

ENERGETISCHE NUTZUNG DER GEOTHERMIE

Energetische Nutzung der Geothermie

**Horst NOWAK
Johann GOLDBRUNNER**

UBA-BE-006

**Wien, Dezember 1991
(Ergänzungen bis 1994)**

**Bundesministerium für Umwelt,
Jugend und Familie**



Textbearbeitung: Christine Pfeiffer
Nancy Cao

Impressum:

Medieninhaber und Herausgeber: Umweltbundesamt, 1090 Wien, Spittelauer Lände 5

© Umweltbundesamt, Wien, Dezember 1991 (Ergänzungen bis 1994)

Alle Rechte vorbehalten
ISBN 3-85457-159-3

INHALTSVERZEICHNIS

1	EINLEITUNG	1
2	TECHNISCHE GRUNDLAGEN DER GEOTHERMIE .	1
2.1	Theoretisches Geothermiepotential	1
2.2	Nutzbares Geothermiepotential	2
2.3	Nutzungsgrenzen	4
2.4	Nutzungsketten	4
2.5	Technische Erschließung der Geothermie	7
3	NUTZUNG GEOTHERMISCHER ENERGIE IN ÖSTERREICH	11
3.1	Theoretisches Energiepotential (Reserven)	11
3.2	Technisch nutzbares Energiepotential (Ressourcen)	13
3.2.1	Aquifere im Oberösterreichischen Molassebecken .	13
3.2.2	Aquifere im Steirischen Becken	14
3.3	Wirtschaftliches Potential	15
4	GEOTHERMISCHE ENERGIENUTZUNG – EUROPAWEIT	18
5	GEOTHERMISCHE ENERGIENUTZUNG IN MITTELEUROPA	19
5.1	Geothermische Nutzung in Ungarn	19
5.2	Geothermische Nutzung in Italien	21
5.3	Geothermische Nutzung in Frankreich	22
5.4	Geothermische Nutzung in der Schweiz	23
5.5	Geothermische Nutzung in der Bundesrepublik Deutschland	25
5.6	Geothermische Nutzung in Island	26
6	WIRTSCHAFTLICHE ÜBERLEGUNGEN ZUR GEOTHERMIENUTZUNG	28
6.1	Wirtschaftlichkeit der technischen Anlagen	28
6.2	Betriebs- und Investitionskosten	30
7	BARRIEREN BEIM EINSATZ VON GEOTHERMIE ...	30
7.1	Gesetze	30
7.2	Technik	31
8	UMWELTASPEKTE DER GEOTHERMIENUTZUNG .	33
8.1	Umweltbelastung durch Geothermienutzung	33
8.2	Maßnahmen zur Vermeidung von Umweltbelastungen	36
9	SYSTEMANALYSE FÜR GEOTHERMISCHE NUTZUNG	37
10	INFORMATION, FORSCHUNGSKOORDINATION ...	41
11	LITERATUR	42
	GLOSSAR	45

ZUSAMMENFASSUNG

Die Nutzung der Erdwärme kann dezentral bzw. lokal als Ergänzung der konventionellen Energieversorgung eingesetzt werden. Weltweit werden zur Zeit weniger als zwei Prozent des Energieverbrauches durch geothermische Energienutzung abgedeckt.

Die hohen Investitionskosten für Bohrungen und Fördereinrichtungen erfordern eine vollständige Nutzungskette (z.B. Wohnbauheizung – Bäderheizung – Fischzucht) des vorhandenen Wärmepotentials.

Die Mindestthermalwassermenge sollte nicht unter 5 l/sek., die Temperatur über 60 °C Temperatur betragen. Die ökonomische Nutzungsdistanz wurde mit maximal 5 bis 10 km errechnet.

Im internationalen Vergleich ist Österreich hinsichtlich der Erschließung der geothermischen Energie erst in einer Initialphase. Österreich besitzt derzeit ein geothermisches Nutzungspotential von ca. 140 MW. Dies entspricht einem wirtschaftlichen Potential von 46 MW. Im Endausbau des gesamten geothermischen Potentials könnte Österreich nach vorsichtigen Schätzungen maximal 1 – 2 % seines gesamten Energiepotentials aus geothermischen Ressourcen nutzen.

Im Rahmen einer integralen Umweltplanung sollte die geplante optimale Standortwahl von geothermischen Nutzungsanlagen nur nach einer umfassenden regionalen Umweltverträglichkeitsprüfung erfolgen, die auch einen Nutzungsmanagementplan beinhalten sollte.

SUMMARY

Geothermal energy can be used either decentrally or locally as supplement to conventional energy supply. At present, less than two per cent of the universal energy consumption is covered by the use of geothermal energy.

The high costs for drilling and conveying require full-circle use (e.g. domestic heating – bath-heating – fish-farming) of the available heat potential.

The thermal water produced must exceed 5 l/s and reach a temperature of over 60 °C. The distance at which it can still be used economically was calculated to be a maximum of 5 km.

When compared to the development in other countries, the tapping of geothermal energy in Austria is still in the initial stages. In Austria at present the useful geothermal energy potential amounts to about 140 MW. This corresponds to an economic potential of 46 MW. Cautious estimates indicate that if Austria's geothermal energy resources are used to full extent one to two per cent of the overall energy needs could be satisfied.

In the course of integral environmental planning the choice of sites for geothermal energy use should only be made after an extensive regional environmental impact assessment has been carried out, which should also contain a plan for efficient use.

ENERGETISCHE NUTZUNG DER GEOTHERMIE

1 EINLEITUNG

Von ihrer ersten gezielten technischen Nutzung (zu Beginn des 19. Jahrhunderts in der Toskana) blieb die Geothermienutzung lange Zeit eine an vulkanische Gegenden gebundene Energie. Eine erste Kesselheizung mit natürlich austretendem Dampf baute der italienische Industrielle Larderel 1827 in der vulkanischen Gegend um Larderello in der Toskana. Dort wurde 1913 auch das erste Erdwärmekraftwerk zur Stromerzeugung in Betrieb genommen.

In der isländischen Hauptstadt Reykjavik heizt man seit den 20er-Jahren Treibhäuser und seit den 30er-Jahren ganze Stadtteile mit Warmwasser aus der Tiefe.

In den 60er-Jahren unseres Jahrhunderts stieß man bei Bohrungen nach Erdöl und Erdgas auf Heißwasser, beispielsweise in Ungarn und im Pariser Becken. Man begann die neue Energiequelle zu nutzen: bei Paris zum Heizen von Wohnsiedlungen, in Ungarn auch zur Erwärmung von Gewächshäusern.

Als nach der Ölkrise des Jahres 1973 die Erforschung heimischer Energiequellen mit Nachdruck vorangetrieben wurde, galt das Interesse auch der Erdwärme. Daß nämlich Erdwärme auch bei uns in nutzbarer Qualität vorhanden sein muß, beweisen die zahlreichen Thermalquellen des Landes. Bis zur Mitte der 80er-Jahre hatte die Erdwärmeforschung in Europa und Übersee den Grundstein für eine breite Nutzung gelegt. Der geologische Untergrund war so weit erkundet, daß man jene Gebiete bezeichnen konnte, wo Bohrungen hoffnungsvoll erschienen. Daneben hatten verschiedene Versuchsanlagen erste praktische Erfahrungen und Kostenschätzungen geliefert. Heute wird Erdwärme in mehr als 50 Ländern genutzt.

Der umfangreiche Problembereich "Wärmepumpen" würde den Rahmen dieser Arbeit überschreiten und wird daher nicht behandelt (siehe dazu ÖSTERREICHISCHER WASSERWIRTSCHAFTSVERBAND, 1992).

2 TECHNISCHE GRUNDLAGEN DER GEOTHERMIE

2.1 Theoretisches Geothermiepotential

Als zugänglicher Energievorrat wird in der geothermischen Forschung der gesamte zwischen der Erdoberfläche und der maximal erbohrbaren Tiefe vorhandene Energievorrat definiert.

Das theoretische Geothermiepotential läßt sich in Form der innerhalb eines flächenmäßig abgegrenzten Aquifers vorhandenen Energie H_0 (Heat in Place) wie folgt ermitteln (GOLDBRUNNER, 1990):

$$H_O (J) = A \times z \times [(1-O) m \times cm + O \times w \times cw \times (T_T - T_O)]$$

H_O	Heat in Place
A	Grundfläche des betrachteten Aquifer-Teilgebietes [m^2]
z	Aquifermächtigkeit [m]
m	Dichte der Gesteinsmatrix [$kg \times m^{-3}$]
w	Dichte des Wassers [$kg \times m^{-3}$]
cm	spezifische Wärmekapazität der Gesteinsmatrix [$J \times kg^{-1} \times K^{-1}$]
cw	spezifische Wärmekapazität des Wassers [$J \times kg^{-1} \times K^{-1}$]
T_T	Temperatur am Top des Aquifers [$^{\circ}C$]
T_O	mittlere Jahrestemperatur an der Erdoberfläche, hierfür wird ein genereller Wert von $10^{\circ}C$ herangezogen
O	Porosität

Die geothermische Energie ist aus gegenwärtiger Sicht (HAENEL, 1990) nicht als Alternativenergie zu bezeichnen. Sie stellt jedoch dezentral eingesetzt, eine wertvolle Ergänzung für die Energieversorgung dar. Man schätzt, daß 40 % der Erdwärme nicht aus dem Erdkern kommen, sondern in der Kruste durch den radioaktiven Zerfall von Uran, Thorium und Kalium entstehen. Als Folge der Abstrahlung kühlt die Erde langsam ab. Da diese Abkühlung jedoch Milliarden von Jahren dauert, nach menschlichen Begriffen unendlich langen Zeiträumen, spricht man von Erdwärme als eine erneuerbare Energie (BUNDESAMT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT, 1990).

2.2 Nutzbares Geothermiepotential

Die folgenden Ausführungen stützen sich auf Forschungsarbeiten der Firma SONNEK und GOLDBRUNNER (GOLDBRUNNER, 1990 c).

Geothermische Tiefengrundwässer können verschiedenen Nutzungssystemen zugeführt werden. Sie können monostrukturiert einem Nutzungssystem wie einer Heizblockheizung zugeführt oder multifunktional in Form einer Kaskadennutzung (vgl. Abb. 1) abgearbeitet werden.

Die Eigenschaften des Thermalwassers sind ausschlaggebend für die Art und Weise der Nutzung bzw. auch für ihre wirtschaftliche Nutzung.

Die entscheidenden Faktoren für eine Nutzungsbeurteilung sind:

- Förderungsart (artesisch oder durch Unterwasserpumpe)
- Mineralisierung (Konzentration, chemische Zusammensetzung)
- Gasanteil

- Aggressivität
- Schüttung (verfügbare Dauerwassermenge)
- Wassertemperatur am Sondenkopf
- Entsorgung (Reinjektion)

Geothermische Tiefengrundwässer können verschiedenen Nutzungen zugeführt werden. Die in Form von Wärme enthaltene Energie kann vielfältig eingesetzt werden, wie z.B. zum Betrieb von Fern- und Nahwärmeversorgungseinrichtungen, von Thermalbädern, Kuranstalten, im höheren Temperaturbereich aber auch für gewerblich-industrielle Anlagen, die Prozeßwärme benötigen (siehe Tab. 1, GOLDBRUNNER, 1990 c).

<i>Tab. 1: Geothermisches Nutzungsmodell für Mitteleuropa (Quelle: GOLDBRUNNER, 1990 c)</i>	
<i>Temperatur (°C)</i>	<i>Art der Nutzung</i>
80 – 100	<ul style="list-style-type: none"> – Konservenerzeugung (temperaturintensive Prozesse wie Kochen, Eindicken, Konservieren) – Kühlung über Konverter (Molkereien, Speiseeiserzeugung) – Trocknung (z.B. Tabaktrocknung) – Fernwärmeversorgung
60 – 80	<ul style="list-style-type: none"> – Direkte Beheizung von Wohnobjekten – Tierzucht (wärmeintensive Aufzucht) – Nahwärmeversorgung
40 – 60	<ul style="list-style-type: none"> – Glashausbeheizung (Luft und Boden; Spezialtabake, Blumenzucht, tropische Pflanzen) – Pilzzucht – Balneologie (Nutzung der Mineralisierung des Wassers für Therapien)
25 – 40	<ul style="list-style-type: none"> – Freilandbeheizungen, Schwimmbäder (Verlängerung der Badesaison)
20 – 25	<ul style="list-style-type: none"> – Fischzucht

Thermalwässer mit mittlerer Temperatur (ca. 50 °C bis 70 °C) und niedriger Mineralisierung und einem leichten Überschuß an freier Kohlensäure können in den meisten Fällen ohne wesentliche Aufbereitung einer thermischen Nutzung zugeführt werden. Es genügt in der Regel ein entsprechend groß dimensionierter Pufferbehälter, in dem auch die Entgasung des Thermalwassers erfolgen kann.

Ein wesentlich größerer technischer Aufwand ist für die Aufbereitung hochmineralisierter, höher temperierter Thermalwässer, die meist auch einen höheren Gasgehalt aufweisen, erforderlich.

Die Störung des thermodynamischen Gleichgewichtes, etwa durch Ausgasen von CO₂, führt dazu, daß sich an Wärmetauschern, Rohrleitungen und sonstigen technischen Einrichtungen Ablagerungen bilden, die schon in kurzer Zeit zu Funktionsstörungen führen können. Darüber hinaus ist in den meisten Fällen mit einer zunehmenden Aggressivität unter der Ablagerungsschicht zu rechnen, sodaß der Einsatz hochwertiger Werkstoffe erforderlich ist.

Grundsätzlich gilt für die thermische Nutzung das Wärmeaustauschprinzip, d.h. das Thermalwasser selbst wird nicht für den Betrieb von thermischen Anlagen verwendet,

sondern es werden "Wärmetauscher" eingeschaltet, mit deren Hilfe dem Thermalwasser Wärme entzogen und einem anderen Wasserkreislauf (Sekundärkreislauf) Wärme im selben Ausmaß zugeführt wird.

Diese Vorgangsweise ist aus den nachfolgenden Gründen unbedingt erforderlich:

- Beibehaltung der Thermalwasserqualität
- keine Verunreinigung des Thermalwassers
- keine Bakterieneintragung
- keine Änderung der Mineralisierung

Auch ist dies eine Grundvoraussetzung, wenn

- eine balneologische (medizinische) Nutzung geplant ist oder
- Thermalbäder betrieben werden sollen, oder aber auch die
- Entsorgung durch Reinjektion erfolgt.

2.3 Nutzungsgrenzen

Wässer mit Temperaturen von unter 30 °C scheiden im allgemeinen für eine thermische Nutzung aus, wenn man von einem möglichen Einsatz von Wärmepumpen absieht.

Von mindestens gleicher Bedeutung ist die Schüttung, das ist die Thermalwassermenge in l/sek. oder in m³, die gefördert werden kann. Auch hier sind Vorkommen unter 5 l/sek. oder 18 m³/h für die thermische Nutzung nur von Interesse, wenn die Wassertemperatur mindestens 60 °C beträgt.

Die Schüttungsgrenze wird von Hydrogeologen festgesetzt und darf keinesfalls überschritten werden. Es gilt als Regel, daß die Thermalwasserentnahme nur nach dem tatsächlichen Bedarf erfolgen soll. Anlagen müssen daher auch mit entsprechenden technischen Einrichtungen (z.B. Wassermangelsicherung) ausgestattet werden, wobei auch der abgesenkte Wasserspiegel im Bohrloch einer ständigen Kontrolle zu unterziehen ist.

2.4 Nutzungsketten

Die hohen Investitionskosten für die Bohrung und Fördereinrichtungen erfordern daher auch eine möglichst umfangreiche bzw. vollständige Nutzung des vorhandenen Wärmepotentials.

Grundsätzlich erfordert die thermische Nutzung ein Umdenken in technischen Belangen. Vor allem gilt es, Niedertemperatursysteme für Zentralheizungen, aber auch für andere Wärmeverbraucher zu suchen – wie z.B. im landwirtschaftlichen Bereich – und gegebenenfalls zu entwickeln und vor allem richtig einzusetzen, um ein möglichst breites Nutzungsband für solche Anlagen zu bestreiten.

Für die Restwärme (nicht "Abfallwärme") müssen nachgeschaltete Verbraucher gesucht werden. In den meisten Fällen sind die Verbrauchergewohnheiten und unter Umständen auch der Wärmebedarf dieser "nachgeschalteten Nutzer" unterschiedlich und

können nicht immer problemlos mit den Vorbenutzern gekoppelt werden. Mit Hilfe technischer Einrichtungen kann aber dafür gesorgt werden, daß allen in einer "Nutzungskette" zusammenhängenden Verbrauchern ein gewisses Maß an Selbständigkeit eingeräumt wird. Dies kann durch entsprechende Umgehung einzelner Verbraucher in der Kette erfolgen bzw. auch durch eine Rückmeldung bis zu den Fördereinrichtungen. In einem solchen Fall ist es dann möglich, die Fördermenge dem tatsächlichen Bedarf voll anzupassen und das Thermalwasservorkommen optimal zu nutzen, vor allen Dingen aber auch entsprechend zu schonen.

Wie vielfältig Nutzungsketten sein können, ist in Abb. 1 ausführlich dargestellt. An dem Fallbeispiel einer Thermalwassernutzung (GOLDBRUNNER, 1990 c) mit einer verfügbaren Austrittstemperatur von 76 °C und einer Schüttung von ca. 14 l/sek. wird als erste Nutzungsstufe eine landwirtschaftliche Trocknungsanlage betrieben, die die anfallende Energie im oberen Temperaturbereich abarbeitet. An diese Trockeneinrichtung kann eine Nahwärmeversorgung (ab ca. 60 °C) angeschlossen werden und in der Folge dient das auf etwa 50 °C abgekühlte Thermalwasser zur Wärmeversorgung landwirtschaftlicher Gewächshäuser oder Folientunnels. Unter Umständen könnte in der Temperaturstufe von 40 °C – 50 °C der Betrieb und die Beheizung eines Thermalbades eingeschaltet werden.

