

Die Nutzung geothermaler Energie

Von F. RONNER (Wien)

Inhalt

Zusammenfassung
Summary

Schlüsselwort

Geothermale
Energie

1. EINFÜHRUNG

- 1.1. Desperate Energiesituation von heute und morgen
- 1.2. Die Entdeckung der geothermischen Tiefenstufe und die Bedeutung der geothermalen Energie

2. NUTZUNG DER GEOTHERMIE

- 2.1. Thermal- und Heilbäder
- 2.2. Warmwasser für Raumheizung
- 2.3. Warmwasser für die Landwirtschaft
- 2.4. Warm- und Heißwasser für Industriezwecke
- 2.5. Dampf für Elektrizitätserzeugung

3. TRADITIONELLE HOFFUNGSGEBIETE FÜR GEOTHERMALE ENERGIE

- 3.1. Geothermale Zonen oder Gebiete
- 3.2. Gesteine, in denen das geothermale Wasser gespeichert ist
- 3.3. Die Wärmequellen
- 3.4. Die vier Typen von traditionellen Geothermalfeldern
 - 3.4.1. Heißwasserfelder
 - 3.4.2. Naßdampffelder
 - 3.4.3. Trockendampffelder
 - 3.4.4. Geo-Druck-Zonen (oder -Felder)
- 3.5. Modell eines traditionellen geothermalen (Dampf-)Feldes

4. NEUE ERKENNTNISSE UND PROJEKTE

- 4.1. Neue Ideen
- 4.2. „Trockene“ Erdwärme
- 4.3. Schaffung von Permeabilitäts-Räumen in der Tiefe; Wassereinspeisung und Zirkulation
- 4.4. Projekt „Schmelzbohren“
- 4.5. Kühlflüssigkeitsdampf durch Wärmeaustauscher
- 4.6. Multianwendungen geothermalen Energie
- 4.7. Wiedereinspeisung von Geothermalwasser in die Tiefe (Reinjection)

5. KOSTENVERGLEICH ZWISCHEN GEOTHERMALER UND HERKÖMMLICHER ENERGIE
 - 5.1. Energiekosten für Raumheizung
 - 5.2. Energiekosten für Landwirtschaft
 - 5.3. Elektrizitätskosten
 6. KOSTENGRUNDLAGEN GEOTHERMALER ELEKTRIZITÄT
 - 6.1. Kapitalkosten für Kraftwerke
 - 6.2. Bohrkopf- und Leitungskosten zur Turbine
 - 6.3. Bohrkosten
 - 6.4. Explorationskosten
 - 6.5. Lebensdauer als Voraussetzung für Kalkulationen
 7. FOLGERUNGEN FÜR ÖSTERREICH
 - 7.1. Zukünftige Erdöl- und Gas-Importsituation
 - 7.2. Andere Energiequellen: Kohle, Wasserkraft, Wind, Sonnenenergie, Kernenergie
 - 7.2.1. Kohle
 - 7.2.2. Wasserkraft
 - 7.2.3. Wind- und Sonnenenergie
 - 7.2.4. Kernenergie
 - 7.3. Beispiele für geothermale Hoffungsgebiete in Österreich
 - 7.3.1. Geothermalfelder in Ungarn und Parallelen in Ost-Österreich
 - 7.3.2. Lardereillo (Italien) und die Wiener Thermenlinie
 - 7.3.3. Hoffungsgebiete im Westen Österreichs
 8. GEGENWÄRTIGE AKTIVITÄTEN IN GEOTHERMALER ENERGIE
 - 8.1. Entwicklungsländer
 - 8.2. Industrieländer
 - 8.3. Kurze Gesamtübersicht
 9. AUSBLICK
 - 9.1. Die Vorteile der geothermalen Energie (kurz zusammengefaßt)
 - 9.2. Nochmals: Kosten bzw. Einsparungen
 - 9.3. Gegenwärtiger Stand der Exploration auf geothermale Energie
- Literatur

Zusammenfassung

Mit zunehmender Tiefe steigt die Erdtemperatur um ca. 30° C pro 1000 m; in vielen Gebieten jedoch ist der Temperaturanstieg rascher. Dort liegen die traditionellen Hoffungsgebiete für die Gewinnung von geothermalen Energie.

In vielen Ländern wird Erdwärme schon heute ökonomisch für verschiedenste Zwecke genutzt, in Form von Heißwasser oder Dampf, die meist in Tiefen von 500 bis 2500 m erbohrt werden.

-- In Island z. B. leben und arbeiten schon heute ca. 50 Prozent der Gesamtbevölkerung in geothermal geheizten Gebäuden.

- In Ungarn z. B. wurden 1972 1,200.000 m² Glashäuser und Freibodenflächen geothermal beheizt, wobei neben einer deutlichen Qualitätssteigerung der Produkte rund 50 Prozent mehr geerntet werden kann als ohne Heizung.
- Viele Industrien in vielen Ländern verwenden Erdwärme für Trocknungs- oder Kühlzwecke, wobei vor allem die Nutzung für Lebensmittel-Tiefkühlung und Meerwasserentsalzung sowie der Betrieb von Klimaanlage große Zukunft hat.
- Überhitzter geothermaler Dampf (oder auch Heißwasser) dient bereits in 15 Ländern zur Elektrizitätserzeugung, so werden z. B. die gesamten Staatsbahnen von Italien mit geothermaler Elektrizität betrieben, die bei Larderello (SO von Pisa) erzeugt wird.

In allen Anwendungsbereichen kommt geothermale Energie wesentlich billiger als alle Arten herkömmlicher Energie: Raumheizung kostet weniger als $\frac{1}{5}$ (alles Durchschnittswerte), landwirtschaftliche Heizung ca. $\frac{1}{4}$, industrielle Nutzung ca. $\frac{1}{6}$ — $\frac{1}{2}$, Elektrizität ca. $\frac{1}{4}$ — $\frac{3}{5}$. Alle Berechnungen beziehen sich auf die Verhältnisse vor den letzten Ölpreissetigerungen.

