Gerard, A. (eds.), Proceedings of the 4th HDR Forum, 28.9.98-30.9.98, Strasbourg, France, in press, 1998.
- Huenges, E., A. Gardei, P. Hoth, E. Spangenberg, 3D-Petrophysik in einem ausgewählten Abschnitt des Nordostdeutschen Beckens, In: Energie der Zukunft, 4. Geothermische Fachtagung, 18.9.-20.9.1996, Konstanz, 1997.
- Huenges, E., Nutzung der Erdwärme; Regenerative Energien; GSF-Journalisten-Seminar, Hamburg, März 1995, Vortrag, <http://www.gsf.de/OA/sreg2hue.html>, 1995.
- Kayser, M., P. Hoth und Kaltschmitt, M., Potentiale und Kosten einer geothermischen Energiegewinnung in Deutschland, In: Geothermie - Forschung Entwicklung Markt, 5. Geothermische Fachtagung, 11.-14.05.1998, Straubing, Tagungsband, (in press), 1998.
- Kayser, M. und K. Schallenberg, Programmdemonstration: EDV-gestützte Kostenanalyse einer hydrothermalen Wärmebereitstellung, In: Geothermie - Forschung Entwicklung Markt, 5. Geothermische Fachtagung, 11.-14.05.1998, Straubing, Tagungsband, (in press), 1998.
- Kayser, M. und K. Schallenberg, K., EDV-gestützte Kostenanalyse einer hydrothermalen Wärmebereitstellung, In: Geothermie - Forschung Entwicklung Markt, 5. Geothermische Fachtagung, 11.-14.05.1998, Straubing, Tagungsband, (in press), 1998.
- Kayser, K. und M. Kaltschmitt (1998e), Exploitation of geothermal energy resources – energy and emission balances of hydrothermal heat generation, Natural Resources and Development, vol 48, 7-23, Institute for Scientific Cooperation, Tübingen, 1998.
- Kayser, M., Nutzung hydrothermalen Erdwärmeverkommen - Energie- und Umweltanalyse,

- Berg- und Hüttenmännischer Tag (BHT), Freiberg, 20.-21.06.1996.
- Martin, M., V. Köckritz und A. Seibt, Zum Einfluß von Sauerstoff auf das Reinjektionsverhalten hochsalinärer Thermalwässer, DGMK-Frühjahrstagung des Fachbereichs Aufsuchung und Gewinnung, 27.-28.04.1998, Celle, Tagungsband, 411-419, 1998.
- Martin, M. und V. Köckritz, Untersuchungen zum Einfluß von pH-Wert, Redoxpotential, Sauerstoff- und Eisengehalt der Durchströmungsfluide auf das Permeabilitätsverhalten von Speichersandsteinen, In: Geothermie - Forschung Entwicklung Markt, 5. Geothermische Fachtagung, 11.-14.05.1998, Straubing, Tagungsband, (in press), 1998.
- Martin, M., V. Köckritz, A. Seibt, Einfluß von Sauerstoff auf das Reinjektionsverhalten hochsalinärer Thermalwässer, In: Geothermie - Forschung Entwicklung Markt, 5. Geothermische Fachtagung, 11.-14.05.1998, Straubing, Tagungsband, (in press), 1998.
- Martin, M., A. Seibt und P. Hoth, Kerndurchströmungsversuche zur Ermittlung von Fluid-Matrix-Wechselwirkungen (unter besonderer Berücksichtigung der Kernausswahl und -vorbehandlung), In: Geothermie - Energie der Zukunft, Tagungsband der 4. Geothermischen Fachtagung Konstanz, Geeste, ISBN: 3-932570-09-X, 208-216, 1997.
- Martin, M., A. Seibt, P. Hoth, Kerndurchströmungsversuche zur Ermittlung von Fluid-Matrix-Wechselwirkungen, In: Energie der Zukunft, 4. Geothermische Fachtagung, 18.9.-20.9.1996, Konstanz, 1997.
- Martin, M., Untersuchungen zum Permeabilitätsverhalten von Sandsteinen beim Verpressen von hochmineralisierten geothermischen Wässern, Berg- und Hüttenmännischer Tag (BHT), Freiberg, 20. - 21.06.1996, Tagungsband, 1996.
- Naumann, D., J. Erzinger und E. Faber, Gas- und isotopengeochemische Untersuchungen zur Rekonstruktion der Genese norddeutscher Thermalwässer, In: Geothermie - Forschung Entwicklung Markt, 5. Geothermische Fachtagung, 11.-14.05.1998, Straubing, Tagungsband, (in press), 1998.
- Naumann, D., J. Erzinger und E. Faber, Geochemical and isotopic characteristics of the sedimentary brines in NE-Germany as indicators for their origin and history, Vortrag "Geo-Berlin '98"-Tagung, Berlin, 6.-9. Oktober 1998, Abstract: Tagungsband, V241-V242, 1998.