Die letzte Stufe der Nutzungskette bietet danach die Möglichkeit, Fische im erwärmten Wasser zu züchten, wobei dies sowohl in eigenen Anlagen als auch in beheizten Teichen möglich ist.

Die Vorteile einer Nutzungskette sind im wesentlichen:

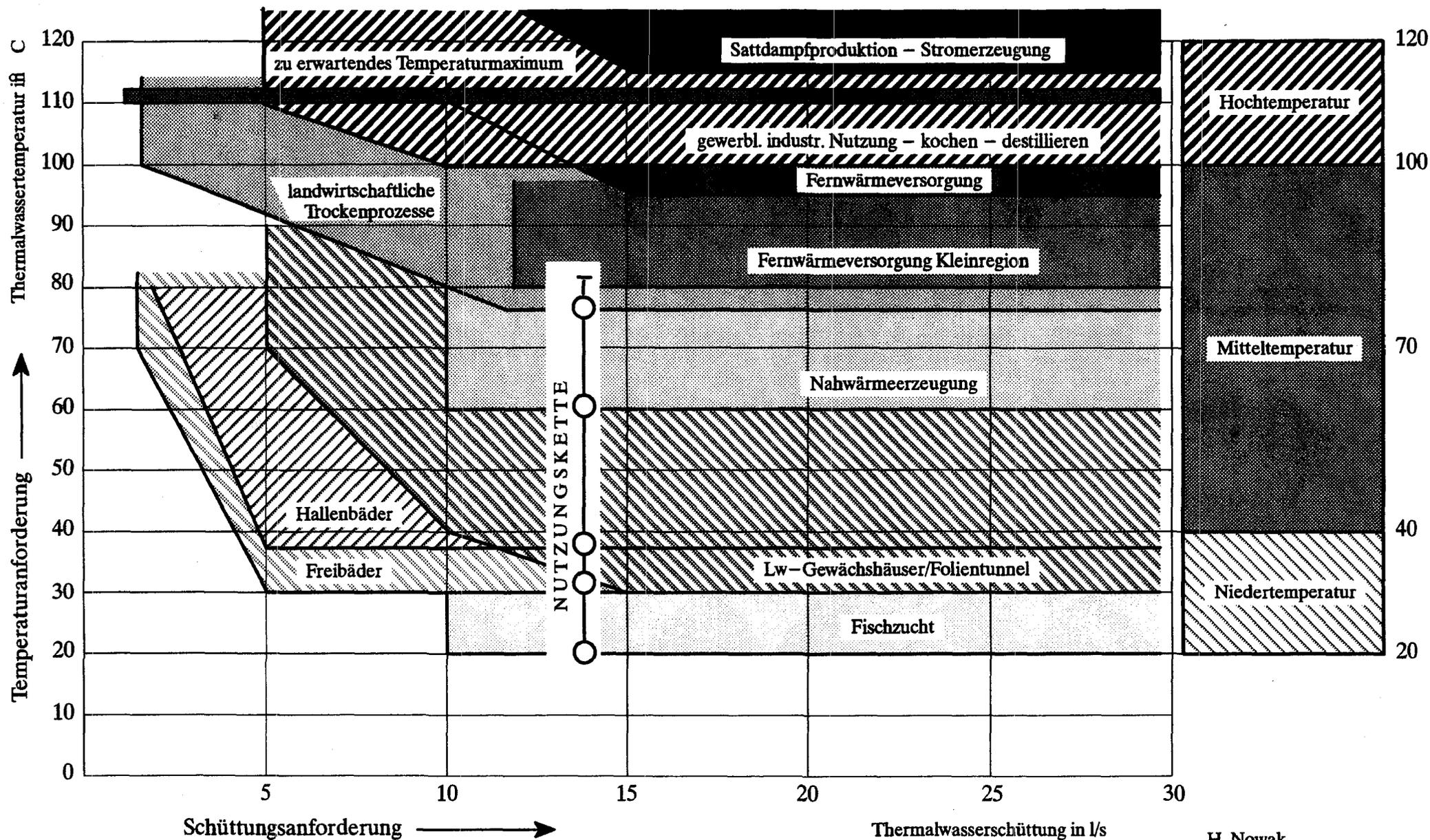
- Günstige Wärmetarife für alle an der Nutzungskette beteiligten Betriebe und Unternehmen, wobei die Wärme im höheren Temperaturbereich teurer und im niederen Temperaturbereich entsprechend billiger sein kann (gestaffelte Tarife).
- Die Errichtung eigener Wärmeerzeugungsanlagen kann im Regelfalle entfallen.
- Relativ stabile Energiepreise mit großer Krisensicherheit.
- Umweltfreundlich und problemlos.

Natürlich gibt es auch eine Reihe von **Nachteilen**, die allerdings auch hier wieder durch Umdenk- und Anpassungsprozesse weitgehend ausgeschaltet werden können. Im wesentlichen sind dies:

- Die gegenseitige Abhängigkeit, im besonderen betrifft dies die nachgeschalteten Nutzer.
- Das Platzproblem, da alle Nutzer auf relativ engem Raum konzentriert sein müssen, um eine optimale und wirtschaftlich sinnvolle Nutzung zu ermöglichen (standortgerechte Umweltplanung).

Entscheidend für den Aufbau und die wirtschaftliche Nutzung einer geothermalen Kaskadenkette ist der geothermale Standort einer Nutzungszentrale zu einer koordinierten Nutzervielfalt, d.h. eine vertragsgesicherte Nutzerabstimmung einzelner Nutzerinteressen.

ABB. 1: BEISPIEL EINER GEOTHERMISCHEN KASKADENNUTZUNGSKETTE



Eine Vorstellung über die Möglichkeiten der Nutzung der geothermischen Energie der Erdkruste vermittelt das sogenannte McKelvey – Diagramm (Abb. 2). Es liefert einen Überblick über die differenzierten Abstufungen zwischen verfügbarem Energiepotential und tatsächlich nutzbarer geothermischer Lagerstätte. Die vertikale Achse repräsentiert die Tiefe bzw. die Möglichkeiten der technischen und wirtschaftlichen Nutzung eines geothermischen Systems; die horizontale Achse charakterisiert den Kenntnisstand geowissenschaftlicher Erkundung (identifiziert, unbekannt; nachgewiesen, wahrscheinlich, möglich).

Vom zur Verfügung stehenden Energievorrat kann nur bei dem Teil an eine Nutzung gedacht werden, der mit Hilfe vorhandener Technik zugänglich ist. Dieser **zugängliche Energievorrat (accessible resource base – ARB)** könnte das gesamte Energiepotential zwischen Erdoberfläche und maximal erbohrbarer Tiefe (etwa 7 km) sein.

Vom technisch zugänglichen Energievorrat kann nur ein Teil gefördert werden. Als **Ressourcen** bezeichnet man den Anteil des zugänglichen Energievorrats, der mit Hilfe heutiger Technik gewonnen werden kann und möglicherweise eine wirtschaftliche Nutzung erwarten läßt.

Demgegenüber stellen geothermische Reserven solche Ressourcen dar, welche bereits heute beim gegenwärtigen Energiepreisniveau wirtschaftlich genutzt werden können. Bei der Abschätzung der Reserven stehen Wirtschaftlichkeitsaspekte also im Vordergrund. Wichtige Faktoren stellen dabei Bohrkosten und die Quantität und Qualität der zur Verfügung stehenden Informationen über den Untergrund dar.

Sofern sich keine Ressourcen oder Reserven in Zahlen abschätzen lassen, die im Untergrund gespeicherte geothermische Energie aber trotzdem wirtschaftlich interessant ist, spricht man von potentiellen geothermischen Gebieten (Potential Geothermal Areas).

Für die Extraktion der geothermischen Energie zeichnen sich mehrere Möglichkeiten ab, die zum Teil ineinander übergehen (siehe dazu Abb. 3).

Die geothermische Gewinnung erfolgt im Tiefenbereich von ca. 0 – 200 (500) m, mittels Erdkollektoren, Erdwärmesonden und Grundwasserbohrungen jeweils unter Verwendung von Wärmepumpen, die für die Beheizung von Ein- und Mehrfamilienhäusern oder ähnlichen Objekten gut geeignet ist.

Der Erdkollektor stellt eine Rohrmatte dar, die in 1,2 m – 1,8 m Bodentiefe verlegt wird. Die ausgelegte Fläche entspricht etwa diesen Anlagen, sodaß mit einer negativen Beeinflussung der Vegetation und einem möglichen Absinken der gewinnbaren Wärmemenge gegen Ende des Winters zu rechnen ist, als auch der relativ große Flächenbedarf in den meist bebauten Gärten. Anstelle des Erdkollektors können auch mehrere Erdwärmesonden (= Flachbohrungen) verwendet, wobei die Fläche der Bohrlochwand als Wärmetauscher dient.

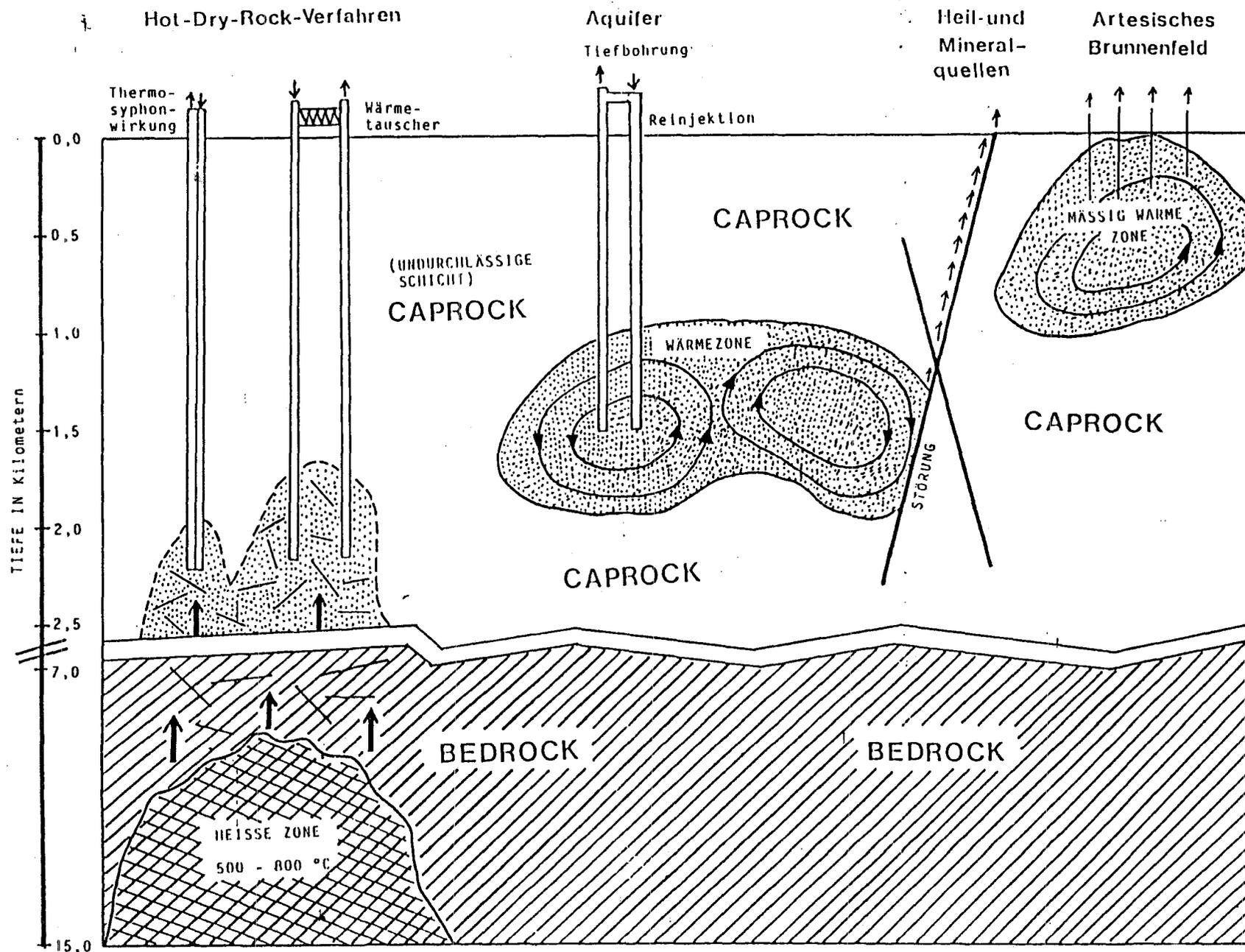
Die Grundwasserbohrungen werden zumeist im "Doublettenbetrieb" genutzt: Aus einem Förderbrunnen wird Grundwasser entnommen, mit Hilfe einer Wärmepumpe die Wärme extrahiert und das entwärmte Wasser dem Grundwasser über einen Sickerbrunnen wieder zugeführt. Der Nachteil dieser Anlagen ist, daß nicht immer genügend Grundwasser zur Verfügung steht oder aus grundwasserrechtlichen Gründen keine Erlaubnis erteilt wird, daß das Grundwasser des Nachbarn eine Schädigung erfährt oder

der Brunnen im Laufe der Zeit versandet, verkalkt oder durch Ausfällungen von Eisen und Mangan verstopft.

Die geothermische Gewinnung im Tiefenbereich von ca. 500–1000 m erfolgt mittels Grundwasserbohrungen für die Beheizung von Wohnkomplexen oder ähnlichen Objekten. Dabei wird von Wässern mit Temperaturen über 40 – 50 °C ausgegangen. Das erwärmte Wasser wird nach Möglichkeit in den Aquifer zurückgepreßt. Damit bleiben Aquiferdruck und Wasserangebot nahezu erhalten.

Auf Grund der gegenwärtigen Erkenntnisse ist in Mitteleuropa auf Grund der niederen Temperaturverhältnisse eine **geothermale Dampfgewinnung**, für die Temperaturen über 100 °C erforderlich wären (vgl. Italien), für energiewirtschaftliche Zwecke nicht möglich.

Dem **Hot–Dry–Rock** Konzept zufolge wird eine Bohrung bis in Tiefen mit geeignet hohen Temperaturen abgeteuft, ein Spaltensystem erzeugt, welches mit einer zweiten Bohrung verbunden wird. In die eine Bohrung wird kaltes Wasser eingepreßt, dieses erwärmt sich im Spaltensystem, steigt als Heißwasser oder Dampf über die andere Bohrung auf und kann alsdann übertage genutzt werden. Das Prinzip wurde bereits in mehreren Pilotprojekten erprobt (KAPPELMEYER und GERARD, 1989). Gegenwärtig erfolgt eine Studie im Rahmen eines deutsch–französischen Forschungsvorhabens bei Soultz (Oberrheintalgraben, Frankreich; vgl. SCHELLSCHMIDT und SCHULZ, 1990). Weiteren Auftrieb erhielt das Konzept auf Grund von Wirtschaftlichkeitsrechnungen, demzufolge der gegenwärtige Energiepreis eine wirtschaftliche Nutzung erwarten läßt. Die Hot–Dry–Technologie befindet sich im Stadium der Erprobung und hat somit noch Forschungscharakter.



NOWAK, H., 1990 UBA

Abb. 3: MODELLTYPEN VON GEOTHERMIEFELDERN

3 NUTZUNG GEOTHERMISCHER ENERGIE IN ÖSTERREICH

Als Hoffungsgebiete für die Nutzung geothermaler Energie stehen in Österreich speziell die mit Sedimenten verfüllten Senkungsräume des Vorarlberger Rheintales, der salzburgisch–oberösterreichischen Molassezone, des Wiener Beckens, des Nordburgenlandes und des Oststeirischen Beckens zur Verfügung (HAENEL und STAROSTE, 1988).

Diese Gebiete haben auch im Rahmen der Kohlenwasserstoffexploration in Österreich eine große Bedeutung, wodurch bereits zahlreiche Bohrdaten der RAG und ÖMV vorhanden sind.

Auch in den Alpen kann eine Nutzung geothermaler Energie nicht ausgeschlossen werden (z.B. Hot Dry Rock–Verfahren), jedoch ist es aufgrund eines derzeit nicht ausreichenden Bohrnetzes möglich, Aussagen über die Höflichkeit zu treffen.

Besonders das Institut für Geothermie und Hydrologie der Forschungsgesellschaft Joanneum Graz bemüht sich in Österreich um die Sammlung von Datenmaterial bezüglich geothermaler Ressourcen und die Verwirklichung von Projekten je nach den wirtschaftlichen Möglichkeiten (GOLDBRUNNER, 1990 a – e).

3.1 Theoretisches Energiepotential (Reserven)

Als zugänglicher Energievorrat wird in der geothermischen Forschung der gesamte zwischen der Erdoberfläche und der maximal erbohrbaren Tiefe vorhandene Energievorrat definiert, wobei die maximale Teufe international mit ca. 7 km festgelegt wird.

Das theoretische Potential läßt sich in Form der innerhalb eines flächenmäßig abgegrenzten Aquifers vorhandenen Energie H_0 (Heat in Place) ermitteln (vgl. Kap. 2.1).

Aufgrund der meist fehlenden petrophysikalischen und hydraulischen Daten mußten die Porositätswerte angeschätzt werden. Für das Oberösterreichische Molassebecken und das Steirische Becken ergeben sich folgende Werte, die in Joule (J) $\times 10^{18}$ angegeben werden (vgl. Abb. 4).