Für Österreich bestehen große Hoffnungen auf traditionelle geothermale Heißwasser- und Dampffelder vor allem im Osten, da wir hier unmittelbare geologische Analogien mit Ungarn und Larderello (Italien) finden. Da jedoch — generell gesehen — geothermale Gebiete meist an Erdbeben- und Bruchzonen gebunden sind, besteht auch in den westlichen Bundesländern Hoffnung. Wir stehen bezüglich geothermaler Prospektion und Exploration erst dort, wo wir beim Erdöl vor ca. 100 Jahren waren, d. h., wo Heißquellen oder Dampf (Geysire) an der Oberfläche austreten, wird gesucht.

Viele Länder haben die Wichtigkeit geothermaler Energie erkannt und betreiben intensive Forschung; an zwei jährlich stattfindenden Kursen (Pisa/Italien, 9 Monate, und Kyushu/Japan, 3 Monate) nehmen Erdwissenschaftler und Ingenieure von über 30 Ländern teil (die Kurse werden von der UNESCO gesponsert).

Für die Zukunft von größter Bedeutung könnten bisher erfolgreiche Versuche in Kalifornien sein, wo „trockene“ Erdwärme genutzt wird, indem man Wasser durch ein Bohrloch in die Tiefe bringt, wo es sich erhitzt und durch ein zweites (weniger tiefes) als Dampf aufsteigt, der in einem E-Werk Strom erzeugt und abgekühlt als Wasser wieder in die Tiefe sinkt.

Bestätigen sich die Anfangserfolge dieser Experimente, könnte an jedem beliebigen Punkt der Erde geothermale Energie gewonnen werden — ohne Einfuhrprobleme und Devisenausgaben und ohne Umweltverschmutzung.

Summary

With increasing depth the earth's crust temperature rises by some 30° C per 1,000 m; in many areas, however, its temperature rises even faster. It is there to expect the traditional prospective areas suitable for the exploitation of geothermal energy.

In many countries geothermal energy is made economical use of for various purposes, either as hot water or steam, which are both encountered in a depth ranging between 500 m to 2,500 m.

- In Iceland, for instance, some 50% of the total population live and work in buildings provided with geothermal heating;
- In Hungary, 1,200,000 m² of glass-house and soil area were heated geothermally in 1972; beside a marked improvement of the quality of the produce, a yield increased by about 50% could also be noted;

- Many industries in various countries use geothermal water and steam for drying and cooling processes; its exploitation for the freezing of food-stuff, the seawater desalination as well as for air-conditioning purposes seems to be full of promise in the future;
- Superheated geothermal steam (or else hot water) serves for the generation of electrical power in 15 countries; Italy's entire network of stately-run railways are operated by geothermal energy generated near Larderello (southeast of Pisa).

In all fields geothermal energy is far cheaper than all other sorts of traditional sources of energy: the heating of buildings costs less than $\frac{1}{5}$ (average values), agricultural heating less than $\frac{1}{4}$, industrial exploitation about $\frac{1}{6}$ to $\frac{1}{2}$, electricity about $\frac{1}{4}$ to $\frac{3}{5}$. These figures represent values calculated before the latest rise in oil prices.

Concerning Austria great hopes may be pinned on traditional geothermal hot water and steam fields in the East, as in this area direct geological analogies to both Hungary and Larderello (Italy) can be detected. Since — generally speaking — geothermal zones frequently occur in seismic areas and fault zones, there is some hope as to the exploitation of geothermal energy in Austria's western provinces.

The stage of geothermal prospection and exploration at present is comparable with that of petroleum 100 years ago; only in those areas where hot springs or steam (geysers) are found on the earth's surface, investigations are being made.

Many countries have come to realize the importance of geothermal energy and encourage intensive research work in this field. Geologists, hydrologists and civil engineers from more than 30 countries participate in two postgraduate training courses held annually in Pisa/Italy (9 months) and Kyushu/Japan (3 months). These courses are sponsored by Unesco.

Of greatest importance for the future might be the successful experiments having been made in California, where "dry" geothermal reservoirs are exploited by pumping water underground through a borehole; it there becomes hot, ascends through a second borehole (not as deep) in the form of steam generating electricity in a power plant and descends again, cooled, as water.

If the initial success of these experiments continues, geothermal energy could be gained in any place of the world — without import or currency problems and without environmental pollution.

1. Einführung

1.1. Desperate Energiesituation von heute und morgen

Alarmierende Meldungen wie „Ölimporte aus dem Irak nach Österreich gestoppt“, „Benzinvorräte nur noch für zehn Tage ausreichend“ (Bundesminister Staribacher am 10. Oktober 1973) erregten auch in Österreich Besorgnis und führten zu Angstkäufen und Treibstoffverknappung.

Es hätte aber gar nicht der spektakulären Sekundärercheinungen des Oktoberkrieges 1973 im Nahen Osten bedurft, um die desperate Energiesituation in der ganzen Welt von heute und morgen aufzuzeigen.

Die Benzinpreise in Rotterdam — dem größten europäischen Umschlagplatz — waren schon 1972 um 83 Prozent gestiegen, in den

ersten vier Monaten 1973 folgte eine Steigerung um weitere 79 Prozent (Die Welt, 8. Juni 1973). Anfang September 1973 verdoppelte Libyen den Ölpreis, verstaatlichte (zu 51 Prozent) die Ölproduktion und nahm keine US-Dollar mehr als Zahlungsmittel an (Wiener Zeitung, 4. September 1973). Kurze Zeit danach kündigte die OPEC-Runde in Wien die bisher höchste Preissteigerungsrate an, und der Schah von Iran meinte, eine Verzehnfachung der Rohölpreise wäre absolut gerechtfertigt und läge ohne weiteres im Bereich des Möglichen (Kurier, 25. Oktober 1973).

Ebenfalls 1973 wurde in den USA eine staatliche Zuteilung von Ölprodukten beschlossen, weil es im Winter 1972/73 aus Energiemangel bereits zur Schließung von Industrien in entlegenen Gebieten gekommen war und Getreide verdarb, da es nicht getrocknet werden konnte. Sogar der Umweltschutz, der viele Jahre Vorrang im Denken der Amerikaner hatte, wurde durch ein Gesetz der Energieversorgung hintangestellt (Die Welt, 4. Oktober 1973).