- Naumann, D., J. Erzinger, P. Hoth, Gas- und Isotopengeochemische Untersuchungen zur Rekonstruktion der Genese norddeutscher Thermalwässer, In: Geothermie - Forschung Entwicklung Markt, 5. Geothermische Fachtagung, 11.-14.05.1998, Straubing, Tagungsband, (in press), 1998.
- Naumann, D., J. Erzinger und E. Faber, Geochemical and isotopic characteristics of the sedimentary brines in NE-Germany as indicators for their origin and history, In: Geo'98, 150 Jahre Deutsche Geologische Gesellschaft, Terra Nostra, 98/3, p. 385, 1998.
- Naumann, D. und J. Erzinger, Gasanalytik an geothermisch nutzbaren hydrothermalen Wässern - Erste Ergebnisse der "on-line"-Analytik in Neustadt-Glewe, In: Energie der Zukunft, 4. Geothermische Fachtagung, 18.9.-20.9.1996, Konstanz, Tagungsband, 192-197, 1996.
- Ondrak, R., F. Wenderoth, U. Bayer, Modeling the long-term thermal evolution of geothermal reservoirs, In: Energie der Zukunft, 4. Geothermische Fachtagung, 18.9.-20.9.1996, Konstanz, 1997.
- Ondrak, R., F. Wenderoth und U. Bayer, Modeling the long-term thermal evolution of geothermal reservoirs, International Symposium on Computerized modeling of sedimentary systems, Güstrow, 9-11. Oktober 1996.
- Pätsch, M. und H. Wilhelm, Experimentelle Bestimmung des thermischen Kontaktwiderstandes einer Bohrung, in: Clauser, C. (Hrsg.), 1. DGG Kolloquium: „Wärmetransport in der Kruste – Beiträge zur allgemeinen und angewandten Geothermik, Wennigsen, 02.-03.11.1995, Sonderband II/1996, Deutsche Geophys. Gesellschaft, 130-132, 1996.

- Ratzesberger, R., M. Kaltschmitt, E. Huenges, Geothermie vor der Breitenanwendung, In: BWK, Regenerative Energien, Bd. 49, Nr. 3, 63-66, 1997.
- Schäfer, I. und K. Erbas, Hydrodynamische Untersuchungen (Tests) zur Wärmespeicherung in einem Grundwasserleiter und die Einbindung in ein Wärmeversorgungs-system am Beispiel der Insel Pellworm, In: Geothermie - Forschung Entwicklung Markt, 5. Geothermische Fachtagung, 11.-14.05.1998, Straubing, Tagungsband, (in press), 1998.
- Schallenberg, K., F. Wenderoth und R. Ondrak, Observation and numerical simulation of hydraulic head variations in an unused geothermal well, in: Proceedings of annual conference of International Association for Mathematical Geology (IAMG), Ischia (Italy), part 1, S. 321, 1998.
- Schallenberg, K. und F. Wenderoth, Beobachtung und Simulation von Standrohrspiegelhöhen in einer ungenutzten Geothermiebohrung, In: Geothermie - Forschung Entwicklung Markt, 5. Geothermische Fachtagung, 11.-14.05.1998, Straubing, Tagungsband, (in press), 1998.
- Schallenberg, K. und K. Erbas, Petrophysikalische Aquiferquarakteristik - Bedeutung für die Wärmespeicherung; In: (Eds.): Sanner B. und Lehmann, Symposium Erdgekoppelte Wärmepumpen, Systeme zum Heizen und Kühlen, IZW-Bericht 2/97, Rauschholzhausen, 20.22.11.97, 1997.
- Schallenberg, K., District Heating Simulation as a Tool to Optimize the Utilization of Low-Enthalpy Hydrothermal Reservoirs, District Heating and Cooling Simulation, Reykjavik (Iceland), 28. - 30.08.1997.
- Schallenberg, K., Evaluierung geowissenschaftlicher und wirtschaftlicher Bedingungen für die Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen, "Energie und Umwelt 96", Freiberg, 13.-14.03.1996.
- Schallenberg, K., Systemanalytische Erfassung von Nutzungsanlagen hydrogeothermaler Ressourcen. Beispiel: Einfluß der Temperaturen in den Abnehmersystemen auf den Wärmegestehungspreis, In: Geothermie - Energie der Zukunft, 4.Geothermische Fachtagung, 18.-20.09.1996, Konstanz, 200-207, 1996.
- Schallenberg, K., Systemanalytische Erfassung von Nutzungsanlagen hydrogeothermaler Ressourcen. Beispiel: Einfluß der Temperaturen in den Abnehmersystemen auf den Wärmegestehungspreis, In: Geothermie - Energie der Zukunft, 4.Geothermische Fachtagung, 18.-20.09.1996, Konstanz, Tagungsband, 200-207, 1996.