<i>Tab. 2: Geothermische Reserven in Österreich (Quelle: GOLDBRUNNER, 1990 b, d)</i>	
<i>Heat in Place (H_0)</i>	<i>J $\times 10^{18}$</i>
<i>Steirisches Becken:</i>	
<i>Sandschalerzon</i>	<i>475,9</i>
<i>Karbonatisches Paläozoikum</i>	<i>700,0</i>
<i>Oberösterreichisches Molassebecken:</i>	
<i>Oberkreide</i>	<i>2.817,0</i>
<i>Oberjura</i>	<i>1.786,5</i>
<i>Puchkirchner Serie</i>	<i>1.413,0</i>
<i>Obereozän</i>	<i>259,1</i>

Abb. 4: GEOTHERMIE

GEOTHERMISCHE HÖFFIGKEITS- UND POTENTIALGEBIETE IN ÖSTERREICH

 GEOTHERMISCHE HÖFFIGKEITSGEBIETE

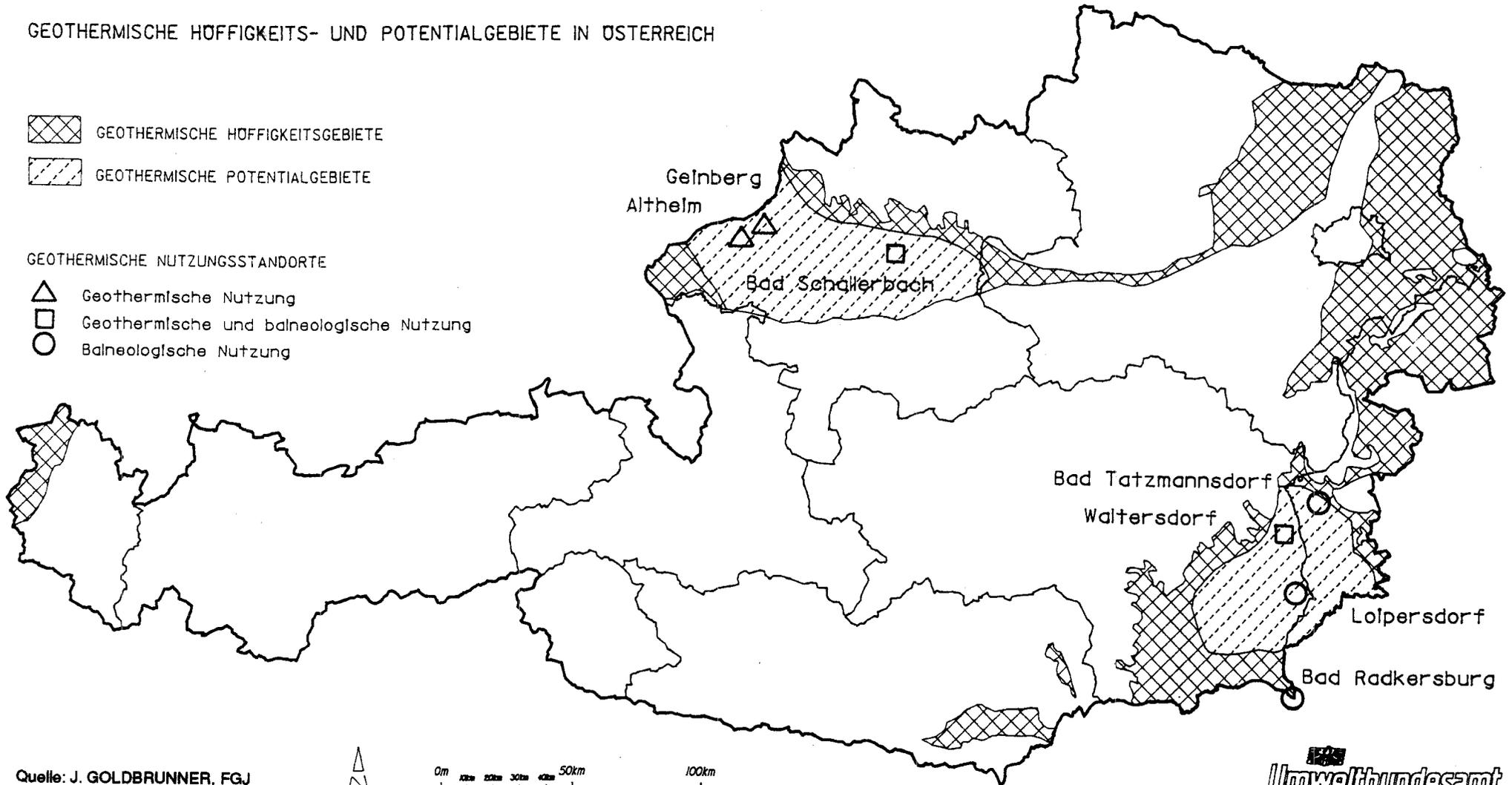
 GEOTHERMISCHE POTENTIALGEBIETE

GEOTHERMISCHE NUTZUNGSSTÄNDEORTE

 Geothermische Nutzung

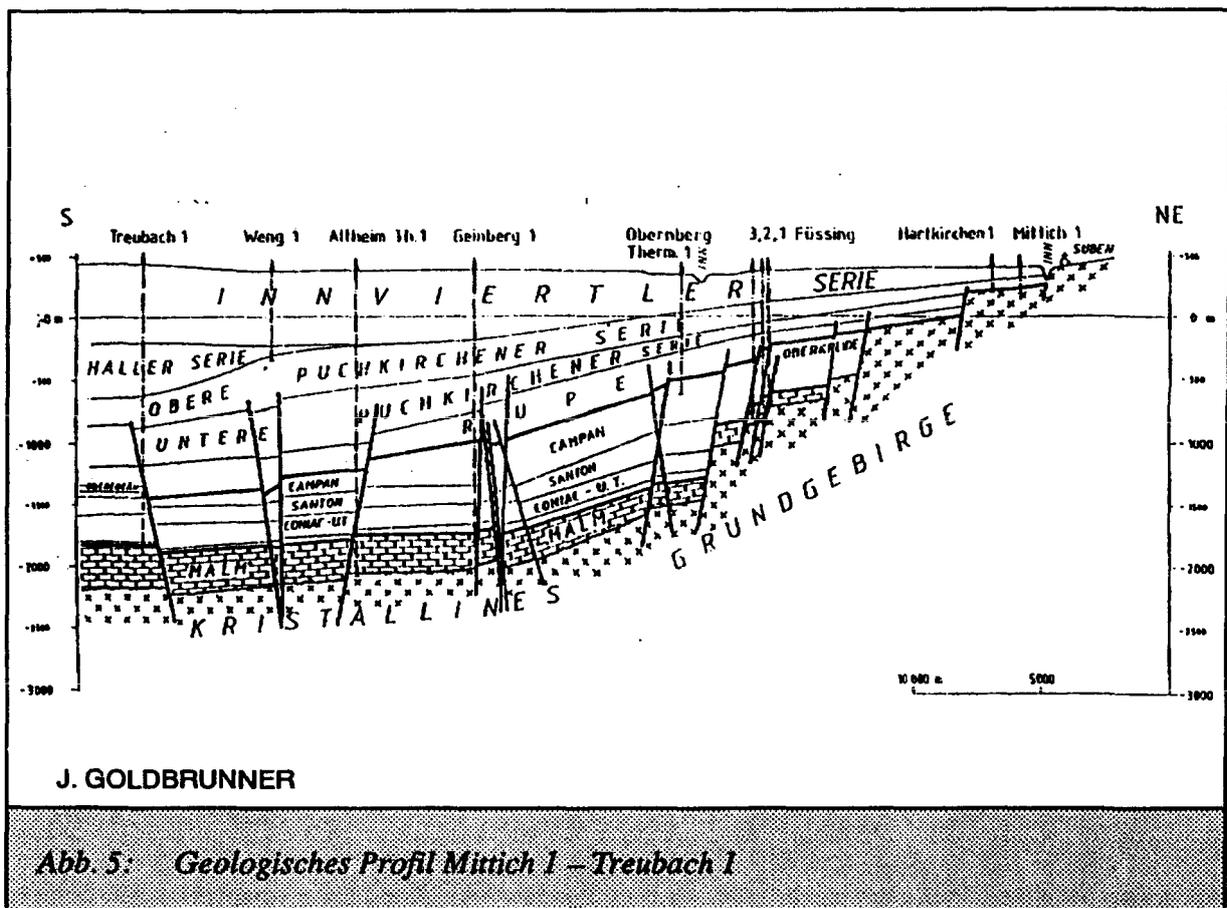
 Geothermische und balneologische Nutzung

 Balneologische Nutzung



Quelle: J. GOLDBRUNNER, FGJ
Entwurf: H. NOWAK 1992


Umweltbundesamt



3.2 Technisch nutzbares Energiepotential (Ressourcen)

Als "Ressource" wird jener Anteil am zugänglichen Energievorrat bezeichnet, der in naher Zukunft bereits wirtschaftlich genutzt werden kann (vgl. Abb. 4). Aufgrund der Struktur der Sedimentbecken in Österreich ist eine Tiefenbegrenzung der Ressourcen mit ca. 3.000 m gegeben. Bis in diese Tiefe können Aquifere mit einem für eine ökonomische geothermische Nutzung notwendigen Bohrlochdurchmesser von 8 1/2" (=216 mm) mit wirtschaftlich vertretbaren Mitteln aufgeschlossen werden. Über 3.000 m steigen die Aufschlußkosten exponentiell an.

3.2.1 Aquifere im Oberösterreichischen Molassebecken

Der wichtigste Tiefengrundwasserleiter liegt in den karbonatischen Schichten des autochthonen Malm (Oberjura), der im Oberösterreichischen Molassebecken Versenkungstiefen von 2.000 bis 3.000 m aufweist (vgl. Abb. 5). Bedingt durch eine im Zeitraum Unterkreide wirksame Verkarstung weisen die Malmkarbonate, vor allem Dolomite, sekundäre Porositäten auf, besonders im Einflußbereich von geologischen Störungen. Der Ansatz von Tiefbohrungen konzentriert sich daher in erster Linie auf die Strukturzonen. Aufgrund der nachgewiesenen hohen Ergiebigkeit der Malmkarbonate stellen diese das Hauptziel der geothermischen Exploration im Oberösterreichischen Molassebecken dar. Temperaturen von über 100 °C wurden bereits nachgewiesen.

Von den Schichten Oberkreide sind besonders die Sandsteine des Cenoman (örtlich in hydraulischer Verbindung mit dem darunterliegenden Malm) und die im Nordwesten des Molassebeckens auftretende Sandsteinfazies des Campan von Bedeutung.

Die Sandsteine und Lithothamnienkalke des Obereozän stellen nur Nebenziele der geothermischen Prospektion dar. Dies ergibt sich aus der Tatsache, daß diese Horizonte Hauptaufschließungsziele der Erdölindustrie darstellen und Konflikte befürchtet werden müssen.

In der Schichtfolge der Puchkirchner Serie des Egerien sind in erster Linie die Konglomerate der Grobsedimententwicklung im Süden des Molassebeckens von besonderem Interesse. Durch die Tiefenlage werden Temperaturen von über 70 °C erschließbar. Interessenskonflikte mit der Erdölindustrie sind in einzelnen Teilbereichen zu befürchten; aus den Schichten der Puchkirchner Serie stammen 75 % der Erdgasproduktion Oberösterreichs (GOLDBRUNNER, 1990 b, c).

3.2.2 Aquifere im Steirischen Becken

Aufgrund der nachgewiesenen sekundären Porositäten (Klüftung, Verkarstung) gehören die Karbonatgesteine des untertägigen Grazer Paläozoikums zu den wichtigsten Aquifere des Steirischen Beckens. Hohe Transmissivitäten sind vor allem in der Nähe großer Störungen zu erwarten. Aufgrund der unterschiedlichen Tiefenversenkung der allochthonen Karbonate sind Temperaturen von 40 bis über 100 °C erschrotbar (KRÖLL et al., 1988).

Der zweitwichtigste Aquifer liegt in der tertiären Beckenfüllung. Hier stellen die Sandsteinhorizonte der Sandschalerzone des Mittelbaden bevorzugte Aufschlußziele für die geothermische Exploration dar. Die hohe Nettomächtigkeit und die guten Aquifereigenschaften dieser Sandsteine konnte durch die Thermalerschließungsbohrung Fürstentfeld Thermal 1 nachgewiesen werden. Durchlässigkeitsbeiwerte in der Größenordnung 10^{-5} und Nettomächtigkeiten über 200 m erlauben nach hydraulischen Berechnungen Erschließungen von mehr als 50 l/sek. Aufgrund der Tiefenlage sind Aufschließungstemperaturen in der Größenordnung bis 80 °C denkbar.

Die geothermischen Ressourcen des Oberösterreichischen Molassebeckens und des Steirischen Beckens lassen sich wie folgt beziffern (Angaben in $J \times 10^{18}$):

<i>Tab. 3: Geothermische Ressourcen in Österreich (Quelle: GOLD- BRUNNER, 1990 b, d)</i>	
<i>Geothermische Ressourcen (H_1)</i>	<i>$J \times 10^{18}$</i>
Steirisches Becken:	
<i>Karbonate des Grazer Paläozoikums</i>	<i>150,0</i>
<i>Sandschalerzone</i>	<i>100,7</i>
Oberösterreichisches Molassebecken:	
<i>Oberkreide</i>	<i>706,30</i>
<i>Oberjura</i>	<i>473,8</i>
<i>Puchkirchner Serie</i>	<i>355,2</i>
<i>Obereozän</i>	<i>69,9</i>

3.3 Wirtschaftliches Potential

Als "wirtschaftliches Potential" wird in der geothermischen Forschung jener Anteil an den Ressourcen bezeichnet, der bereits jetzt wirtschaftlich erschlossen werden kann ("Reserven"). Sowohl im Oberösterreichischen Molassebecken als auch im Steirischen Becken wurden detaillierte Studien durchgeführt, um die kurzfristig zu erschließenden Reserven zu ermitteln. Aus den karbonatischen Malmsschichten des Oberösterreichischen Molassebeckens wäre (ohne Berücksichtigung von Reinjektionsmaßnahmen) ein Volumensstrom von 150 l/s zu erschließen (GOLDBRUNNER, 1990 d).

Bei einer Nutzung des Temperaturintervalls 100 – 20 °C entspricht dies einer thermischen Leistung von 46 MW Wirtschaftspotentialleistung (GOLDBRUNNER, 1990 d).

Im Steirischen Becken sieht die Niederbringung von 15 Bohrungen mit dem Aufschließungsziel "karbonatisches Paläozoikum" und 11 Bohrungen mit dem Aufschließungsziel "Sandschalerzone des Mittelboden" vor. Als Nebenziele fungieren Sande im Bereich des Untersarmat/Oberbaden (3 Bohrungen) und im Bereich der karbonatischen Trias von Radkersburg (1 Bohrung).

Mit der durch diese Bohrungen erzielbaren Gesamtschüttung von 715 l/s ließe sich eine thermische Leistung von ca. 140 MW Nutzungspotential erzielen (GOLDBRUNNER, 1990 d).

Derzeit sind in den geothermischen Potentialgebieten Österreichs (vgl. Abb. 4) folgende Nutzungsstandorte vorhanden (GOLDBRUNNER, 1991 e).

Standort	Anzahl der Bohrungen	Max. Tiefe der Bohrung	Schüttungsmenge l/s	Temperatur °C	Wasserchem. Typ	Mineralisation in mg/l	Reinjektion ja/nein	Wärmeleistung MW
Steiermark								
Waltersdorf 1	2	1.420,8 m	17+40	61+67	Na-HCO ₃ -Cl	1.500	nein	1,8 (+7)
Loipersdorf	2	1.600 m	5+4	61	Na-HCO ₃ -Cl	8.500	nein	–
Bad Tatzmannsdorf	1	896 m	1	38	Na-HCO ₃ -Cl	2.700	nein	–
Bad Radkersburg	1	1.810 m	1	78	Na-HCO ₃ -Cl	8.500	nein	–
Oberösterreich								
Geinberg 1	1		20	104	Na-HCO ₃ -Cl	1.300	nein	2,5
Altheim 1	1	2.305 m	40	38	Na-HCO ₃ -Cl	1.200		4,4
Schallerbach	1		40	38	Na-HCO ₃ -Cl	860		3,5
Tab. 1. Geothermie in Österreich (Quelle: J. GOLDBERGER, 1991)								

In Waltersdorf erfolgt einerseits eine Doppelnutzung der Geothermie für den Kurbetrieb und andererseits eine Wärmegewinnung von 1,8 MW (1991).

Die Dolomite, die in der Bohrung Waltersdorf I in einer Tiefe von rund 1.100 m angetroffen werden konnten und eine Mächtigkeit von etwa 145 m aufweisen, lieferten bei einer Wiederaufschliessung einer älteren RAG-Bohrung durch das Institut für Geothermie und Hydrologie des Forschungszentrums Graz und durch die Geologische Bundesanstalt eine Entnahmemenge in einem Pumpversuch von 10 l/sek. Die Temperatur des geförderten Wassers lag bei 61 °C (GOLDBRUNNER, 1990 c).

Aufgrund dieses Erfolges wurde 1979 die oststeirische Thermalwasserverwertungs-Ges.m.b.H. gegründet, welche die Firma Ing. R. Sonnek (Weiz) mit der Errichtung der ersten geothermalen Fernheizung Österreichs beauftragte.

Die Anlage, die mit einem Kostenaufwand von ÖS 8 Mio. fertiggestellt wurde und bei der mit jährlichen Betriebskosten von ÖS 100.000,- gerechnet wird, wurde am 27. September 1981 ihrer Bestimmung übergeben und versorgt öffentliche Gebäude und Haushalte bei einer geschätzten jährlichen Heizölsparsnis von rund 100 Tonnen.

Würde die Bohrung Waltersdorf 2 ausgebaut und einer geothermischen Wärmenutzung zugeführt, könnte eine Wärmeleistung von 7 MW vor Ort erbracht werden.

Die Nutzungsstandorte Loipersdorf, Bad Tatzmannsdorf und Bad Schallerbach dienen nur dem Kur- und Heilbetrieb.

Eine Kaskadennutzung für landwirtschaftliche Zwecke, z.B. Glashäuser und Folientunnelbeheizung sowie die Fischzucht in erwärmten Teichen, ist in der Oststeiermark geplant (GOLDBRUNNER, 1990 c; vgl. Abb. 1).

Die Marktgemeinde Altheim als Standort einer geothermischen Heizzentrale liegt im oberösterreichischen Alpenvorland, etwa 15 km östlich der Stadt Braunau am Inn und hat etwa 4.800 Einwohner.

Der Ort liegt geologisch gesehen in dem den Alpen vorgelagerten Molassebecken. Die Schichtfolge ist gekennzeichnet durch eine tertiäre Beckenfüllung, darunterliegende Jura-Kalke und Dolomite der Malmzeit, Kreideschichten und schließlich durch den kristallinen Untergrund als Fortsetzung der Böhmisches Masse. Die gesamte Zone ist durch eine ausgeprägte Bruchtektonik gekennzeichnet (GOLDBRUNNER, 1990 a; vgl. Abb. 5).