Der Öl-(und Gas-)Verbrauch war in den zehn Jahren von 1961 bis 1970 um 110 Prozent gestiegen (UNESCO, Austria, Juli 1973), wobei die jährliche Zunahme immer rascher wird. Aus UN-Statistiken ist zu errechnen, daß der Energiebedarf im Jahre 2000 in den „entwickelten“ Ländern dreieinhalbmal so groß sein wird wie 1972 und in den Entwicklungsländern viermal so groß wie 1972 (wenn dieser nur mit rund einem Zehntel des Kopfverbrauches in den Industrieländern angenommen wird).

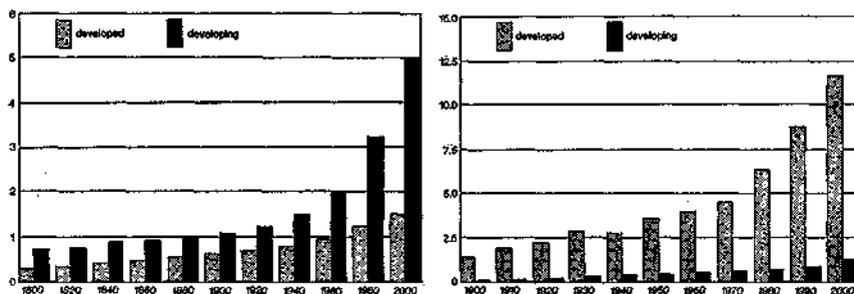


Fig. 1: UN-Statistiken. Links: Bevölkerungszunahme für entwickelte (developed) und Entwicklungs(developing)länder in Milliarden (nach B. WARD & R. DUBOS, 1972). Rechts: Energieverbrauch per capita in entwickelten und Entwicklungsländern in Tonnen Kohleäquivalent (nach B. WARD & R. DUBOS, 1972).

Diese Zahlen sind sicher nicht zu hoch gegriffen. In Wien wird sich der Strombedarf bis zum Jahr 2000 verachtfachen (Wiener Zeitung, 25. September 1973).

Die elf OPEC-Länder verfügen über 70 Prozent der bekannten Erdölreserven und 80 Prozent des gesamten Welt-Exportes (J. L. CRABB, 1973). Da auch die USA in immer stärkerem Maße auf Importe angewiesen sind — Steigerungen von 1973 bis 1985 rund 300 Prozent (Die Welt, 26. Juni 1973) —, ist es leicht voraussagbar, daß das Öl noch viel teurer werden wird.

Aber diese ganz wesentliche Verteuerung unseres Energie-Hauptträgers steht nicht isoliert da, der Energiepreis hat großen Einfluß auf die Materialpreise und auf die Kosten der Materialverarbeitung. Das heißt, jeder Gegenstand des täglichen Konsums wird teurer werden, und in regenarmen Gebieten auch die Lebensmittel, da sowohl künstliche Bewässerung als auch Meerwasserentsalzung energieintensiv sind.

In den letzten 75 Jahren hat sich der Metallverbrauch der Erde vierzigfacht, und dieser Trend hält voraussichtlich noch weitere 75 Jahre an. Die Metallpreise sind in diesen 75 vergangenen Jahren auf ein Fünftel gefallen (A. M. WEINBERG, 1973, p. 215, T. S. LOVERING, 1973, p. 239). Das ist vorbei, die Metallpreise steigen wieder rasch an. Wir müssen immer niedrigerprozentige Erze abbauen und das Metall daraus gewinnen; beides erfordert höheren Energiebedarf bei weit höheren Ölpreisen als noch vor wenigen Jahren.

Ein rapides Absinken unseres Lebensstandards erscheint unvermeidlich. Das Problem, das sich heute stellt, heißt nicht: Wir brauchen viel Energie, sondern wir brauchen viel billige Energie, also einen Ersatz für das teure Erdöl.

Eine Möglichkeit, dem Preisdruck und seinen fatalen Begleiterscheinungen entgegenzuwirken, stellt die Nutzung der geothermalen Energie dar.

1.2. Die Entdeckung der geothermischen Tiefenstufe und die Bedeutung der geothermalen Energie

Geothermale Energie ist Energie aus der Wärme der Erde, nicht von der Sonne oder der Gravitation. Entdeckt wurde die geothermische Tiefenstufe (das Wärmerwerden mit zunehmender Erdtiefe) von A. KIRCHER, einem deutschen Jesuitenpater, der vor dem Dreißigjährigen Krieg nach Italien floh und dort den berühmten Vesuvausbruch von 1631 erlebte (der Vesuv galt damals seit 500 Jahren als erloschen). Tief beeindruckt, entwarf er das in Fig. 2 dargestellte Bild vom Aufbau der Erde.

Diese Vorstellung KIRCHERS wurde ihm durch zahlreiche Beobachtungen von Bergleuten bestätigt. Trotzdem wurde seine Theorie vergessen und erst vor 200 Jahren von J. HUTTON wiederaufgenommen.