- Seipold, U., Messung von Wärme- und Temperaturleitfähigkeit bei hohen Drücken und Temperaturen, In: Clauser, C. (Hrsg.), 1. DGG Kolloquium: „Wärmetransport in der Kruste – Beiträge zur allgemeinen und angewandten Geothermik, Wennigsen, 02.-03.11.1995, Sonderband II/1996, Deutsche Geophys. Gesellschaft, 94-95, 1996.
- Seibt, A., D. Naumann, P. Hoth, E. Huenges, Gas-solubility in formation waters of the North German Basin implications for geothermal energy recovery and CO2 storage, The Hague, EGS-Tagung, The Netherlands, April 1999.
- Seibt, A., Untersuchungen zum Sauerstoffeintrag in den Thermalwasserkreislauf Geothermischer Heizzentralen, In: Geothermie - Forschung Entwicklung Markt, 5. Geothermische Fachtagung, 11.-14.05.1998, Straubing, Tagungsband, (in press), 1998.
- Seibt, A., Sauerstoffmessungen im Thermalwasserkreislauf Geothermischer Heizzentralen, In: Geothermie - Forschung Entwicklung Markt, 5. Geothermische Fachtagung, 11.-14.05.1998, Straubing, Tagungsband, (in press), 1998.
- Troschke, B. und H. Burkhardt, Ermittlung der Gesteinswärmeleitfähigkeit von Sedimentgesteinen aus Messungen am Bohrklein, In: Geothermie - Energie der Zukunft, 4.Geothermische Fachtagung, 18.-20.09.1996, Konstanz, Tagungsband, 217- 223, 1996.
- Ullner, H.-A., Natürliche radiogene Wärmeproduktion im Nordostdeutschen Becken, In: Geothermie - Energie der Zukunft, 4.Geothermische Fachtagung, 18.-20.09.1996, Kon-

- stanz, Tagungsband, 429-433, 1996.
- Wenderoth, F., R. Ondrak und U. Bayer, The importance of heat conduction for modelling the thermal evolution of low enthalpy geothermal reservoirs, extended abstract, In: Proceedings of annual conference of International Association for Mathematical Geology (IAMG), Ischia (Italy), part 1, S. 328-333, 1998.
- Wenderoth F., R. Ondrak und U. Bayer, Konduktiver Wärmetransport und seine Bedeutung für 2D- und 3D-Modellierungen geothermischer Energiegewinnung, In: Geo'98, 150 Jahre Deutsche Geologische Gesellschaft, Terra Nostra, 98/3, p. 385, 1998.
- Wenderoth, F., 3D-Modellierung geothermisch genutzter Aquifere, 3. Fachtagung „Grafik-gestützte Grundwassermodellierung“, 27.-28.05.98, Berlin, 1998.
- Wenderoth, F., R. Ondrak und U. Bayer, Konduktiver Wärmetransport und seine Bedeutung für 2D- und 3D-Modellierungen geothermischer Energiegewinnung, Geo'98, 150 Jahre Deutsche Geologische Gesellschaft, gemeinsame Jahrestagung der Dt. Geolog. Ges., Dt. Mineralog. Ges., Ges. für Geowissenschaften, Paläontologische Ges., 05.-09.10.98, Berlin, 1998.
- Wenderoth, F., M. Scheck, R. Ondrak und U. Bayer, 3D-Modellierung geothermischer Reservoirs – Untersuchungen an einer für Brandenburg typischen Lokation, 57. Jahrestagung der Deutschen Geophysikalischen Gesellschaft, Potsdam, 1997.
- Wenderoth, F., R. Ondrak und U. Bayer, 3D-Modellierung der thermischen Langzeitentwicklung eines geothermischen Reservoirs, In: Tagungsband der 4. Geothermischen Fachtagung, Konstanz 18.-20.09.96, 426-428, 1997.
- Wenderoth, F., R. Ondrak und U. Bayer, 3D-simulations of thermal and hydraulic evolution in geothermal used reservoirs, extended abstract, In: Proceedings of annual conference of International Association for Mathematical Geology (IAMG), Barcelona, 866-871, 1997.
- Wenderoth, F., 3D-simulation of geothermal reservoir long-term evolution using coupled heat and mass transport models, 86. Jahrestagung der Geol. Vereinigung, Amsterdam, Terra Nostra, 96/1, p. 35, abstract, 1996.
- Wenderoth, F., 3D-simulation of geothermal reservoir long-term evolution using coupled heat and mass transport models, 56. Jahrestagung der Deutschen Geophysikalischen Gesellschaft, Freiberg, 1996.