Die Kosten der geothermischen Heizzentrale in Alheim belaufen sich derzeit (1989 – 1991) auf ÖS 52,7 Mio. und umfassen die Bohrung und die Errichtung der Heizzentrale mit den Verteilernetzen 1 und 2, die die Wärmeversorgung von 330 Gebäuden mit einer Wärmeleistung von 4,4 MW ermöglichen.

1991/92 wurde das Verteilernetz 3 mit 160 Abnehmern und einer Wärmeleistung von 1,8 MW errichtet. Bis 1993/94 ist in Alheim der Ausbau auf eine Leistung von 10 MW geplant. Der Arbeitspreis pro kWh beträgt ÖS 0,54 bei einer Grundgebühr von ÖS 280,-/kWh/Jahr (ALTHEIM MARKTGEMEINDE, 1991).

4 GEOTHERMISCHE ENERGIENUTZUNG – EUROPaweIT

Tabelle 5 zeigt die geothermische Energie, die in den obersten drei Kilometer der Erdkruste, also in leicht erbohrbaren Tiefen, gespeichert ist (SCHULZ, 1991).

<i>Tab. 5: Gespeicherte geothermische Energie und Weltenergieverbrauch (Quelle: Schulz, 1991)</i>	
<i>Geothermische Energie (weltweit bis 3 km Tiefe)</i>	$43 \times 10^{24} \text{ J}$
<i>davon 85 % mit $T^* < 100 \text{ }^\circ\text{C}$</i>	$36 \times 10^{24} \text{ J}$
<i>Weltenergieverbrauch (1987)</i>	$0,3 \times 10^{21} \text{ J/a}$
<i>davon 40 % mit $T^* < 100 \text{ }^\circ\text{C}$</i>	$0,1 \times 10^{21} \text{ J/a}$
<i>*Temperatur</i>	

Vergleicht man die gespeicherte geothermische Energie mit dem Weltenergieverbrauch, so scheinen alle Energieprobleme dieser Erde gelöst zu sein, denn diese Energie reicht für die nächsten 10.000 Jahre. Aber natürlich ist dies ein Trugschluß, da die geothermische Energie meist eine niedrigwertige Energie ist: 85% davon hat eine Speichertemperatur von weniger als $100 \text{ }^\circ\text{C}$. Aber auch beim Verbrauch wird nicht nur hochwertige Energie benötigt; mindestens 40 % des Weltenergieverbrauchs liegen ebenfalls in einem Temperaturbereich von weniger als $100 \text{ }^\circ\text{C}$, im wesentlichen handelt es sich dabei um Heizenergie. Dieser Anteil entspricht einer Leistung von rund 4 Mio Megawatt (MW) (SCHULZ, R., 1991).

Aber nur weniger als 2 % dieses Weltenergieverbrauchs wird derzeit durch geothermische Energienutzung abgedeckt. Tabelle 6 gibt einen globalen Überblick über die Leistungen der geothermischen Anlagen (SCHULZ, R., 1991).

Zur Erzeugung von elektrischem Strom aus Erdwärme sind weltweit Anlagen mit einer Leistung von mehr als 5.800 MW installiert (HUTTERER, 1990). Die Steigerungsrate lag in den letzten 5 Jahren bei 10 % jährlich. Die Hauptproduzenten sind die USA, die Philippinen und Mexiko. In Europa wird Strom aus Erdwärme in Italien, Island und Portugal (Azoren) erzeugt. Die Verteilung der Produktionsstätten spiegelt natürlich die geologische Situation wieder, denn zur Erzeugung von Elektrizität werden meist oberflächennahe Dampflagerstätten ausgenutzt.

Tab. 6: Nutzung geothermischer Energie (Stand 1.1.90) (Quelle: SCHULZ, 1991)		
	(a) MWth	(b) MW
Afrika	141	45
Amerika	515	3606
USA	436	2770
Asien	6855	1301
China	2143	21
Japan	3321	215
Philippinen	1	891
Europa	3656	593
Island	774	45
Italien	329	545
Ungarn	1276	–
Ozeanien	269	283
Neuseeland	258	283
Global	11436	5828
<i>Angabe der installierten Leistung in Megawatt (MW):</i>		
<i>(a) zur direkten thermischen Nutzung, z.B. Heizung</i>		
<i>(b) zur Erzeugung elektrischen Stroms</i>		

Ältestes Beispiel für diese Art der geothermischen Energieerzeugung ist Larderello in der Toskana. Schon die Römer bauten hier ein Thermalbad (mit hohem Schwefelanteil). Im 18. Jahrhundert wurden die Quellen zur Herstellung von Bor verwendet. In Larderello selbst sind heute zwei Kraftwerke mit 150 MW in Betrieb. Genutzt wird eine Dampflagerstätte in 500 m – 3000 m Tiefe. Mit geothermisch erzeugtem Strom aus der Toskana werden heute 1,6 % der gesamten italienischen Stromerzeugung abgedeckt.

Geothermische Energie kann auch direkt genutzt werden, meist zu Heizzwecken. Weltweit sind Anlagen mit einer thermischen Leistung von über 11.000 MW installiert (FREESTON, 1990), davon ca. 32 % in Europa. Berücksichtigt wurden bei dieser Aufstellung nur Betriebe, deren Eingangstemperatur über 35 °C liegt.

5 GEOTHERMISCHE ENERGIENUTZUNG IN MITTELEUROPA

5.1 Geothermische Nutzung in Ungarn

In der großen und kleinen ungarischen Tiefebene treten geothermale Aquifere aus Sandstein mit einer Mineralisation von 500 – 15.000 mg/kg und einer Temperatur von 30 – 100 °C an die Oberfläche.

Aus dem Grundgebirge in Süd-Transdanubien, das vorwiegend aus Kalk und Dolomit besteht, wird geothermales Wasser mit einer Mineralisation bis zu 60.000 mg/kg und 30 – 100 °C erschotet (OTTLIK, 1990).

Die ersten geothermalen Nutzungsanlagen in Ungarn waren klein dimensioniert – z.B. Tiszakecsko mit einer Leistung von 4,7 TJ/Jahr (1983) – und dienen vor allem der Raumheizung und Warmwasserversorgung (SIGMOND, 1991).

In der darauf folgenden Periode 1983/1988 wurden größere Siedlungsregionen wie Szarvas mit 106,5 TJ/Jahr und Szentes mit 117 TJ/Jahr (1988) mit Raumwärme und Wasserversorgung aus geothermalen Reserven versorgt.

Daneben gibt es noch größere Anlagen wie in Martfü, wo neben der Raumheizung für Siedlungen auch Industrieanlagen mit geothermaler Energie gespeist werden. Vereinzelt wird Geothermie für landwirtschaftliche Zwecke genutzt, so z.B. in Csongrad (105,6 TJ/Jahr) oder in kleineren Zentren wie Csengele (22,7 TJ/Jahr).

Tabelle 7 stellt die Zahl der existierenden Bohrungen einerseits dem Temperaturniveau der Tiefengrundwässer und andererseits den Nutzungsmöglichkeiten gegenüber:

<i>Tab. 7: Bohrungen und Nutzungsarten der Geothermie in Ungarn (Quelle: SIGMOND, 1991)</i>			
<i>Wassertemp. (in °C)</i>	<i>Anzahl der Bohrungen</i>		<i>Nutzungsart</i>
<i>bis 35</i>	<i>343</i>	<i>271</i>	<i>öffentliche Bäder</i>
<i>35–44</i>	<i>301</i>	<i>226</i>	<i>Trinkwasser</i>
<i>45–59</i>	<i>215</i>	<i>227</i>	<i>Heizung (Landwirtschaft)</i>
<i>60–69</i>	<i>97</i>	<i>21</i>	<i>Raumwärme, Warmwasser</i>
<i>70–79</i>	<i>61</i>	<i>67</i>	<i>Industrie</i>
<i>über 80</i>	<i>89</i>	<i>156</i>	<i>Sonstiges</i>
		<i>138</i>	<i>derzeit gesperrt</i>

Auf Produktionssektoren verteilt bietet sich für Ungarn (Stand 1990) folgendes Bild des Energieverbrauchs aus geothermalen Energieträgern:

<i>Tab. 8: Produktionssektoren und geothermale Energieträger in Ungarn in TJ (Quelle: SIGMOND, 1991)</i>				
<i>Produktionssektoren</i>	<i>Gesamt</i>	<i>Prozeß-Wärme</i>	<i>sonstige Wärme</i>	<i>Verlust</i>
<i>Industrie</i>	<i>265,0</i>	<i>14,9</i>	<i>175,5</i>	<i>76,6</i>
<i>Landwirtschaft</i>	<i>2930,0</i>	<i>202,0</i>	<i>2728,0</i>	<i>—</i>
<i>Verkehr</i>	<i>81,7</i>	<i>27,7</i>	<i>21,8</i>	<i>32,2</i>
<i>Wasserwirtsch.</i>	<i>1791,7</i>	<i>21,9</i>	<i>1459,5</i>	<i>310,3</i>
<i>Dienstleistung</i>	<i>678,4</i>	<i>50,6</i>	<i>303,0</i>	<i>324,8</i>
<i>Gesamt</i>	<i>5746,8</i>	<i>317,1</i>	<i>4687,8</i>	<i>743,9</i>

Um den hydrogeologischen Bedingungen gerecht zu werden, werden laufend geologische Basisdaten vom Institut für Wasserwirtschaft (Vituki) überprüft und ergänzt, um durch Modelle und Simulationen, wie z.B. über das hydrogeologische System der Region um Szentes, die Interdependenzen der Aquifere zu verstehen und sie optimal zu nutzen. Trotz hoher Investitionskosten wird deshalb die Reinjektion (Rückführung) von Thermalwasser forciert, da sonst der Grundwasserspiegel sinkt.

Bis Ende 1990 wurden 120 Haushalte in Ungarn geothermal beheizt und mit Warmwasser versorgt.

Die Weiterentwicklung speziell auf ungarische Verhältnisse abgestimmte Wasserpumpen, gehört ebenso zu den Forschungsvorhaben wie ein Pilotprojekt mit NH₄ als in einem geschlossenen Thermalsystem von 1.340 m Tiefe zirkulierendes Aquifer (Dampf-Phase). Weiters zielen die ungarischen Bemühungen noch auf die bessere technische Nutzung von hochmineralisiertem Wasser ab, hier verspricht man sich viel von magnetischen Apparaturen, um Kühlsysteme vor Ablagerungen zu schützen.

Gleichartige Forschungsvorhaben und anwenderspezifische Problemlösungen zählen zu den Aktivitäten der Firma Geotherm GmbH, einem im Jahr 1989 gegründetem Joint-Venture mit Island (GEOTHERM, 1991). Diesem Unternehmen obliegt neben der Projektierung, Ausführung und Betriebskontrolle von geothermischen Nutzungssystemen im Inland auch die Kooperation mit ausländischen Fachunternehmen dieses Sektors in Frankreich und der Schweiz, aber auch die Intensivierung der Kontakte mit Bulgarien, Rumänien, Südrußland und besonders mit China, da sich dort ein Programm zur Nutzung geothermischer Energie in Vorbereitung befindet, an dem das Joint-Venture beteiligt ist (GEOTHERM, 1991).

5.2 Geothermische Nutzung in Italien

Das Land kann in der direkten und indirekten Nutzung von geothermischer Energie auf eine lange Tradition zurückblicken. Um 1.500 v. Chr. entstand das älteste bekannte Thermalbad auf der Insel Lipari; die ersten Erdwärmekraftwerke wurden in den 20er-Jahren unseres Jahrhunderts gebaut.

Italien ist wegen der vulkanischen Regionen mit metamorphen Grundgestein oder Kalkstein geologisch begünstigt, sodaß Hochtemperaturvorkommen und Dampfagerstätten wie in der Toskana (Larderello, Travale-Radicondoli, Mt. Amiata) und in Kampanien (Neapel), auf den Äolischen Inseln (Lipari) wie auch in West-Sardinien zu finden sind.

Mit einem Energieaufkommen von 3222 GWh (Jahr 1990) trägt die Geothermie 1,6 % zur gesamten Elektrizitätserzeugung bei. Italien setzt aber auch auf die direkte Nutzung im kommunalen Bereich sowie in der Landwirtschaft und Industrie (CATALDI et al. 1991).

<i>Tab. 9: Die wichtigsten Erdwärmekraftwerke Italiens (Quelle: CATALDI et al., 1991)</i>				
	<i>geothermische Einheiten</i>		<i>Installierte Kapazität (MW)</i>	
	<i>1990</i>	<i>Plan. 1995</i>	<i>1990</i>	<i>Plan 1995</i>
<i>Larderello</i>	28	28	408,2	628,0
<i>Travale-Radicondoli</i>	5	6	90,0	91,0
<i>Mt. Amiata</i>	4	8	42,0	122,0
<i>Latera</i>	1	6	4,5	44,0
<i>Gesamt</i>	38	48	544,7	885,0

Durch Bohrungen bis in 4000 m Tiefe wird in Larderello ein aus Gas und Dampf bestehende Aquifer mit der Temperatur von 150–260 °C für Stromerzeugung genutzt. Die Turbinen der Kondensations-Zyklus-Anlage sind aus speziellem korrosionsbeständigem Material und können mit Fluiden variabler Zusammensetzung arbeiten. Verteilt wird der Dampf über ein 45 m langes Leitungssystem (Rohrdurchmesser 200–800 mm).

Tab. 10: Direkte Erdwärmennutzung in Italien (Quelle: CATALDI et al., 1991)

Nutzung	Kapazität (MW)		OET*/Jahr ($\times 10^3$)	
	1990	Plan 1995	1990	Plan 1995
Heilbäder	382	390	127	130
Raumwärme	117	125	37	40
Landwirtschaft	61	65	19	25
Industrie	30	35	17	20
Gesamt	590	630	200	215
* oil equivalent tons				

Zur Untersuchung der geologischen, hydro-geochemischen und geophysikalischen Bedingungen arbeiten verschiedene Organisationen wie das Internationale Institut für geothermale Forschung (Nationale Forschungsstelle) mit Universitätsinstituten und der italienischen Industrie (Ansaldo, Breda) zusammen. Bohrungen und Analysen führen ENEL (Ente Nazionale per l'Energia Elettrica) in der Toskana und in Latium wie auch Agip in Kampanien und Sizilien durch, um das Wissen über Reservekapazitäten und um die Systematik der Aquifere zu erweitern und im weiteren durch Ressourcenmanagement Verluste gering zu halten.

Strategien für die Zukunft des italienischen Geothermieprogramms umfassen Forschungsvorhaben und Aktivitäten in bezug auf Aufsuchungsmethoden, Ressourceneinschätzung, Bohrtechnologie, Ablagerungsvermeidung, Korrosionskontrolle, Kraftwerkstechnologie, Reinjektion, Umweltfolgeabschätzungen, Reduktion des Zeitraums zwischen Entdeckung und Aquifer-Nutzung, Modernisierung alter Anlagen und Stimulation der Nachfrage durch mechanistische Ausdrucksweise für die Geothermie-Nutzung.

Mit dem Geothermalgesetz (BGBl. Nr. 896/86) fördert Italien öffentliche wie auch private Geothermieprojekte. ENEL übt dabei eine beratende Funktion für zukünftige Nutzer aus (CATALDI et al., 1991).

5.3 Geothermische Nutzung in Frankreich

In Frankreich wird bereits seit einigen Jahrzehnten geothermale Energie genutzt. Speziell im Pariser Becken und im Gebiet der Garonne (Aquitantisches Becken, SW-Frankreich) sind die geologischen Verhältnisse so günstig, daß die Verwendung unterirdischer Heißwässer für Beheizungs- und Wasserversorgungszwecke möglich ist.

1963 erfolgte die Fertigstellung der ersten geothermalen Beheizungsanlage für die Zentrale des französischen Rundfunks in Paris.

1970 übernahm eine 1.800 m tiefe Bohrung mit einer Förderleistung von 100 m³/h und einer Temperatur von 70 °C die Heizung und Warmwasserversorgung von dreitausend Wohnungen der Stadt Melun.

In den Jahren 1975 bis 1979 wurden geothermale Blockheizwerke in den Städten Creil, Mont-de-Marsan, Blagnac, Villeneuve-la-Garenne und Mèe-sur-Seine fertiggestellt bzw. der Ausbau in Angriff genommen (Dax, Jonzac, Melleroy).

In Frankreich existieren derzeit 66 geothermische Heizanlagen, davon 54 im Großraum Paris. Mit Wärme und Warmwasser aus diesen Anlagen werden 200.000 Wohneinheiten versorgt. Das entspricht der Wärmeproduktion aus 200.000 Tonnen Erdöl pro Jahr. Für den Bau dieser Anlagen mußten 3,5 Milliarden Francs (1 Milliarde DM) aufgewendet werden. Außerdem waren durch diese Bautätigkeit 3.000 Arbeitsplätze über Jahre gesichert.

Eine typische geothermische Heizanlage besteht in Frankreich aus zwei ca. 1,7 Kilometer tiefen Bohrungen: einer Produktions- und einer Injektionsbohrung. Die Wärmeleistung einer solchen Anlage beträgt etwa 10 Megawatt; dies setzt voraus, daß aus der Produktionsbohrung langfristig 150 bis 300 Kubikmeter heißes Wasser pro Stunde gefördert werden kann und – ebenso wichtig – daß die Injektionsbohrung dieses Wasser nach der Abkühlung in einem Wärmetauscher auch wieder schluckt.

Aus einer solchen Anlage, die zwei Bohrungen benutzt, werden ca. 3.500 Wohnungen mit Wärme und Warmwasser bedient. Die Öleinsparung beträgt 3.500 Tonnen pro Jahr.