Ch. H. ARMSTEAD errechnete (1973, p. 18), daß, wenn wir die Temperatur unserer Erde nur um 1° C abkühlen könnten, genug Elektrizität für über 40 Millionen Jahre gewinnbar wäre. Das zeigt, daß in

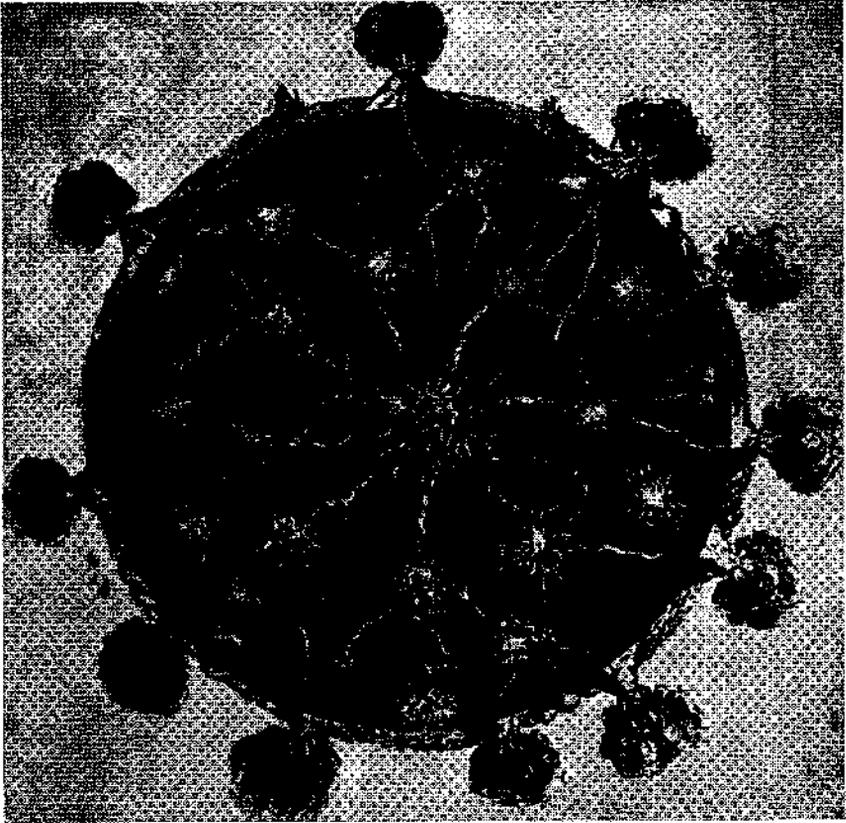


Fig. 2: A. KIRCHER stellte sich im Innern der Erde ein Zentralfeuer vor, von dem aus Kanäle zu weiter außen gelegenen Magmaherden und von dort schließlich durch die Kruste zu Vulkanen führen. Eine solche Vorstellung setzt voraus, daß es gegen das Innere der Erde wärmer wird.

unserer Erde eine potentielle Energiequelle ist, die alle anderen uns bekannten Energiequellen weit in den Schatten stellt. Mehr realistisch und wirklichkeitsnah zeigen folgende Beispiele die ungeheure Potenz der geothermalen Energie:

- In Ungarn liegen geothermale Energiereserven relativ nahe unter der Erdoberfläche, die ungefähr 50 Prozent des kalorischen Wertes aller bekannten Erdölvorräte der ganzen Welt entsprechen (S. S. EINARSSON, 1973, p. 123).
- In der UdSSR liegt unter 50 bis 60 Prozent des gesamten Territoriums thermales Wasser, das für eine ökonomische Ausbeutung zugänglich ist (S. S. EINARSSON, 1973, p. 123).

— In Äthiopien sind genügend leicht zugängliche geothermale Reserven, um den gesamten afrikanischen Kontinent gegenwärtig mit Elektrizität zu versorgen (UN-Energy Section, 1972, p. 44).

Diese wenigen Beispiele — sowie weiter unten angeführte Tatsachen und Schätzungen — sollten zur Genüge beweisen, daß es sich bei der geothermalen Energie nicht um eine hypothetische Spekulation handelt, die für unsere Energieversorgung bedeutungslos ist, sondern möglicherweise um die wichtigste Energiequelle der Zukunft.

2. Nutzung der Geothermie

Geothermale Energie wird heute hauptsächlich für folgende Zwecke genutzt:

1. Thermal- und Heilbäder.
2. Warmwasser für Raumheizung.
3. Warm- und Heißwasser für Landwirtschaft und Industrie.
4. Dampf für Elektrizitätserzeugung.

2.1. Thermal- und Heilbäder

Thermal- und Heilbäder stellen wohl in allen Regionen der Erde die häufigste, älteste und bekannteste Nutzungsart dar. Nach A. KOMOGATO (u. a. 1970) ergaben statistische Untersuchungen, daß in Japan jährlich ca. 150 Millionen Menschen heiße Quellen besuchen (B. LINDAL, 1973, p. 144). Solche Thermalquellen setzen „Löcher“ in der Erdkruste voraus, durch die das Heißwasser an die Erdoberfläche dringen kann. Diese sind naturgemäß selten, in Relation wohl kaum häufiger als oberflächlich austretende Erdölquellen¹.

2.2. Warmwasser für Raumheizung

Nur in den seltensten Fällen kann oberflächlich austretendes Wasser für andere Zwecke als Naturheilbäder verwendet werden. Wir müssen abgedeckt in der Tiefe liegendes Heißwasser „anzapfen“. Das geschieht für Raumheizung vor allem in Island, wo Wohnungen, Hotels, Kino-, Theater-, Konzert- und Sporthallen sowie Arbeitsstätten und öffentliche Gebäude mit geothermaler Energie beheizt werden. 1970 lebten und arbeiteten 40 Prozent der Isländer in geothermal geheizten Räumen, und

¹ Ch. H. ARMSTEAD, 1973, p. 16 (übersetzt aus dem Englischen), berichtet über Rotorua, ein Maori-Dorf in Neuseeland: „Ein Fischer fängt eine Forelle und wirft sie in eine daneben gelegene, dampfende Quelle, um sie zu kochen. Wenige Meter daneben badet seine Frau das Baby in einer Warmwasserquelle, während seine Tochter die Wäsche in natürlichem Heißwasser wäscht und die Kartoffeln in einer siedenden Fumarole kocht.“

Ende der siebziger Jahre werden es bereits 70 Prozent sein (E. BARBIER & M. FANELLI, 1973, p. 15).

Von 1970 bis 1972 wurden in Island 38.000 m Bohrungen bis 2200 m Tiefe niedergebracht, um Heißwasser zu produzieren. Ende 1973 wurde allein Reykjavik mit 1600 Sekundenlitern Heißwasser bis 128° C versorgt (B. ORKUSTOFNUN, National Energy Authority, Reykjavik, 1973, p. 38).