Für den Bau der oben umrissenen geothermischen Anlage sind Anfangsinvestitionen von 17,5 Millionen FF (5,3 Millionen DM) im wesentlichen für die beiden Bohrungen erforderlich. Für Pumpen, Wärmetauscher, Rohrleitungen und einige Anpassungen an den Verbraucher entstehen nochmals Kosten, sodaß mit 40 bis 50 Millionen FF (12 bis 14 Millionen DM) pro Anlage gerechnet werden muß. Diese Aufwendungen entsprechen ca. 4.000 DM pro eingesparter Tonne Erdöl pro Jahr (RUMMEL, F., KAPPELMEYER, O.; 1993).

Laut Regierungsplan sollen rund 500.000 Wohneinheiten geothermisch geheizt und mit Warmwasser versorgt werden (FORSCHUNGSZENTRUM GRAZ, 1980).

5.4 Geothermische Nutzung in der Schweiz

Als geothermische Ressourcen sind in der Schweiz zahlreiche Thermalquellen-Systeme bekannt, ferner ausgedehnte Aquifere, insbesondere im Mittelland und Jura. Diese können durch Tiefbohrungen erschlossen werden, wobei für die Förderung der warmen Tiefenwässer elektrisch betriebene Pumpen in Frage kommen. Die geothermische Wärme kann insbesondere für Raumheizung und Warmwasseraufbereitung eingesetzt werden, meist unter Verwendung von Wärmepumpen.

Der Erdwärmestrom beträgt in der Schweiz durchschnittlich 63 Milliwatt je Quadratmeter, die mittlere Temperaturzunahme 30 °C je 1000 Meter Tiefe – beides entspricht dem weltweiten Mittel. Allerdings lassen sich drei voneinander recht verschiedene Zonen unterscheiden:

- Im Untergrund von Mittelland und im Jura gibt es übereinander bis zu fünf ausgedehnte wasserführende Schichten. Diese Schicht-Aquifere liegen bis zu 3000 Meter tief, wo Temperaturen um 100 °C zu erwarten sind.
- Im Oberrheingraben um Basel sowie im unteren Aaretal bestehen "positive Anomalien", also Bereiche deutlich höherer Untergrundtemperaturen als im Durchschnitt.
- In den Ablagerungen der Alpentäler sind zwar keine ausgedehnten Schicht-Aquifere bekannt, doch beweisen Thermalquellen wie Brigerbad, Lavey und Leukerbad das Vorhandensein tiefreichender Kluft-Aquifere.

Diese drei Zonen sind denn auch jene Regionen, welche den leichtesten Zugriff zur Erdwärme versprechen.

Eine Abschätzung der Wärmeinhalte sowie der Ergiebigkeiten der schichtförmigen Aquifere ist mit 1 gegeben. Die Ressourcen sind in der, in der Geothermie verwendeten Einheit "MWa" Megawatt Jahr; $1 \text{ MWa} = 3,15 \cdot 10^{13} \text{ J}$) angegeben (BUNDESAMT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT, 1990).

Als Vergleich sei hier noch die Produktion thermischer Energie durch die 14 bekannten Thermalquellen der Schweiz aufgeführt. Als nutzbare Temperaturdifferenz wurde die Temperaturerniedrigung bis auf 10 °C angenommen. Pro Jahr liefern diese Quellen $1.53 \cdot 10^{15} \text{ kJ}$ oder ca. 48 MW thermische Leistung, was ca. 2 % des Endenergieverbrauchs der Schweiz 1980 darstellt. (BUNDESAMT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT, 1990).

Ein Züricher Ingenieurbüro hat das technisch nutzbare Potential der Schweizer Hoffungsgebiete abgeschätzt und kommt auf ungefähr 300 Anlagen, die zusammengenommen jährlich 14.000 Terajoule Wärme liefern könnten. Das sind knapp fünf Prozent des heutigen Schweizer Wärmebedarfs.

Die erste wirkliche Tiefbohrung in der Schweiz nach Warmwasser ist in Reihen bei Basel erfolgreich verlaufen: Ende 1988 traf man in 1500 Metern Tiefe auf 67 °C heißes Wasser, die Schüttung von 20 Litern je Sekunde reicht zur Heizung von mehr als 1000 Wohnungen.

Seit Herbst 1990 wird die erste Warmwasserbohrung in den Schweizer Alpen niedergebracht, und zwar in Davos. Sie soll auf etwa 1000 Meter führen und 1,8 Millionen Franken kosten. Für weitere Projekte, z.B. im Kanton Genf (auf 2400 Meter Tiefe), ist um die Risikogarantie nachgesucht worden.

1988 hat im Auftrag des Bundesamtes für Energiewirtschaft ein Schweizer Ingenieurbüro zusammen mit ETH Zürich die Gesteungskosten der Heizwärme aus Tiefenwasser berechnet. Es kostet die Kilowattstunde Heizwärme (einschließlich Feinverteilung) 13,8 bis 19,6 Rappen – gegenüber 15,6 bis 16,1 Rappen bei Ölheizung, jeweils bezogen auf das Jahr 1990.

Um das Erdwärme Potential nicht aus solchen Gründen brachliegen zu lassen, hat das Eidg. Parlament Anfang 1987 einen Verpflichtungskredit in Höhe von 15 Millionen Franken auf zehn Jahre beschlossen. Diese sogenannte "Risikogarantie" deckt im Falle eines Fehlschlages in der Regel 50 Prozent der Bohrkosten, in Ausnahmefällen sogar bis zu 80 Prozent.

Vor einigen Jahren rechneten Fachleute damit, daß 5% des Wärmebedarfs der SCHWEIZ durch Geothermie gedeckt werden könnten. Inzwischen wurde man vorsich-

tiger, weil die tiefen Bohrungen risikoreich sind. Man hofft heute auf 1,5% des Heizenergiebedarfes. Gute Erfahrungen werden mit der Wärme aus Tunnels gemacht. Allein die Entwässerung der Lötschberg- und Gotthard-Basistunnel würde 10 Megawatt Wärme gratis liefern. Erdwärmesonden (bisher in der Schweiz 6.000 Anlagen) liefern heute Wärme (GEOTHERMIE 1994).

5.5 Geothermische Nutzung in der Bundesrepublik Deutschland

In Deutschland kann die geothermische Energie aus gegenwärtiger Sicht nur für Heizzwecke genutzt werden. Die Nutzung stellt sich wie folgt dar:

In der Bundesrepublik Deutschland waren im Jahre 1984 etwa 205.000 Wärmepumpen installiert. Es wird geschätzt, daß etwa die Hälfte davon die Wärme aus dem Boden bzw. Grundwasser mittels Bohrungen bis zu ca. 50 m Tiefe extrahiert. Dies entspricht einer installierten Leistung von 100 – 200 MWt.

Die Nutzung mittels Erdkollektoren (Rohrmatten) ist in über 100 Fällen bekannt.

Erdwärmesonden (Flachbohrungen) sowohl bis ca. 50 m als auch bis ca. 200 m Tiefe werden bereits in mindestens 60 Fällen genutzt.

In den alten Bundesländern sind geothermische Ressourcen und Reserven vor allem im Oberrheingraben und im Molassebecken ausgewiesen (HAENEL und STAROSTE 1989). Die wahrscheinlichen Reserven betragen $35 \cdot 10^{14} \text{J}$, was einem Heizwert von mindestens 300 Mio. Tonnen Erdöl entspricht. Das Gebiet der neuen Bundesländer (ehemalige DDR) ist großflächig geothermisch kartiert worden (KATZUNG, 1984). Die installierbare Leistung von Heizkraftwerken wird dort auf mindestens 1000 MW geschätzt (SCHULZ, 1991).

In dem Bereich der alten Bundesländer werden ca. 11 MW geothermisch genutzt, und zwar in 15 Anlagen meistens in Süddeutschland. Auf dem Gebiet der ehemaligen DDR stehen 3 Anlagen (Waren, Neubrandenburg und Prenzlau) mit einer Leistung von 22 MW und einer jährlichen Energieabgabe von 51 GWh (HAENEL, 1990).

In der ehemaligen DDR waren die Planungen hinsichtlich der geothermischen Nutzung weit fortgeschritten. Neben dem Ausbau der geothermischen Heizzentrale in Neubrandenburg waren weitere Anlagen in der Planung oder befanden sich in der Exploration. Bis 1995 sollten 100 MW und bis zur Jahrtausendwende 250 – 300 MW installiert sein (HAENEL, 1990; SCHULZ, 1991).

Auf Grund der politischen Vereinigung haben sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wesentlich geändert. Die drei bestehenden Anlagen müssen teilweise saniert werden, um vor allem durch Automatisierung des Übertagebetriebes zu einer wesentlichen Senkung der Betriebskosten zu gelangen (BUSSMANN et al. 1991). Neue Wirtschaftlichkeitsberechnungen (BACHMANN und STÄNDER, bisher unveröffentlicht) führen zu Wärmepreisen zwischen 4,2 und 8,9 Pfennig pro kWh. Auf dieser Grundlage sind die Planungen für neue geothermische Anlagen in Nordostdeutschland wieder aufgenommen worden, (SCHIEFERDECKER, 1991).

Bei realistischer Einschätzung des geothermischen Potentials und der technischen Möglichkeiten könnte bis zum Jahr 2000 in der Bundesrepublik Deutschland geothermi-

sche Energie als Wärme mit einer installierten Leistung von mindestens 300 Megawatt direkt genutzt werden, was nur einen kleinen Teil der Kapazität nachgewiesener und nutzbarer geothermischer Vorräte bedeutet.

Zur Zeit (1993) wird in Neustadt–Glewe, ca. 25 km südlich von Schwerin, ein Wärmeversorgungskonzept in Angriff genommen, mit dem die Nutzung der hydrothermalen Geothermie demonstriert werden soll. Geplant ist die Versorgung eines Wohn- und Gewerbegebietes mit Raumheizung und Warmwasser sowie eines Industriegebietes mit Prozeßwärme. Von der geplanten Leistung der Heizzentrale (12 MW) sollen 6,5 Megawatt aus der Geothermie stammen. Die Grundsteinlegung erfolgt im Frühjahr 1994, der Probetrieb ist für Oktober 1994 vorgesehen (RUMMEL, F., KAPPELMEYER, O.; 1993).

Es ist bekannt, daß die geothermischen Anlagen in Deutschland für Heizzwecke im Grenzbereich der Wirtschaftlichkeit liegen. Gelingt es hingegen, die Energie im Kaskadenbetrieb zu nutzen, so kann die Wirtschaftlichkeit verbessert werden. Auf Grund der vorangegangenen Ausführungen ist davon auszugehen, daß in der Bundesrepublik Deutschland bzw. Gesamtdeutschland die geothermische Energie weder zur Erzeugung von elektrischem Strom noch zentral in großem Umfang für Heizzwecke genutzt werden kann. Hingegen kann die geothermische Energie dezentral in kleineren Anlagen eine wirkungsvolle und umweltfreundliche Ergänzung des Energiebedarfs darstellen. Aus den Abschätzungen der Ressourcen und Reserven geht hervor, daß Doubletten in Deutschland voraussichtlich nur mit einer thermischen Leistung von etwa max. 35 MW betrieben werden können.

Regionale Kooperationen zur Überarbeitung der Basisdaten (wie Temperatur und Ressourcen–Atlanten) existieren zwischen der Fa. Geothermie Neubrandenburg GmbH und der deutschen Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. Auch in der Entwicklung der Hot–Dry–Rock–Technik arbeiten einige Forschungsinstitute in Urach (Schwäbische Alp) und Falkenberg (Bayern) zusammen. Auf diesem Sektor gibt es weiters eine deutsch–französische Kooperation in Soultz (nördliches Elsaß) (GENTER, 1991).

5.6 Geothermische Nutzung in Island

Island kann wegen positiver Wärmeanomalien als klassisches Land der Geothermie bezeichnet werden, weil das aus Basalt, Breckzie, hyaloclastischen Gestein (glasartig), Rhyolit und Magmaintrusionen bestehende Speichergestein Reservoirtemperaturen von 240–300 °C aufweist.

Island wird von Norden nach Süden von einer vulkanischen Zone durchzogen, die sich im Süden in zwei Arme aufteilt. Diese Zone, auch neovulkanische Zone genannt, bildet geologisch den zentralen Grabenbereich des Mittelatlantischen Rückens. In der Nacheiszeit waren auf Island 150 bis 200 Vulkane tätig, von denen heute noch ca. 30 aktiv sind.

Die geothermischen Regionen der Insel unterteilen sich in eine Hochtemperaturzone und eine Niedrigtemperaturzone. Die Hochtemperaturregion, in der in der Regel bei 1 km Tiefe bis zu 340 °C herrschen, verläuft im Bereich des mittelatlantischen Rückens.

Insgesamt weist die Insel ca. 27 Hochtemperaturgebiete auf, von denen jedoch nur fünf geothermisch genutzt werden. Die Niedrigtemperaturzonen liegen außerhalb des neovulkanischen Gürtels. Ihre Temperatur liegt durchschnittlich unter 150 °C (FISCHER, P., V.A.; 1993).

In der Hauptstadt Reykjavík und ihrem Umland leben 50 Prozent aller Isländer. Nahezu jeder Haushalt ist an das 845 km lange Fernwärmenetz angeschlossen. Nur vor 1972 gebaute Häuser in entlegenen Vororten haben noch einen, meist für die offene Feuerstelle nötigen Schornstein. Für ganz Island gilt, daß 86% aller Haushalte geothermisch beheizt werden. Die Anfänge der geothermischen Nutzung reichen jedoch bis in das Ende des 18. Jahrhunderts zurück, als die Isländer versuchten, mit Hilfe der Erdwärme Salz aus dem Meer zu gewinnen. Dieser Versuch wurde aber bald aufgegeben. Der Schritt zur Fernwärme dauerte noch einige Jahrzehnte. Anfangs wurden einige öffentliche Gebäude und siebzig Häuser in Reykjavík mit Fernwärme versorgt. Die Versuche, Gewächshäuser zu beheizen, verliefen seit 1924 zufriedenstellend. Von der geothermischen Energie, die in den Niedrigtemperaturfeldern gewonnen wird, entfallen 82% auf die Raumheizung, 6% verbraucht die Industrie, 5% werden an die Thermal-Schwimmbäder geliefert, 4% benötigen die 150.000 m³ Unterglasflächen für den Gemüseanbau und die Blumenzucht, 3% wird zum Schneeschmelzen benötigt.

So ist es zu erklären, daß diese Energiequelle mit ca. 6 % bzw. einer Leistung von 260 GWh/Jahr zum gesamten nationalen Energieaufkommen beiträgt.

Tab. 11: Geplante und existierende Erdwärmekraftwerke:

Ort	Jahr (Plan)	Typ Einheiten	Zahl	installierte Kapazität (geplante) in MW
Krafla	1977	2-Flash	1	30,0
	(1995)	2-Flash	1	(30,0)
Námafjall	1969	1-Flash	1	3,0
Svartsengri	1978	1-Flash	3	8,0
	1989	Binär	3	3,6
	(?)	Binär	4	4,8
Nesjavellir	(1993-98)	1-Flash	2	(60,0)

(Quelle: Symposium on Geothermal Energy 1990)

Der Primärenergiebedarf Islands wird zu einem Drittel durch Dampf und Heißwasser aus dem vulkanischen Untergrund abgedeckt. Ein Viertel liefert die Wasserkraft, der Rest entfällt auf Import-Öl.

6 WIRTSCHAFTLICHE ÜBERLEGUNGEN ZUR GEOTHERMIENUTZUNG

6.1 Wirtschaftlichkeit der technischen Anlagen

Zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit geothermaler Anlagen stehen mehrere Rechenverfahren zur Verfügung. In Anlehnung an HAENEL (1990) kann eine einfache und trotzdem recht brauchbare Formel zur Kostenabschätzung einer geothermischen Anlage herangezogen werden:

Formel zur Kostenabschätzung einer geothermischen Anlage:

$S = \frac{1}{N} \left[\left(i \sum_{n=1}^n \frac{S_n (1+i)^{a_n}}{(1+i)^{a_n-1}} \right) \right] + S_{n+1}$	<p>S ... Produktionskosten pro kWh N ... pro Jahr reduzierte kWh S_n ... Installationskosten S_{n+1} ... jährliche Betriebskosten i ... Zinssatz a_n ... Amortisationszeit</p>
--	---

Beispiel:

Produktionsbohrung	S ₁ = 3,43·10 ⁶ DM, a ₁ = 40 a
Reinjektionsbohrung	S ₂ = 1,64·10 ⁶ DM, a ₂ = 50 a
3 Pumpen	S ₃ = 0,17·10 ⁶ DM, a ₃ = 20 a
Heizzentrale	S ₄ = 5,30·10 ⁶ DM, a ₄ = 35 a
Pipelines	S ₅ = 3,26·10 ⁶ DM, a ₅ = 33 a
Gas für Wärmepumpen	0,170·10 ⁶ DM
Stromkosten für Förderpumpen	0,031·10 ⁶ DM
Öl für Wärmepumpen	0,030·10 ⁶ DM
Techniker	0,070·10 ⁶ DM

$$S_{n+1} = 0,301 \cdot 10^6 \text{ DM}$$

$$S = 0,065 \text{ DM/kWh}$$

In dem – zur Erläuterung der einzelnen Komponenten – aufgeführten Rechenbeispiel für eine 7 MWth-Anlage lassen sich die kostenintensiven Positionen wie Bohrungen und Wassertransport-Verbindungen herausrechnen.

Aus diesen und analogen Abschätzungen geht außerdem hervor, daß im Falle eines Doublettenbetriebes der Verbraucher nicht weiter als ca. 5 km von der Extraktionsbohrung entfernt sein sollte.

Es ist bekannt, daß in Mitteleuropa die geothermischen Anlagen für Heizzwecke im Grenzbereich der Wirtschaftlichkeit liegen. Gelingt es hingegen, die Energie im Kaskadenbetrieb zu nutzen, so kann die Wirtschaftlichkeit verbessert werden. Eine weitere Möglichkeit ist die Kombination von geothermischer Energie als Basiswärme mit konventionellen Energieträgern, die den Spitzenbedarf abdecken.