Wohl ist Island das Paradebeispiel für geothermale Raumheizung, aber es gibt noch zahlreiche andere Länder, die ebenfalls geothermales Wasser für diese Zwecke verwerten, u. a. USA (Oregon), Neuseeland und Ungarn (1969 = rund 500.000 m³ thermalbeheizter Raum, T. BOLDIZSAR, 1970).

Die wirkliche Bedeutung der Raumheizung wird erst klar ersichtlich aus einer UN-Feststellung (J. BARNEA, 1973), daß sogar in Industrieländern ca. ein Drittel der totalen Energiekonsumation für Heizzwecke gebraucht wird. Geothermale Energie in jeder Form ist dafür ideal. Jedoch ist der Transport von geothermale Wasser (nach J. BARNEA, 1973) nur bis 50 km ökonomisch bzw. rentabel.

2.3. Warmwasser für die Landwirtschaft

In Ungarn wurden vor ca. 16 Jahren große Vorräte von geothermalen Reserven entdeckt. Sie werden nur in selteneren Fällen zur Raumheizung verwendet², sondern vor allem für die Landwirtschaft, im Gemüsebau und für die Viehaufzucht. 1969 wurden bereits 400.000 m² Glashäuser (bzw. „Plastikhäuser“) beheizt (S. S. EINARSSON, 1973, p. 125), und bis 1972 kamen weitere 800.000 m² dazu, wobei Freiland-Bodenheizung in dieser Zahl einbezogen ist (L. BÉLTEKY, 1972, p. 108).

Eine ähnliche Nutzung geothermaler Energie gibt es bereits in der UdSSR, in Island, Japan, in den USA, in Italien u. a. Ländern. Die Wassertemperaturen brauchen für Glas- oder Plastikhausbeheizung nicht höher zu sein als 60° C und für Freibodenbeheizung 40° C oder sogar darunter. In den USA, im Staat Oregon, wurden Vergleichsexperimente mit gewärmten und ungewärmten Böden gemacht. Dabei ergaben geheizte Böden bei Mais um 45 Prozent, Tomaten 50 Prozent und bei Sojabohnen 66 Prozent höhere Ernten. Auch war eine deutliche Qualitätsverbesserung zu bemerken (B. LINDAL, 1973, p. 144).

Geothermale Gebäudeheizung zur Aufzucht von Schweinen, Geflügel, ja sogar Aalen, Alligatoren und Krokodilen brachte sehr gute Ergebnisse.

Noch tiefer können die Wassertemperaturen für Fischzucht sein. 1973 wurden in Deutschland Versuche mit Karpfen erfolgreich abge-

² 1962 waren die Pläne für eine geothermale Distriktsheizung der Stadt Szeged ausgearbeitet und die ersten Bohrungen für Heißwasser abgeteuft. Dabei stieß man auf das reichste Öl- und Erdgasfeld Ungarns.



Fig. 3: Luftfoto einer geothermal geheizten Gartenkultur in Szentes (Ungarn). Aus L. BÉLTEKY 1972.

schlossen, wobei Vergleiche von Aquakulturen (23° C) und Freilandteichen folgendes Bild ergeben:

Karpfen	Freilandteich	Aquakultur (23° C)
Gewicht nach 1 Jahr	40 g	1500 bis 2000 g
Laichreife	4 bis 5 Jahre	1 Jahr
Nötige Beckengröße für 100 kg Fisch	2000 m ³ Wasser	3 m ³ Wasser
Fischqualität	15 bis 20% Fett	3 bis 5% Fett

(Zusammengestellt nach Hannov. Allg. Ztg., 11. September 1973.)

2.4. Warm- und Heißwasser für Industriezwecke

Geothermales Heißwasser oder Wasser-Dampf-Gemisch wird für immer mehr Zwecke in der Industrie verwendet, so z. B. in Neuseeland in der Papiererzeugung aus Zellulose. In Island werden Diatomeen geothermal getrocknet. Diese Industrie wäre sonst nicht lebensfähig, da bereits 1971 die Trocknung mit traditionellen Heizstoffen sechsmal teurer gewesen wäre.

Für die Extraktion von chemischen Produkten aus Lösungen und Meerwasser und zur Erzeugung von schwerem Wasser wird ebenfalls geothermale Energie genutzt.

Wo immer es möglich ist, ist Meerwasser-Entsalzung durch geothermales Heißwasser die bei weitem effektivste und billigste Form. Das konnte bereits in Italien auf den Inseln Ischia und Pantellaria in Versuchsanlagen (E. BARBIER & M. FANELLI, 1973, p. 16) wie auch in Mexiko gezeigt werden, wo 140.000 l Süßwasser pro Tag gewonnen werden (J. GUIZA, 1973, p. 10).

Oft auch sind Mineralien und Gase von beträchtlichem Wert in geothermale Dampf oder Wasser gelöst. Es wurde geschätzt, daß aus jeder einzelnen geothermalen Bohrung im Imperial Valley, Kalifornien, Mineralien im Wert von 300.000 US-\$ gewonnen werden können (oder könnten). In Lateinamerika wurde für die von den Vereinten Nationen unterstützten Explorationsprojekte errechnet, daß die aus dem geothermalen Dampf extrahierbaren Mineralien 1 bis 3 Millionen Dollar pro Bohrung wert sind (vor allem Lithium und Caesium). In Äthiopien fördert eine geothermale Bohrung eine gesättigte Magnesiumchloridlösung, woraus leicht Magnesium-Metall (Wert > 700 US-\$/t) gewonnen werden kann (UN-Energy Section, 1972, p. 43).

Von großer Bedeutung ist die geothermale Energie für Klimaanlagen, Kühl- und Trocknung von Lebensmitteln und Tiefkühlung im allgemeinen. Dabei werden bei direkter Anwendung 80 Prozent der geothermalen Energie (Dampf, Heißwasser) genutzt, während bei Verwendung von elektrischem Strom der Ausnutzungsfaktor des Dampfes nur ca. 20 bis 30 Prozent beträgt (J. BARNEA, 1973, p. 3).

2.5. Dampf für Elektrizitätserzeugung

1904 wurde zum erstenmal Elektrizität aus geothermale Dampf erzeugt, und zwar in Larderello, ca. 50 km südöstlich von Pisa, Italien; es war Strom für fünf Glühlampen (E. BARBIER & M. FANELLI, 1973, p. 1). Inzwischen ist die Produktion auf rund 400 MW angestiegen, genug, um die gesamten Staatseisenbahnen Italiens zu betreiben.

Japan begann 1924 mit 1 kW geothermalen Stromerzeugung; 1927, nach einem einzigen Rückschlag, wurde jegliche Exploration für über 15 Jahre eingestellt. Ein entschlossener Neubeginn startete erst in den sechziger Jahren. Heute gibt es bereits mehrere geothermale Felder im Erschließungsstadium mit installierten (oder knapp vor Vollendung stehenden) Kraftwerken von 100 MW. Billig erreichbare Kapazitäten in der Größenordnung von einigen Tausend MW werden angenommen.

In den USA liegen die größeren bekannten geothermalen Felder nahe der Westküste; das größte ist zur Zeit das Geysire-Dampf- und Wasserpolefeld.

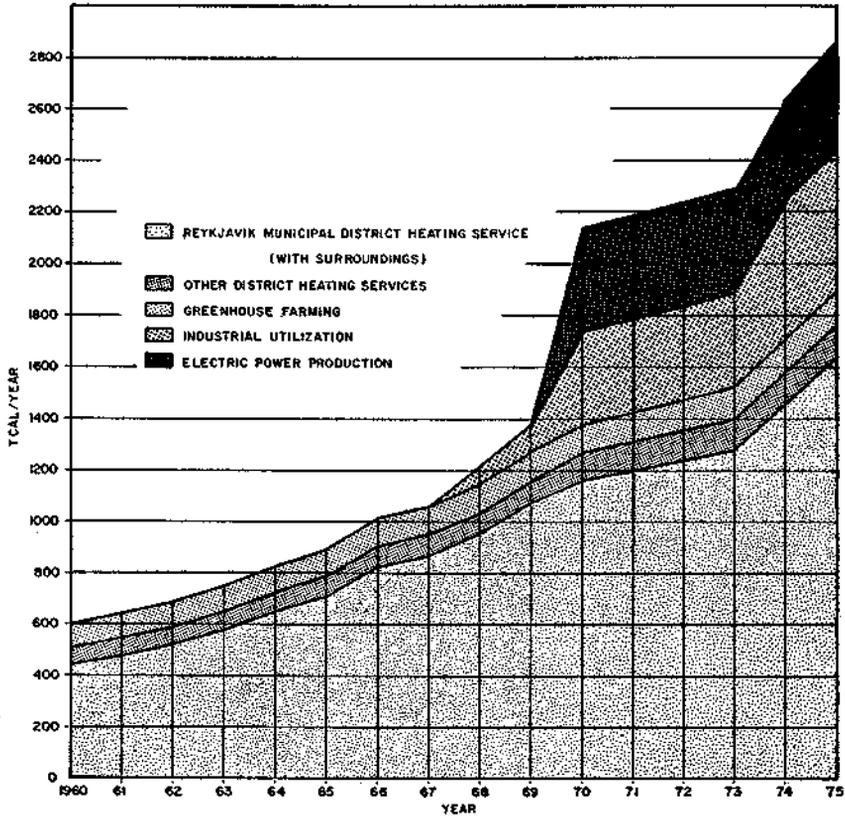


Fig. 4: Die Produktion von geothermaler Energie in Island (nach G. PALMA-SON & J. ZOEGA, 1970).

140 km nördlich von San Franzisko. 1973 wurde genügend Elektrizität erzeugt, um ein Drittel des Verbrauches von San Franzisko zu decken; 1976 werden es bereits 853 MW sein, genug für ganz San Franzisko und Umgebung inklusive aller Industrien (J. BARNEA, 1973, World Energy Supplies Conference, London, p. 1). Im Jahre 2000 könnte in Kalifornien bereits soviel Elektrizität aus geothermaler Energie erzeugt werden wie heute in den ganzen USA (Die Welt, 26. Juni 1973). Es wird geschätzt, daß wenigstens 3000 bis 4000 MW aus diesem Areal gewonnen werden können (G. FACCA, 1973, p. 65).

Eine Tabelle aus „Geothermics“ (Vol. 3, Nr. 1, 1974, p. 38) zeigt die rapide Entwicklung in den Geysir-Feldern.

Generator	Hersteller	Erzeugte (Netto-)Energie	Jahr der Fertigstellung
1	General Electric	11 MW	1960
2	Elliot	13 MW	1963
3	Elliot	27 MW	1967
4	Elliot	27 MW	1968
5	Toshiba	53 MW	1971
6	Toshiba	53 MW	1971
7	Toshiba	53 MW	1972
8	Toshiba	53 MW	1972
9	Toshiba	53 MW	1973
10	Toshiba	53 MW	1973
11	Toshiba	106 MW	1974
12	Toshiba	106 MW	1975
13	General Electric	135 MW	1976
14	Toshiba	110 MW	1976
15	Toshiba	55 MW	1977
Total: 908 MW			

Weitere Länder, in denen geothermale Elektrizität erzeugt wird, sind u. a. Mexiko (zur Zeit 75 MW), Neuseeland, UdSSR und Island.

Die verschiedenen Verwendungszwecke geothermaler Energie und die rasch zunehmende Ausbeutung — dort, wo deren Wert erkannt ist — zeigt Fig. 4.

3. Traditionelle Hoffungsgebiete für geothermale Energie

Es wird hier untersucht, in welchen Zonen oder Gebieten traditionelle geothermische Felder liegen, welche Gesteine sie bevorzugen, welche die mutmaßlichen Wärmequellen sind und welche Typen von geothermalen Feldern unterschieden werden können.