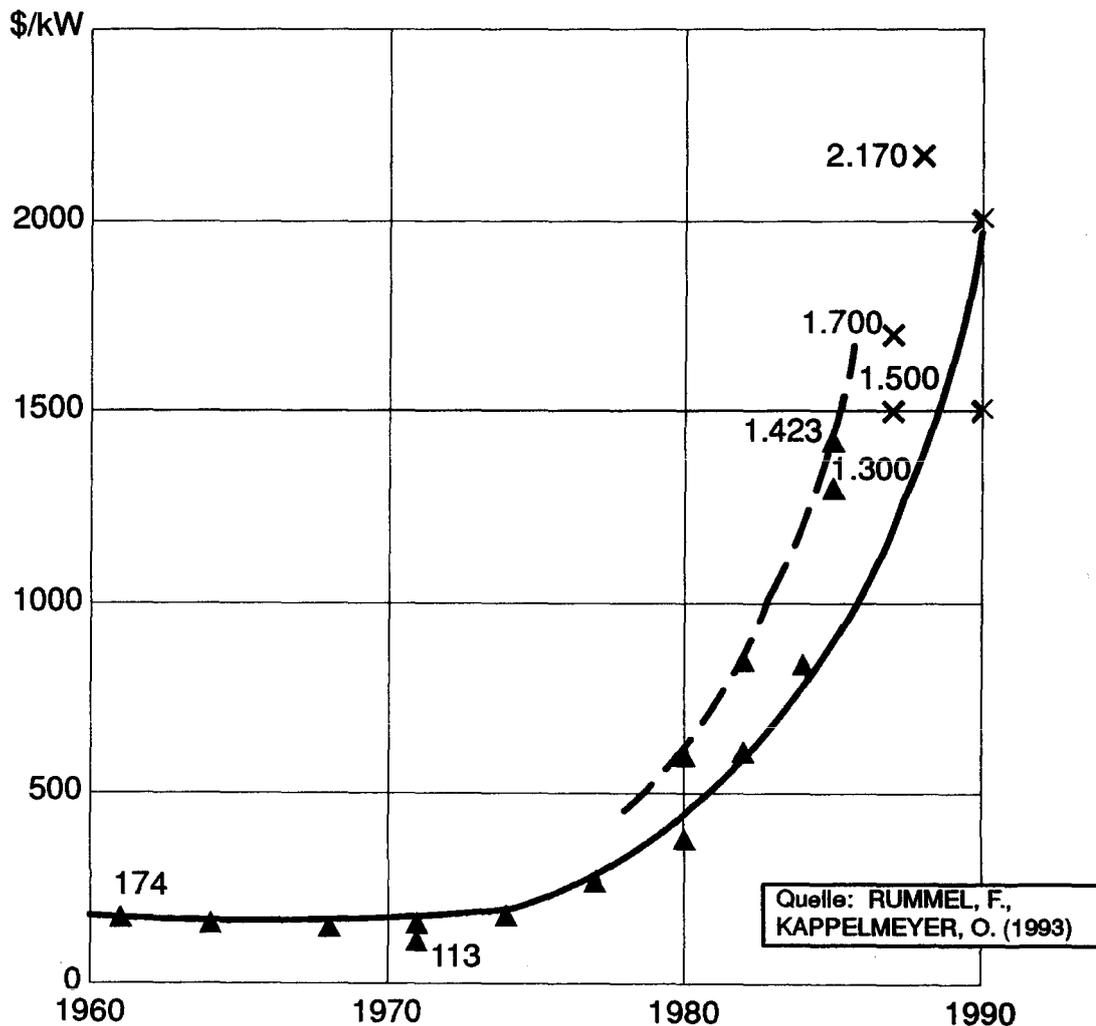
Auf Grund der vorangegangenen Ausführungen ist davon auszugehen, daß in Mitteleuropa die geothermische Energie weder zur Erzeugung von elektrischem Strom noch zentral großflächig für Heizzwecke genutzt werden kann. Hingegen kann die geothermische Energie dezentral in kleineren Anlagen eine wirkungsvolle und umweltfreundliche Ergänzung des Energiebedarfes darstellen. Aus den Abschätzungen der Ressour-

cen und Reserven geht hervor, daß z.B. Doubletten in Deutschland wie bereits erwähnt voraussichtlich nur mit einer thermischen Leistung von etwa max. 35 MW betrieben werden können.

Wirtschaftlicher Grundsatz ist es, den gesamten Thermalwasserkreislauf von der Entnahme aus der Speicherschicht bis zur Reinjektion des abgekühlten Thermalwassers mit möglichst geringem Energieaufwand zu betreiben (BUSSMANN, 1991).

Entscheidende Voraussetzungen zu Realisierung dieser grundsätzlichen Forderung werden bereits beim Niederbringen der Bohrungen bzw. deren Komplettierung geschaffen. Auftretende Mängel und Fehler innerhalb des Energiekreislaufes können die Wirtschaftlichkeit beim späteren Betrieb in Frage stellen.

Aus Wirtschaftlichkeitsgründen werden große Förder- und Verpreßraten gefordert. Diese liegen im Bereich von 50 m³/h bis 2.000 m³/h.



Die Bohrkosten steigen mit der Tiefe rasch an. Erfahrungswerte aus Frankreich nennen für eine 1.000 m tiefe Bohrung mit 18 cm Durchmesser rund 1,2 Millionen Francs, für 3.000 m aber schon 4,5 Millionen Francs (einschließlich der Verrohrung) (BUNDESAMT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT, 1990).

In Österreich liegen die Bohrkosten bei ÖS 6.000,-/lfm (mit Verrohrung, in der Bundesrepublik Deutschland pro Laufmeter DM 1.500 – 2.000,- (HEINEKE, mündl. Mittei-

lung)). Aufgrund der Bohrkosten halten Fachleute 2.000 m bis 3.000 m für die ökonomische Höchsttiefe einer geothermischen Erschließung.

Der teuerste Komplex sind die Bohrungen für Förderung und Reinjektion des Thermalwassers, welche in der Regel 40 % – 60 % des Investitionsaufwandes ausmachen.

6.2 Betriebs- und Investitionskosten

Die spezifischen Erschließungsinvestitionen in Deutschland in DM je kW sind stark teufen- und produktivitätsabhängig. Sie liegen unter 2000 DM/kW in einem Teufenbereich ab 2.000 m bei einer Produktivität/Injektivität der Bohrungen von 100 m³/h und sinken für 150 m³/h bereits unter 1.400 DM/kW. Entsprechend niedrig gestalten sich die kapitalgebundenen Kosten. Der Bereitstellungsaufwand in Pfennig je kWh ist von der Teufe des Nutzhorizontes, dessen Produktivität/Injektivität und der zeitlichen Auslastung der geschaffenen Wärmekapazität, ausgedrückt im Auslastungskoeffizienten K_a abhängig (BUSSMANN, 1991).

Aufgabe der potentiellen Auftraggeber (Kommunen) ist es, geeignete Verbraucherstrukturen für eine geothermale Heizzentrale zu schaffen (BUSSMANN, 1991). Der Bedarf an Wärmeenergie sollte bei 5 MW oder darüber liegen. In Betracht kommen könnten neben privaten Verbrauchern vor allem öffentliche Einrichtungen und kleinere Wirtschaftsbetriebe wie Gärtnereien, Fischzuchtbetriebe, landwirtschaftliche Produktionsstätten u.a. (vgl. GOLDBRUNNER, 1990 c).

Einen wichtigen **Betriebskostenfaktor** stellen die Filterkosten dar, z.B. in der geothermischen Heizzentrale im Ort Waren DM 0,20 je geförderten m³ Thermalwasser.

Im Vergleich zu Primärenergieträgern wie Öl oder Gas läßt sich verallgemeinernd feststellen, daß ein wirtschaftlich interessanter Aufwand im Bereich von 3 – 5 Pf/kWh erreicht wird, wenn

- die Produktivität/Injektivität 100 – 150 m³/h beträgt,
- die Teufe des Speicherhorizontes über 1.500 m, die Thermalwassertemperatur über 60 °C liegt und
- eine Auslastung der Kapazität von 6.000 – 8.000 Vollaststunden gesichert wird (BUSSMANN, 1991).

Generell muß betont werden, daß jedes geothermische Projekt nach eigenständigen, standortspezifischen Parametern geprüft werden muß, um ökologische und ökonomische Risiken zu vermeiden.

7 BARRIEREN BEIM EINSATZ VON GEOTHERMIE

7.1 Gesetze

In Österreich muß nach Festlegung der Bohrung unter Vorlage des Projektes ("technischer Bericht") bei der Wasserrechtsbehörde um die wasserrechtliche Bewilligung zur Durchführung der Probebohrung inklusive eines Pumpversuches angesucht werden. Die Verfahren werden von der Wasserrechtsbehörde des jeweiligen Bundeslandes abgewickelt.

Die Berggesetznovelle 1990 (BGBl.Nr. 355. vom 29. Juni 1990) ist seit 1. Jänner 1991 in Kraft und brachte eine stärkere Einbeziehung der Bergbehörde in die wasserrechtlichen Verfahren für Bohrlöcher tiefer als 100 m mit sich, wenn diese "für die Erforschung von Vorkommen geothermischer Energie sowie des Gewinnens der Erdwärme" herangezogen werden. Die Bergbehörde ist daher nur für den bergbautechnischen Teil der Bohrung zuständig. In der Praxis bedeutet dies, daß für die Niederbringung und Nutzung einer geothermischen Tiefenbohrung zwei parallel laufende Verfahren (wasserrechtlich und bergrechtlich) notwendig sind. Für die Nutzung des Wassers muß bei der Wasserrechtsbehörde gesondert angesucht werden, die u.a. eine Wiedereinbringung der thermisch abgearbeiteten Wässer mittels einer Reinjektionsbohrung in den Untergrund vorschreiben kann.

7.2 Technik

Eine Reinjektion abgearbeiteter Wässer bringt technische Probleme mit sich.

Grundsätzlich soll mit der Reinjektion der thermische abgearbeiteten Wässer zwei Zielsetzungen verfolgt werden:

- Beseitigung der Wässer ohne schädlichen Einfluß auf die Umwelt
- Erhaltung der Lagerstättenenergie.

Durch das reinjizierte Wasser wird das Reservoir innerhalb einer Einflußzone um die Reinjektionsbohrung abgekühlt. Gelangt z.B. das relativ kalte Wasser ($< 30\text{ °C}$) in den Bereich der Potentialabsenkung der Produktionsbohrung kann die Fördertemperatur wesentlich abnehmen, was unter Umständen die Wirtschaftlichkeit des Projektes gefährden kann (GOLDBRUNNER, 1990).

Auf die Verhältnisse z.B. in Oberösterreich übertragen, bedeutet dies, daß in Ermangelung von genauen Daten über das Fließsystem im Malmaquifer die Produktions- und Reinjektionsbohrung nicht im Bereich ein und desselben Störungssystems loziert werden sollte, um die Gefahr eines hydraulischen und thermischen Kurzschlusses so gering wie möglich zu halten. (BUSSMANN, 1991; GOLDBRUNNER, 1991).

Physikalisch-chemische Effekte erfolgen durch Ausfällungen. Tabelle 11 gibt einen Überblick über die meistverbreiteten Ausfällungen, welche an Verrohrungen, Produktions-Tubings und Obertage-Installationen bei Produktionsbohrungen auftreten können (nach DAM, A. und VETTER, 1985):

<i>Tab. 12: Physikalisch-chemische Effekte bei Produktionsbohrungen (nach DAM und VETTER, 1985)</i>		
<i>Bezeichnung</i>	<i>chem. Formel</i>	<i>primär beeinflussende Variable</i>
<i>Calciumcarbonat</i>	<i>CaCO₃</i>	<i>Partialdruck Kohlendioxid (PCO₂) Temperatur gelöste Stoffe</i>
<i>Calciumsulfat: Gips Hemi-Hydrat Anhydrit</i>	<i>CaSO₄ x 2H₂O CaSO₄ x 1/2 H₂O CaSO₄</i>	<i>Temperatur gelöste Stoffe Druck</i>
<i>Bariumsulfat (Baryt) Strontiumsulfat (Zölestin)</i>	<i>BaSO₄ SrSO₄</i>	<i>Temperatur, Druck gelöste Stoffe</i>
<i>Eisenspezies: Siderit Eisensulfid Eisen (II) Hydroxid Eisen (III) Hydroxid Fe(OH)₃ Eisen (II) Oxid</i>	<i>FeCO₃ FeS Fe(OH)₂ pH-Wert Fe₂O₃</i>	<i>Korrosion gelöste Gase</i>

Bei Reinjektionsbohrungen können folgende mechanische Effekte bzw. Probleme auftreten (DAM, A. und VETTER, 1985):

Mobilisation von Formationspartikeln, welche zu:

- Verengungen des Bohrloches
- Formationsinvasion und Heruntersetzen der Permeabilität
- Auffüllen der Bohrung
- Verstopfen der Perforation

Die hier erwähnten Aspekte betreffen die etwaigen Zusammenhänge zwischen einzelnen Bohrungen. Bei der Reinjektion sind jedoch auch Probleme zu beachten, welche aus den chemischen und physikalischen Eigenschaften des reinjizierten Fluids resultieren. Man spricht von "Injektibilität" des Fluids im Gegensatz zur "Injektivität", welche die Eigenschaften des Reservoir-Gesteins beschreibt.

Im Rahmen der Betriebsführung muß durch den Systemzustand eine Partikelbildung weitgehend verhindert werden (Innenbeschichtung des Thermalwasserkreislaufs, Sondeninstallation zur Vermeidung des Sandaustrags) und durch eine geeignete Filtertechnologie der Partikeleintrag auf ein für den Speicher unschädliches Maß reduziert werden.

Hochmineralisierte Thermalwässer z.B. des Mesozoikums stellen auf Grund ihrer Zusammensetzung und ihrer Temperatur extreme Biotope dar und können **mikrobiologische Effekte** bewirken.

Es kommt zur Entwicklung von Mikroorganismen, deren Aktivitäten durch Kohlenstoffquellen (z.B. Bohrspülungen) initiiert bzw. verstärkt werden.

Wahrscheinliche Ursache des Bakterienbefalls ist die Infizierung des untertägigen Speicherbereichs während der Aufschluß- und Komplettierungsarbeiten. Als Haupt-

vertreter wird eine Gattung anaerober, thermo- und halophiler sulfatreduzierender Bakterien "desulfovibrio" angesehen. Diese Spezies konnte bisher im Thermalwasserkreislauf in allen geothermischen Heizzentralen nachgewiesen werden. Daneben treten untergeordnet noch andere Mikroorganismenstämme auf, die bisher für den technologischen Prozeß jedoch ohne Bedeutung sind.

Bakterienbefall betreffen in erster Linie klassische Reservoirs (z.B. Sandstein). Im Pariser Becken mußte eine Bohrung wegen Herabsetzung der Permeabilität durch Bakterienbefall ("clogging") stillgelegt werden.

Zwischen Produktions- und Reinjektionsbohrung ist ein möglichst geschlossenes System anzustreben, um Entgasungen der im Aquifer vorhandenen Gase und die Aufnahme von Luft-Sauerstoff zu verhindern.

Aus diesem Grund und wegen der möglichen bakteriellen Beaufschlagung sind balneologisch genutzte Wässer nur nach entsprechender Vorbehandlung für eine Reinjektion geeignet. Aus technischer Sicht sind daher bei geothermaler Nutzung geschlossenen Nutzungskreisläufen der Vorrang zu geben.

8 UMWELTASPEKTE DER GEOTHERMIENUTZUNG

Mit der Nutzung geothermaler Energie können verschiedenartige Emissionen (gasförmige, fluide, salinäre) chemische Verschmutzungen des Grundwassers sowie dessen Erwärmung verbunden sein. Weiters können Massenbewegungen und Erdbeben hervorgerufen werden. Zusätzlich können Lärmbelastungen auftreten (OECD, 1988).

8.1 Umweltbelastung durch Geothermienutzung

An den geothermalen Ressourcenflächen sind u.a. folgende Schadstoffe enthalten, die bei der geothermischen Nutzung entweichen können:

- Schwefelwasserstoff
- Benzol
- Quecksilber
- Radon
- Kohlenmonoxid
- Ammoniak
- Bor

Nahezu in allen Phasen mit Temperaturen über 150 Grad wird Schwefelwasserstoff angetroffen.

Dieser entsteht durch:

- Reaktion des in den umgebenden Gestein enthaltenen Schwefels mit Wasser
- Magmatische Exhalationen
- Temperaturbeanspruchung mariner Sedimentgesteine.

Schwefelwasserstoff führt bei einer Konzentration über 1.000 ppm pro Volumseinheit (v) zum Tod. Bei über 50 ppmv können Augenschäden auftreten. Einen wichtigen Faktor stellt die Geruchsbelästigung dar, die von 20 % der Bevölkerung schon bei einer Konzentration von 0,002 ppmv wahrgenommen werden kann. Benzol kann in stärkerer Konzentration Leukämie und Veränderungen im Blutbild hervorrufen.

Messungen haben ergeben, daß 29 von 51 geothermalen Energiefeldern H₂S emittierten (OECD, 1988).

<i>Tab. 13: Umweltbelastungen durch Schwefelwasserstoffkonzentrationen (Quelle: OECD, 1988)</i>		
<i>Resource Area</i>	<i>Concentration in liquids (mg/kg)</i>	<i>Estimated Emissions (g/mw_e.h)</i>
<i>Salton Sea, California</i>	3,2	128 (a)
<i>Brawley, California</i>	55,1	2.424
<i>Heber, California</i>	0,18	20
<i>East Mesa, California</i>	0,54	60
<i>Baca, New Mexico</i>	60,7	2.125
<i>Roosevelt Hot Springs, Utah</i>	8	304
<i>Long Valley, California</i>	14	826
<i>Beowawe Hot Springs, Nevada</i>	6	348
<i>Wairakei, New Zealand</i>	– (b)	570
<i>Abuachapan, El Salvador</i>	48	1.580
<i>Otake, Japan</i>	– (b)	524
<i>Matsukawa, Japan</i>	– (b)	5.050 – 20.800
<i>Cerro Prieto, Mexico</i>	– (b)	32.000
<i>In Steam (WT %)</i>		
<i>Larderello, Italy</i>	– (b)	14.300
<i>The Geysers, California</i>	24,5	1.850

(a) *This emission rate has been recalculated.*
 (b) *The hydrogen sulphide concentration associated with the emission rate was not reported.*

<i>Tab. 14: Konzentration von Benzol in geothermalen Ressourcenflächen (Quelle: OECD, 1988)</i>		
<i>Resource area</i>	<i>Concentration (ppmv)</i>	
<i>East Mesa, California (a)</i>	85 – 379 (b)	a) <i>Water-dominated resource</i>
<i>Salton Sea, California (a)</i>	100	b) <i>Concentration was originally reported as a wt per cent in the geothermal fluid</i>
<i>The Geysers, California (c)</i>	0 – 45,5	c) <i>Vapour-dominated resource</i>
<i>Larderello, Italy (c)</i>	0,3 – 38	

Quecksilber kann Störungen des menschlichen Nervensystems hervorrufen. Wenn es sich mit Wasser vermischt (Methyl-Quecksilber), kommt es zu einer Anreicherung in der Nahrungskette, speziell in Fischen ("Minamatakrankheit").