3.1. Geothermale Zonen oder Gebiete

Geothermale Felder liegen oft in den Erdbebengürteln der Erde wie in Japan, Taiwan, Mexiko, Chile, Kalifornien, Italien u. a. Jedoch ist eine Verbindung mit tätigen Vulkanen nicht nötig, wie oft fälschlich geglaubt wird. Zwei der berühmtesten Beispiele dafür sind Larderello (bei Pisa) und die Geysir-Felder nördlich von San Franzisko, die beide in beträchtlicher Distanz von tätigen Vulkanen liegen.

Jedoch gibt es auch sehr ausgedehnte geothermale Felder, die **nicht** in Erdbebenzonen liegen, wie z. B. in Rußland, Kenia und Ungarn.

Es ist also nicht ohne weiteres möglich, allein aus der großtektonischen Lage eines Gebietes eine geothermale Höffigkeit anzuneh-

men oder auszuschließen. (All das bezieht sich auf „traditionelle“ Hoffungsgebiete.)

3.2. Gesteine, in denen das geothermale Wasser gespeichert ist

Auch hier gibt es, wie aus den bekannten Lokalitäten abgeleitet werden kann, keinerlei feste Regeln. Die einzige Bedingung ist, daß die Gesteine wasserdurchlässig sein müssen. Folgende Tabelle veranschaulicht das Gesagte:

Geotherm. Feld	Geotherm. Medien	Speichergesteine
Larderello	Dampf	Mesozoischer klüftiger Kalkstein; Dolomite, Radiolarite
Neuseeland, Japan	Heißwasser	Saure Vulkanite
Geysire, Kalifornien	Dampf	Zerbrochene Grauwacke
Cerro Prieto, Mexiko, Niland, Kalifornien	Heißwasser	Fluß-Deltasedimente
Pathé, Mexiko	Heißwasser	Brecciöse mitteltertiäre Vulkanite
Island	Heißwasser	Zerbrochene cavernöse basaltische Laven
Nord-Taiwan	Heißwasser	Saure Vulkanite und verschiedene Sedimente
Ungarn	Warmwasser	Tertiäre Sande und Sandsteine, klüftige Carbonatgesteine

(Tabelle nach C. J. BANWELL 1973, p. 42; ergänzt von F. Ronner.)

3.3. Die Wärmequellen

Es wird allgemein angenommen, daß die Hitzequelle magmatische Intrusionskörper sind, die meistens in einer Tiefe von 7 bis 15 km stecken blieben und noch nicht völlig erkaltet sind, sondern noch ungefähr 600 bis 900° C Temperatur haben. Diese Annahme wird unterstützt von der Beobachtung, daß viele bekannte Felder nahe von einem miozänen bis quartären Vulkanismus liegen.

Wie erwähnt, trifft dies bei etlichen Feldern nicht zu (z. B. Rußland und Ungarn). In Ungarn ergaben geophysikalische Messungen, daß die Sial-Kruste in den geothermalen Bereichen besonders dünn ist und der hoch hinaufreichende Mantel den Wärmespeicher darstellt.

Vulkanische Oberflächenprodukte, wie heiße Ergußgesteine oder Tuffe, sind als Wärmequelle für die geothermale Energiegewinnung nicht geeignet, da sie zu rasch abkühlen, um ökonomisch ausbeutbar zu sein.

3.4. Die vier Typen von traditionellen Geothermalfeldern

Es werden gewöhnlich (Warm-)Heißwasserfelder, Naßdampffelder, Trockendampffelder und Geo-Druckzonen (geopressured fields oder zones) unterscheiden.

3.4.1. Heißwasserfelder enthalten ein Wasserreservoir von 60 bis 100° C Temperatur. Hauptverwendungszwecke sind Raumheizung und für Industrie und Landwirtschaft (wie weiter unten gezeigt wird, ist auch Elektrizitätsgewinnung möglich).

Jedes Gebiet mit normaler geothermischer Tiefenstufe (30 bis 35° C/km) ist im Prinzip dafür geeignet, die Bohrtiefen wären dann ca. 1800 bis 3000 m. Besser ist natürlich, wenn die Temperatur rascher mit der Tiefe ansteigt, wie z. B. in Ungarn (50 bis 70° C/km), in Südfrankreich (ca. 60° C/km) oder in vielen Regionen der Sowjetunion mit ähnlichen geothermischen Gradienten.

Nach G. FACCA (1973, p. 61) ist jedes Warmwasserfeld untersuchenswert für kommerzielle Nutzung, wo man glaubt, daß ein ergiebiger Wasserträger mit mindestens 60° C in weniger als 2000 m liegt (Beispiel Ungarn).

3.4.2. Naßdampffelder sind gekennzeichnet durch ein unter Druck stehendes Wasserreservoir von Temperaturen über 100° C. Dies ist der häufigste Typ von ökonomisch erbohrten geothermalen Feldern. Erwähnt seien Wairakei (Neuseeland), Cerro Prieto (Mexiko), Reykjavik-Areal (Island), Otaka (Japan) und Salton Sea (Kalifornien, USA).

Wenn das überhitzte Wasser durch das Bohrloch aufsteigt, tritt an der Erdoberfläche beim Ausfließen eine Druckentlastung (Druckreduzierung) ein, und ein Teil des Wassers verdampft. Durch Separatoren im Bohrkopf kann man das Heißwasser vom Dampf trennen und diesen direkt zur Elektrizitätsgewinnung durch Dampfturbinen verwenden. Das Mengenverhältnis Wasser—Dampf variiert stark von Geothermalfeld zu Geothermalfeld — oder sogar von Bohrung zu Bohrung —, man rechnet jedoch meist mit 20 Prozent Dampf und 80 Prozent Heißwasser (über 100° C). Nachdem der erste Fließprozeß eingeleitet wurde, fließt das Heißwasser-Dampf-Gemisch kontinuierlich weiter. Das Heißwasser kann für industrielle und landwirtschaftliche Zwecke und für Raumheizung verwendet werden — oder durch einen zweiten „flash“-Prozeß, bei dem Dampf erzeugt wird, auch für Elektrizitätsgewinnung.