**Tab. 15: Elementares Quecksilber
in geothermalen Fluids
(Quelle: OECD, 1988)**

<i>Resource area</i>	<i>Concentration (g/kg of geofluid)</i>
<i>Salton Sea, California</i>	$1,8 \times 10^{-6}$
<i>East Mesa, California</i>	$6,0 \times 10^{-6}$
<i>Puna, Hawaii</i>	$3,4 \times 10^{-6}$
<i>Cerro Prieto, Mexico</i>	$2,5 \times 10^{-6}$

Radioaktives Gas Radon (^{222}Rn) mit einer Halbwertszeit von 3,8 d, entsteht beim Zerfall des natürlich vorkommenden ^{238}U . In Geysieren wurden Ausstoßraten von $2,6 \times 10^{-6}$ bis 150×10^{-6} pCi/m²/sec gemessen. Es stellt jedoch, bedingt durch den schnellen Zerfall, keine besondere gesundheitliche Gefährdung dar.

Kohlendioxid (CO_2) trägt zum Treibhauseffekt bei und kann zu globalen Klimaänderungen führen.

Ammoniak ist nicht sehr aggressiv, da es rasch diffundiert. Es kann aber mit anderen Substanzen (z.B. Schwefelwasserstoff) reagieren.

Bor kann schädigend auf die Vegetation wirken.

In der flüssigen Phase sind Natriumchlorid, Natriumsulfat, Kaliumchlorid, Kalziumkarbonat, usw. in geothermalen Wässern enthalten. Auch gelöste Schwermetalle sind sehr häufig.

Speziell Silizium kann zu technischen Problemen führen (Rohrverstopfung). Weiters kann die Salinität (Salzgehalt) korrosiv auf Metallteile wirken.

Ein anderes Problem stellt die erhöhte Temperatur bei der Reinjektion dar, die zu einer Veränderung der Temperatur des Grundwasserkreislaufes und damit zu einer Förderung des Wachstums von Phytoplankton und Algen führt.

Das Entfernen großer Flüssigkeitsmengen aus dem Untergrund kann in Geothermalfeldern zu Absenkungen der Oberfläche führen.

Beispiele dafür kennt man aus der Wairakei/Neuseeland, wo es auf einer Fläche von 65 km² zu einer jährlichen Absenkung von 0,4 m kam. Der Gesamtabsenkungsbetrag erreichte 3 m. Ähnliche Erscheinungen waren im Imperial Valley (California) zu beobachten, wo es im Zeitraum zwischen 1972 und 1977 zu einer Absenkung von 20 cm kam (OECD, 1988).

Durch eine kontinuierliche Entnahme und Reinjektion von Flüssigkeiten kann es speziell in tektonischen Schwächezonen zu einer induzierten Seismizität (erhöhte Erdbebenaktivität) kommen. Besonders die Hochdruck-Einpressung von Flüssigkeiten erscheint problematisch.

Der Flächenbedarf für die Erkundung und für den Betrieb geothermaler Anlagen ist sehr groß. So benötigt man z.B. für eine 1.000 MW Anlage, die aus zehn 100 MW Sets besteht, eine Fläche von 20 – 40 km².

Die Erkundungsbohrung benötigt ca. 1.000 – 5.000 m² an Landesoberfläche.

Im Rahmen der Nutzung geothermaler Energie kommt es zu verschiedenen Formen der **Lärmentwicklung**. Lärmprobleme entstehen speziell beim Einsatz von Bohranlagen, die in einem Umkreis von 15 m etwa 65 – 120 dBA Lärm verursachen können und während des Betriebes der Förderanlagen, wo es in einem Umkreis von 1,5 – 3 m zu Belastungen bis 85 – 120 dBA kommen kann.

8.2 Maßnahmen zur Vermeidung von Umweltbelastungen

Zur Vermeidung von Umweltbelastungen insbesondere zur Abscheidung von Luftschadstoffen (z.B. Schwefelwasserstoff) aus dem Dampf stehen verschiedene Techniken zur Verfügung, die ursprünglich für andere Industriebereiche konzipiert wurden und für die spezielle Anwendung in der geothermalen Nutzung modifiziert wurden.

Das wichtigste Verfahren zur Eliminierung von H₂S stellt der Stretford-Prozeß dar:

Die Abgase werden mit einer Lösung in Kontakt gebracht, die Natriumkarbonat, Kalzium-Metavanadat und Anthrachinondisulfon-Säure enthält.

Eine weitere Möglichkeit bietet ein Verfahren, bei dem Kupfersulfat verwendet wird, um das H₂S zu entfernen, noch bevor der Dampf die Turbinen der geothermalen Anlage erreicht. Dieses System ist sowohl für dampfdominierte als auch für wasserdominierte Ressourcen einsetzbar.

Eine Kontrolle und Reinigung der flüssigen Phase (**Abwasser**) ist besonders beim Reinjektionsprozeß notwendig. Dazu stehen viele verschiedene Techniken, sowohl einfachere (Schwereretrennung, Filtration, Ausflockung) als auch aufwendigere (Elektrodialyse, Ionentauscher, umgekehrte Osmose), zur Verfügung.

Es darf aber nicht vergessen werden, daß alle diese Reinigungsarten einen hohen Kostenaufwand verursachen.

in Altheim/Oberösterreich liegt die Gesamtmineralisation des geförderten Thermalwassers der Bohrung bei 1,3 g/l. Es handelt sich dabei um einen Natrium-Bicarbonat-Chlorid-Typ, der eine Reinjektion bei Dauerbetrieb erforderlich macht.

Massenbewegungen (Absenkungen der Oberfläche) lassen sich leicht durch eine Reinjektion von Wasser vermeiden, jedoch ist zu beachten, daß die Förder- und Reinjektionsbohrung in genügender Entfernung zueinander abgeteuft werden müssen.

Es sind auch genaue Kenntnisse des geologischen Untergrundes erforderlich, um zu vermeiden, daß trotz erfolgter Reinjektion der Boden um die Förderanlage absinkt und sich im Bereich um die Reinjektionsanlage hebt, da es bedingt durch fehlende Permeabilität/Porosität im Untergrund zu keinem Wasseraustausch kommen kann. Die erhöhte Seismizität ist in Verbindung mit Absenkungserscheinungen zu sehen und wird stark von der unterlagernden geologischen Struktur, dem Druck der Injektion und von der Tiefe der abgeteuften Bohrung abhängig.

Bei der Lärmvermeidung von geothermischen Anlagen können verschiedene Arten von Schalldämpfern eingesetzt werden, die zu einer Lärmreduktion bis zu 42 % beitragen können.

Bei der Nutzung geothermaler Energie können nicht nur verschiedene Emissionen die Umgebung belasten, zudem können bei großflächiger Nutzung auch Bodenbewegungen (Hebungen und Senkungen) initiiert werden. Um die Umweltauswirkungen von Geothermieanlagen abschätzen zu können, sollten integrale Umweltverträglichkeitsprüfungen insbesondere für Neuanlagen vorgeschrieben werden.

9 SYSTEMANALYSE FÜR GEOTHERMISCHE NUTZUNG

Bei einer Standortanalyse für eine Lozierung einer Geothermieaufschließung sind folgende Kriterien maßgebend. (GOLDBRUNNER, 1990 c):

- Geologische Verhältnisse des Untergrundes
- Topographische Verhältnisse
- Besitzverhältnisse, Zufahrtsmöglichkeiten
- Lage der Bohrung im Bezug zum späteren Nutzer.

Den geologischen Verhältnissen des Untergrundes kommt bei der Bohrlokation größte Bedeutung zu, wobei jedoch zwischen Bohrungen, deren Aufgabe es ist, Aquifere (wasserführende Gesteine) in primär-porösen Gesteinen (z.B. Sandstein, Konglomerate) aufzuschließen, und solchen, welche auf Kluftgesteinsaquifere (Gesteine mit sog. sekundärer Porosität) angesetzt sind, unterschieden werden muß (vgl. Abb. 5).

Bei Gesteinen mit primärer Porosität und einer flächenhaften Verbreitung können bei der Wahl des Aufschließungsstandortes innerhalb eines bestimmten Gebietes auch nichtgeologische Auswahlfaktoren berücksichtigt werden.

Bei Kluftgesteinsaquiferen, bei denen sich die Wasserwegigkeit zumeist auf den Bereich von Störungs- und Verwerfungszonen beschränkt, ist es notwendig, die Bohrung im Nahbereich einer solchen Störung (man spricht auch von Struktur) anzusetzen.

Die topographischen Reliefverhältnisse können für die Förderbedingungen einer Bohrung von technischer Bedeutung sein. Meist sind Tiefengrundwasseraquifere in Talbereichen leicht überhydrostatisch, d.h. sie laufen von alleine über (z.B. Altheim, OÖ), da der Druckabbau in Fließenergie umgesetzt werden kann. Bei topographischer Relieferhöhung geht dieser Zustand verloren und es muß zusätzlich Energie für den Pumpbetrieb aufgewendet werden (z.B. Bohrungen von Loipersdorf). Dies bewirkt eine zusätzliche Erhöhung der Systemkosten (vgl. Abb. 7 und Abb. 8).

Bei der Wärmeversorgung auf der Basis konventioneller Energieträger sind größere Transportdistanzen zwischen Förder- und Produktionsstandort bzw. Verbraucherzentrum möglich. Dazu kommen große Umwelt- und Entsorgungsprobleme am Produktionsstandort durch Asche und Luftbelastungen (CO_2 , NO_x , SO_2) hinzu.

Bei der geothermischen Wärmeversorgung übernimmt eine sogenannte geothermische Heizzentrale die Förderung des Thermalwassers, die Energieumwandlung und den Energietransport. Fremdenergie für Antriebszwecke ist nur fallweise erforderlich. Die geothermische Nutzung sollte möglichst "vor Ort" erfolgen, um transportempfindliche Wirtschaftsnutzung zu ermöglichen.

Die Lage der Bohrung im Bezug zur Nutzung muß aufgrund der Notwendigkeit einer Leitungsverlegung und damit möglicherweise verbundenen besitzrechtlichen Schwierigkeiten Bedeutung bei- gemessen werden.

Von technischer Seite stellt die Thermalwasserbeförderung auch über größere Distanzen infolge guter Isolierung der Fernwärmerohre keine Probleme dar. So beträgt z.B. der Temperaturverlust in Bad Tatzmannsdorf auf einer Strecke von 2.800 m nur 0,8 °C (GOLDBRUNNER, 1990). Aus ökonomischen Gründen (BUSSMANN et al., 1990) werden Transportdistanzen von maximal 5 km angenommen.

Vielfach wurden bisher monostrukturierte Geothermienutzungssysteme installiert (z.B. für balneologische Zwecke oder Siedlungszwecke), wobei nur in wenigen Fällen eine Nebennutzung, z.B. für Warmwasseraufbereitung, Anwendung fand.

Erst in jüngerer Zeit werden für die Geothermiepotentialstandorte bzw. -gebiete multifunktionale Nutzungskaskadensysteme entwickelt. Für jeden Potentialstandort werden aufgrund seiner natürlichen Geothermieressourcen (Temperatur, Mineralisation und Schüttung) und seiner Nutzungsmöglichkeiten (z.B. Siedlungsnähe, verfügbare Flächen für landwirtschaftliche Nutzung) Systemkonzepte entwickelt und dem Standort entsprechend adaptiert.

Für die Geothermienutzung müssen zwei Systeme unterschieden werden:

- Das Produktionssystem mit Förder- bzw. Reinjektionen des Nutzungswassers
- das Nutzungssystem in Form einer Kaskadennutzung "Vor Ort" (z.B. Heizzentrale) oder mit der Entfernungszunahme und Temperaturabnahme gestaffelte Flächennutzung (vgl. Abb. 8)

Das Produktionssystem soll generell als Doublette (Förder- und Reinjektionsbohrung) ausgeführt werden (z.B. Geinberg, OÖ). Grundsätzlich werden mit der Rückführung (Reinjektion) der thermisch abgearbeiteten Wässer zwei Zielsetzungen verfolgt:

- Beseitigung der Wässer ohne schädliche Einflüsse auf die Umwelt
- Erhaltung der Lagerstättenenergie.

Bei Doublettenreinjektion in einem Gebiet, das zuvor durch wenige Aufschlüsse hydrogeologisch und hydraulisch untersucht wurde, wie es fallweise regional in Österreich zutrifft, ist das Risiko des Fehlschlages einer Doublette (z.B. negative Temperaturrückkoppelungen des Einleitungswassers mit der Fördersonde) besonders hoch. Hier ist ein ganz erheblicher Forschungsbedarf für die Geothermieprospektion vorhanden (Abb. 8).

In Ermangelung von genauen Daten über das Fließsystem im Tiefengrundwasserleiter dürfen daher die Produktions- und Reinjektionsbohrungen nicht im Bereich ein und desselben Störungssystems loziert werden, um die Gefahr eines hydraulischen und thermischen Kurzschlusses so gering wie möglich zu halten.

Zwischen Produktions- und Reinjektionsbohrung ist ein geschlossenes System anzustreben, um Entgasungen der im Aquifer vorhandenen Gase und die Aufnahme von Luft-Sauerstoff zu verhindern. Generell stehen im Zusammenhang mit Entgasungen pH-Wertänderungen. Die Folge sind Ausfällungen ("scaling") und die Ausbildung von Partikeln, welche die Permeabilität im Nahbereich einer Reinjektionsbohrung stark reduziert (z.B. bei Sandstein, Konglomeraten und Kiesen).

**Abb.7: TECHNISCHE WÄRMEVERSORGUNGSLSÖSUNGEN AUF BASIS
KONVENTIONELLER ENERGIETRÄGER**

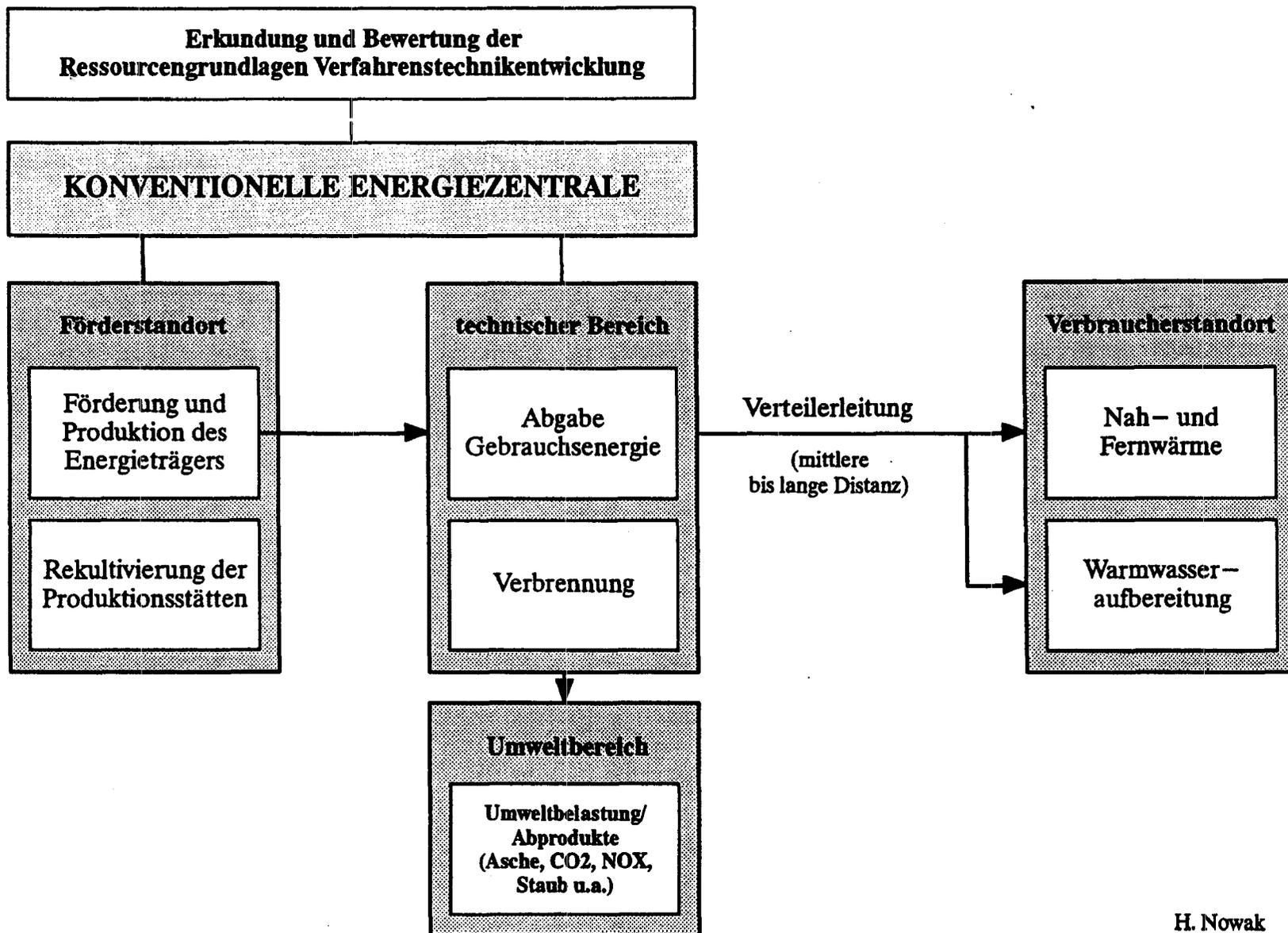
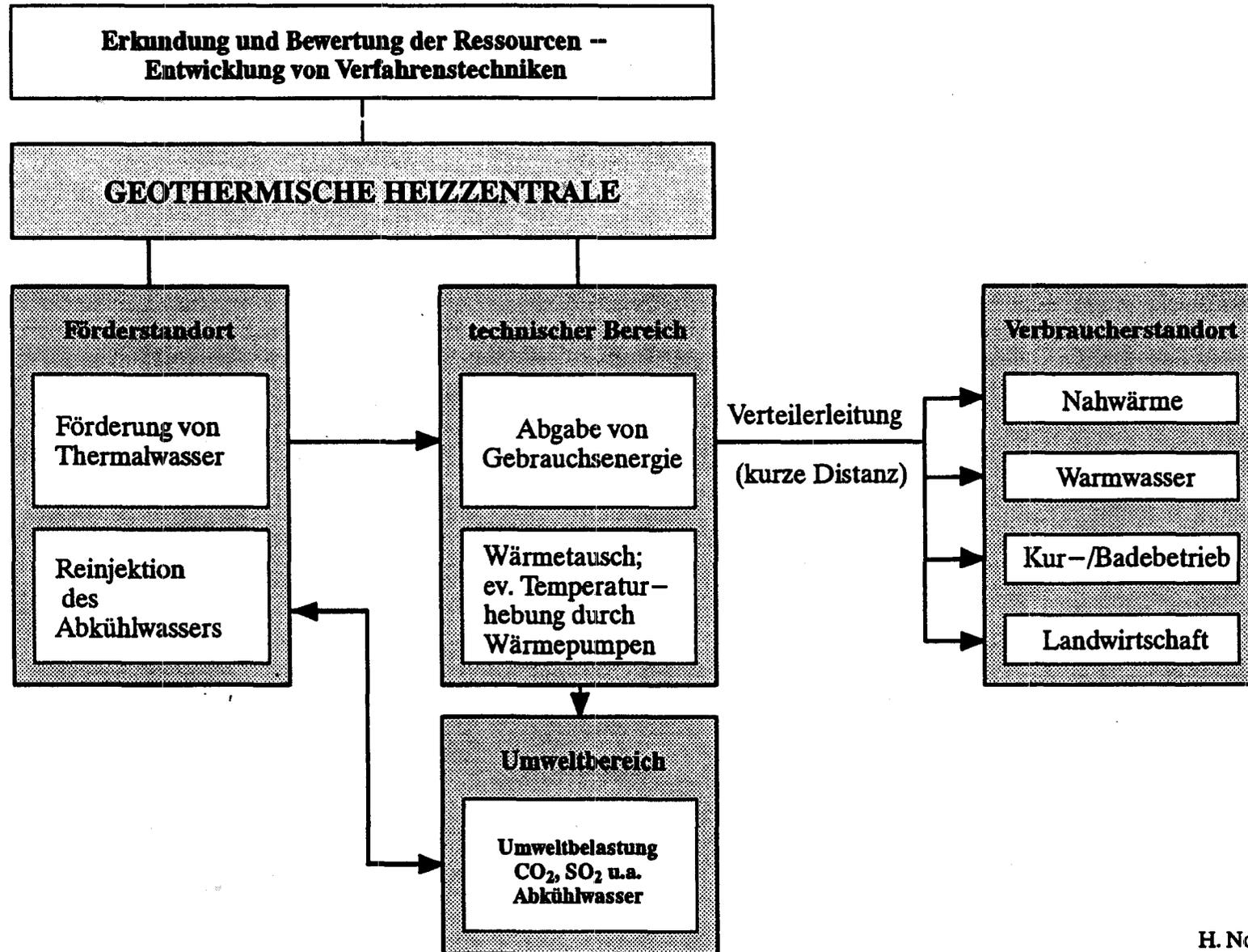


Abb. 8: TECHNISCHE WÄRMEVERSORGUNGS-LÖSUNGEN AUF BASIS DER GEOTHERMIE



10 INFORMATION, FORSCHUNGSKOORDINATION

Für die Bewertung der Geothermieressourcen und ihre technische Erschließung sind umfangreiche Geodaten erforderlich.

Auf dem Gebiete der Geothermie ist noch immer ein Forschungs- und Entwicklungsbedarf zu verzeichnen. Die Erkundung der Ressourcen und Reserven in der Verbindung mit Langzeitmessungen ist zu vervollständigen.

So stehen z.B. für ein Geothermalprojekt in NW Deutschland über 3.000 Bohrungen aus 1.000 m Tiefe zur Verfügung, in 5.000 m Tiefe sind es nur mehr 69 Bohrungen mit Meßdaten.

In Österreich liegen zahlreiche Bohrdaten aus der Kohlenwasserstoffprospektion aus dem Wiener Becken und der oberösterreichischen Molassezone vor, jedoch nur wenige aus dem steirischen Randbecken. Letztendlich sind die Geothermie und die Kohlenwasserstoffnutzung als sich ausschließende Konkurrenznutzungen anzusehen.

Regionale Geothermiekonzepte sollten mit dem Ziel der vollständigen Nutzung (Kaskadennutzung) des Wärmeangebotes erstellt werden. Teilausbeute und Teilnutzungen sind wirtschaftlich nicht vertretbar (GOLDBRUNNER, 1990 c).

Handelskammer, Landwirtschaftskammer und regionale Planungsstellen sollten rechtzeitig ein Marketingkonzept erstellen, um Absatz- bzw. Produktionsgebiete (z.B. Gemüseproduktion) zu erkunden.

In Österreich wurde die Geothermieprospektion bisher durch die Forschungsgesellschaft Joanneum bundesweit betreut, von den Gemeinden initiiert (z.B. Altheim) und die Prospektion durch Landesmittel (Steiermark und Oberösterreich) gefördert.

Aufgrund der hohen Kostenintensität geothermaler Erschließungen liegt die Finanzierung und die Risikoabdeckung fast ausschließlich bei der öffentlichen Hand.

Einzelne EG-Staaten fördern geothermische Forschungsprojekte direkt. So steht vor allem das Europäische HDR (Hot-Dry-Rock) Projekt im Vordergrund der Exploration.

In Europa hat sich durch die Zusammenführung der deutschen und französischen Forschungsgruppen im HDR-Forschungsprojekt Soultz-sous-Forets, dem auch die englische Forschergruppe der Camborne School of Mines (CSM) beitrug, eine Struktur für die wissenschaftliche Betreuung eines solchen multinationalen Projektes gebildet. Parallel dazu schlossen sich deutsche, französische und englische Firmen zu einem Industriekonsortium zusammen, das die organisatorische und technische Durchführung eines europäischen HDR-Demonstrationsprojektes an einem europäischen Standort übernehmen wird (RUMMEL, F., KAPPELMEYER, O.; 1993).

11 LITERATUR

ALTHEIM MARKTGEMEINDE (1991),
Schriftliche Mitteilung

BACHMANN und STANDER (Zit. nach Schulz, 1991 b)

BALOGH, A. (1991)
Schriftliche Mitteilung der Fa. Geotherm Budapest, Ungarn

BUNDESAMT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT (1990)
Erdwärme in der Schweiz, Bern

BUNDESGESETZBLATT Nr. 355 vom 29.6.1990 gültig mit 1.1.1991 (Berggesetznovelle)

BUNDESGESETZBLATT Nr. 896/1986,
(Geothermalgesetz)

BUSCH, K. und LUCKNER, L. (1974)
Geohydraulik für Studium und Praxis, 2. Auflage, Stuttgart

BUSSMANN, W., KABUS, F. und SEIBT, P. (Hrsg.) (1991)
Geothermie – Wärme aus der Erde. – Karlsruhe; 216 p.

CATALDI, R., FERRARA, G.C., PALMERINI, C.G., SABATELLI, F. (1991),
Comparative Progress Report 1985–89 and projections on future development of geothermal energy in Italy, International Symposium on Geothermal Energy, Davis CA, 1990
In: Geothermal Resources Council, Transactions, Vol.14, Part 1, 1991

DAM, A. und VETTER, (1985),
Reinjection of oilfield brines into clastic reservoirs and its bearing on the reinjection of low enthalpy geothermal brines.–Proceedings of the Third International Seminar on the Results of EC Geothermal Energy Research, Munich, 29 Nov.–1. Dez. 1983, Luxemburg

FISCHER, P. (1993)
Geothermie – Erdwärme als alternative Energie
Aktuelle CORNELSEN Landkarte, Berlin

FORSCHUNGSZENTRUM GRAZ, (1980),
Beispiele der Nutzung geothermaler Energie in Frankreich und Ungarn. In: Information Geothermie, Heft 2, Graz

FREESTON, D.H., (1990),
Direct Uses of Geothermal Energy in 1990.
In: GRC Bulletin 19, (7)

GENTER, A. & TRAINEAU, H. (1991),
Geological survey of the HDR borehole EPS 1. BRGM–IMRG Report R 324433; Orleans.

GEOthermie (1994)
Mitteilung der schweizer Vereinigung für Geothermie (SVG)
Nr.1, Biel

GEOtherm (1991),
schriftliche Mitteilung von Direktor Balogh vom 15.8.1991, Budapest

GEOthermal Resources Council (ed.) (1990),
1990 International Symposium on Geothermal Energy.–Transactions, 14.–Davis, Ca. (GRC); 1704 p.

GOLDBRUNNER, J., (1990 a),
"Erfassung des gesamten geothermischen Energiepotentials des oberösterreichischen Molassebeckens", Graz

GOLDBRUNNER, J., (1990 b),
Schriftliche Mitteilung

- GOLDBRUNNER, J., (1990 c),**
Vorstudie geologische, technische und strukturelle Grundlagen für die landwirtschaftliche Nutzung der geothermischen Energie in der Oststeiermark, unter Mitarbeit der Firma Sonnek (techn. Teil), Bd. 1 – 3, Graz
- GOLDBRUNNER, J., (Nov. 1990 d),**
Schriftliche Mitteilung
- GOLDBRUNNER, J., (Dez. 1990 e),**
Schriftliche Mitteilung
- HAENEL, R. und STAROSTE, E., (1989),**
Atlas of Geothermal Resources in the European Community Austria and Switzerland, Plate 101, Hannover
- HAENEL, R., (1990),**
Geothermie-Statusbericht Deutschland. – NfB/BGR – Archiv Nr. 107724; Hannover
- HEINEKE, K., (1992),**
Telefonische Mitteilung
- HURTIG, E., CERMÁK, V., HAENEL, R. & ZUI, V. (Eds.) (1991),**
Geothermal Atlas of Europe. – Gotha – im Druck
- INSTITUT FÜR GEOTHERMIE UND HYDROLOGIE DER FORSCHUNGSGESELLSCHAFT JOANNEUM**
Information Geothermie, Heft 1,2,3,5,7,8
GOLDBRUNNER, Graz
- JUNG, R., (1991),**
Hydraulic Fracturing und Hydraulic Testing in the Granitic Section of Borehole GPK 1, Soultz-sous-Forets. – Geothermal Science and Technology, in press; New York (Gordon and Breach Science Publishers). – im Druck
- KAPPELMEYER, O. und GERARD, F., (1989),**
The European Geothermal Project at Soultz-sous-Forets. in: Louwrier, K., Staroste, E., Garnish, J.D. & Karkoulas, V. (Eds.): European Geothermal Update, Proceedings of the 4th International Seminar on Results of EC Geothermal Energy Research an Demonstration: 283–344; Dordrecht, Kluwer Academic Publishers
- KATZUNG, G., (Ed.), (1984),**
Geothermie-Atlas der Deutschen Demokratischen Republik.–Berlin (Zentrales Geologisches Institut); Textteil, 27 Karten
- KRÖLL, A., u.a. (1988),**
Erläuterungen zu den Karten über den prätertiären Untergrund des Steirischen Beckens und der Südburgenländischen Schwelle, Wien
- OECD, (1988),**
Geothermal Energy Systems
In: Environmental Impacts of renewable Energy, Paris
- OBERÖSTERREICHISCHE KRAFTWERKE AG, (1991),**
Telefongespräch mit Dir. Schneeberger und Dipl. Ing. Ritter, Linz
- ÖSTERREICHISCHER WASSERWIRTSCHAFTSVERBAND, (1992),**
Anlagen zur Gewinnung von Erdwärme, Wien
- OTTLIK, P., (1990),**
Geothermal Country Report on Hungary
1990 International Symposium on Geothermal Energy Davis, CA
- RUMMEL, F., KAPPELMAYER, O., HERDE, O.A., JUNG, R., SCHULZ, R., JESSE, J., RUMMEL, F., PFEIFFER, M., & KLEE, G., (1991),**
Erdwärme – Regenerativer Energieträger der Zukunft? Fakten – Forschung – Zukunft. – Bonn (Bundesministerium für Forschung und Technologie) – im Druck

RUMMEL, F., KAPPELMEYER, O. (1993)

Erdwärme, Energieträger der Zukunft? Fakten – Forschung – Zukunft
Karlsruhe

SCHULZ, R., (1991 a),

Nutzung von geothermischer Energie – ein Überblick.

In: BUSSMANN: Geothermie – Wärme aus der Erde. Karlsruhe 1991

SCHULZ, R., (1991 b),

Regionale Untersuchungen von geothermischen Reserven und Ressourcen in Nordwestdeutschland.

In: BUSSMANN, W., KABUS, F. & SEIBT, P. (Eds.): Geothermie – Wärme aus der Erde: 51 – 57, Karlsruhe

SCHIEFERDECKER, B., BECKMANN, H.J., BACHMANN, J., (1991),

Zur Wirtschaftlichkeit der Nutzung niedrigthermaler Tiefenwässer. In: Bussmann, Geothermie Wärme aus der Erde, Karlsruhe 1991

SCHWEIZER INGENIEUR- UND ARCHITEKTEN-VEREIN (1983),

Geothermie, Referate der Studientagung in Zürich, Zürich

SIGMOND, G., (1991),

Schriftliche Mitteilung der AEEF (Authority Energy Efficiency Hungary), Budapest

STEWAG (1991),

Schriftliche Mitteilung über Fürstenfeld I, Dipl. Ing. Weberhofer, Graz

NICHT ZITIERTE LITERATUR:

Tagungsunterlagen zur 13. Sitzung der Arbeitsgruppe für die Zusammenarbeit auf dem Gebiet der Geowissenschaften und Rohstoffe zwischen der BRD und der Republik Österreich, Therme Loipersdorf 1990 (Arbeitsgruppenmitglied: H. NOWAK)

Größenordnungsfaktoren			
k	= Kilo	= 10 ³	= Tausend
M	= Mega	= 10 ⁶	= Million
G	= Giga	= 10 ⁹	= Milliarde
T	= Tera	= 10 ¹²	= Billion
P	= Peta	= 10 ¹⁵	= Billiarde
Exa	= Exa	= 10 ¹⁸	= Trillion

Energie / Wärme	
1 J	= 1 Joule = Newtonmeter (Nm) = 1 Wattsekunde (Ws)
1 Ws	= 1 Wattsekunde (Ws)
1 kWh	= 1 Kilowattstunde
1 GWh	= 1 Gigawattstunde
1 TWa	= 1 Terawattjahr
1 kg SKE	= 1 Steinkohleeinheit

Umrechnung von Energieeinheiten			
	kJ	kWh	kg SKE
1 kJ	–	0,000278	0,000034
1 kWh	3.600	–	0,123
1 kg SKE	29.308	8,14	–

GLOSSAR**AQUIFER**

geologischer Körper oder eine geologische Formation, die durch ihre Struktur, Wasser in nutzbaren Mengen sammelt und leitet

BALNEOLOGISCHE NUTZUNG

Geothermalwassernutzung für Heil- und Kurzwecke

DOUBLETTEN-BETRIEB

lokal getrenntes Entnahme- und Wiedereinleitungssystem in den geolog. Untergrund bei der geothermischen Wärmenutzung

DURCHLÄSSIGKEITSBEIWERT

Kennwert für den Volumenstrom der durch ein poröses Medium (Gestein) strömt

ENDTEUFE

Max. technisch ausgebaute Bohrtiefe

ERSCHROTbares WASSER

Technisch mögliche Wasserentnahmemenge

EXPLORATION

Erforschung und Erschließung geologische Strukturen im Bergbau

GEOLOGISCHE STRUKTUR

Gesteinsschichtabfolge und Gesteinshorizonte

GEOthermISCHE TIEFENSTUFE

Temperaturzunahme = 1 °C beträgt 30 – 35 m. Andere Temperaturverhältnisse weisen auf Anomalien hin. (BUSCH und LUCKNER, 1974)

GESTEINS-MATRIX

petrologische Gesteinszusammensetzung

HEAT IN PLACE (H₀)

Wärmepotential "vor Ort"

HYDRAULIK

Lehre vom Strömungsverhalten von Flüssigkeiten in Gerinnen und porösen Stoffen

KASKADEN-NUTZUNG

Stufenweise Wärmenutzung bei fallender Temperaturskala

ÖMV

Österreichische Mineralölverwaltung, Wien

POROSITÄT (PRIMÄR)

Durchlässigkeit des Gesteins bei der Ablagerung

POROSITÄT (SEKUNDÄR)

Durchlässigkeit durch nachträgliche Einwirkungen auf das Gestein, z.B. Kluftsysteme

RAG

Rohöl – Aufsuchungsgesellschaft, Wien

REINJEKTION

Wiedereinleitung des abgekühlten, geothermisch genutzten Wassers in den geologischen Untergrund

RESERVE (GEOtherM. HÖFFIGKEITS-POTENTIAL)

Jener Anteil am Energievorrat, der durch Exploration nachgewiesen ist

RESSOURCE (GEOtherM. POTENTIAL-GEBIET)

Jener Anteil am zugänglichen Energievorrat, der in naher Zukunft wirtschaftlich genutzt werden kann

TRANSMISSIVITÄT

Produkt aus Durchlässigkeit mal durchflossene Mächtigkeit (Gestein)