3.4.3. Trockendampffelder liefern überhitzten „trockenen“ Wasserdampf allein, ohne Wasserbeimengungen, mit Überatmosphärendruck am Bohrkopf. Die Überhitzung mag 0 bis 50° C betragen, der Überdruck einige Atü.

Dampf bringen manchmal schon Bohrungen aus nur 50 bis 200 m Tiefe, er ist jedoch für Elektrizitätsgewinnung praktisch unbrauchbar, da die Förderung stets zu unregelmäßig ist. Meist wird der Trockendampf in Tiefen von 500 bis 2000 m Tiefe erbohrt. Das setzt natürlich einen stark erhöhten geothermischen Gradienten voraus, der bis zu < 1 m für 1° C Temperaturzunahme betragen kann (z. B. Kizildere, Türkei).

3.4.4. Geo-Druckzonen (oder Felder) sind eine vierte Gattung, die erst 1972 als selbständig von den bisherigen abgetrennt wurde (W. J. HICKEL, 1972, p. 15 f.). Heißwasser von meist 150 bis 180° C wird unter hohem Druck durch die Bohrung an die Erdoberfläche gefördert und enthält (fast) stets gelöste Gase. Es liefert drei Energiequellen:

a) hohe Druckenergie, die zur Elektrizitätsgewinnung verwertet werden kann;

b) hoch temperiertes Wasser, das durch „flashing“ teilweise in Dampf umgewandelt werden und Turbinen für Elektrizitätserzeugung treiben kann; und das überbleibende Heißwasser, das durch einen zweiten „flash“-Prozeß nochmals Wasserdampf (oder durch Wärmeaustauscher z. B. Isobutan-Dampf) liefern und damit nochmals in Elektrizität umgesetzt oder auch für weitere industrielle, landwirtschaftliche und Raumheiz-Zwecke verwendet werden kann.

c) Kohlenwasserstoffgase, die reichlich in diesem Heißwassertyp gelöst sind und leicht gewonnen werden können.

Dieser Typus wurde bisher in tiefen Sedimentbecken tertiären Alters gefunden, die von Tonen und Sanden erfüllt sind und meist 2 bis 3 km tief sind. Er wird von J. BARNEA (1973, p. 3/4) als der vielleicht zukunftsreichste angesehen.

3.5. Modell eines traditionellen geothermalen (Dampf-)Feldes

Bei einem herkömmlichen geothermalen Heißwasser-, Naß- oder Trockendampffeld müssen generell vier Bedingungen erfüllt sein:

- a) Eine Wärme-(Hitze-)Quelle.
- b) Ein Aquifer (wasserdurchlässige Gesteinsschicht).
- c) Eine genügend große Wasserführung im Aquifer.
- d) Eine wasserundurchlässige Deckschicht (Cap-rock).

Fig. 5 (aus G. FACCA, 1973, p. 62) gibt ein schematisches Bild.

Als vielleicht besterforschtes Dampffeld kann Larderello (Italien) gelten (Fig. 6). Die Geologie des Larderello-Feldes zeigt Fig. 7.

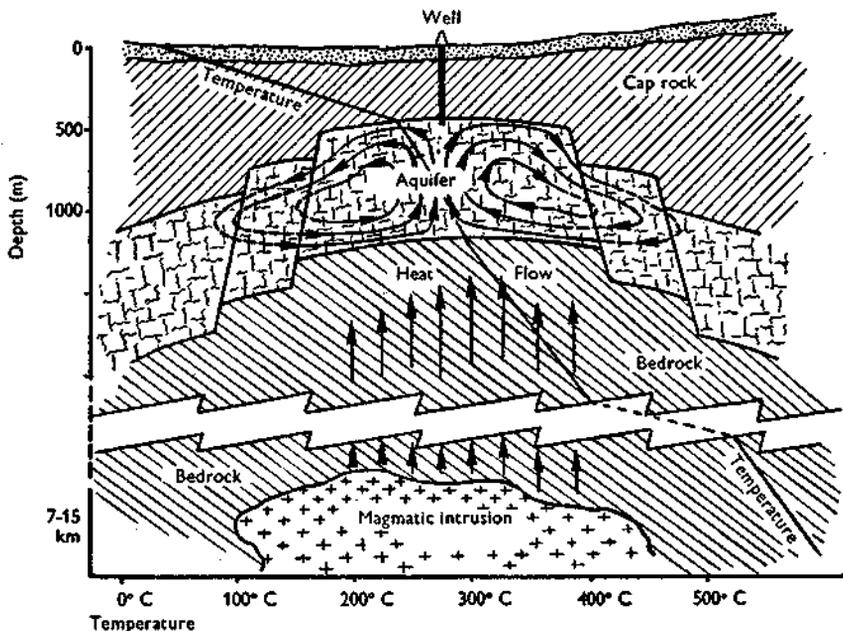


Fig. 5: Modell eines Geothermalfeldes nach G. FACCA (1973).

Die undurchlässigen Deckschichten (Cap-rock) bildet der sogenannte Obere Komplex, bestehend aus neogenen Sedimenten und dem allochthonen Flysch (Argille scagliose) und dem oberen, nicht karbonatischen Anteil der Tuscan-Formation.

Den Aquifer stellt die untere Tuscan-Formation dar (Oberjura bis Obertrias) mit zerbrochenen Radiolariten, Kalksteinen, Dolomiten und einigem Anhydrit. Er ist unterlagert von einem undurchlässigen Kristallinkomplex aus Phylliten und Quarziten. Tektonisch sind tangentielle Bewegungen im Unter- bis Mittelmiozän und vertikale Absenkungen (Brüche) vom Obermiozän bis ins Quartär bemerkenswert.

Gravimetrische Messungen haben ergeben, daß in der Tiefe von 6 bis 8 km eine saure plutonische Masse liegt, die die Wärmequelle darstellt. Im Süden des Feldes (und auch im Süden der Karte) bildet der durchlässige Aquifer Höhenzüge und nimmt dort das Regenwasser in den tieferen Speicher auf.

Der geothermische Tiefengradient im Zentrum des Feldes beträgt ca. 30° C/100 m, ist also sehr hoch.

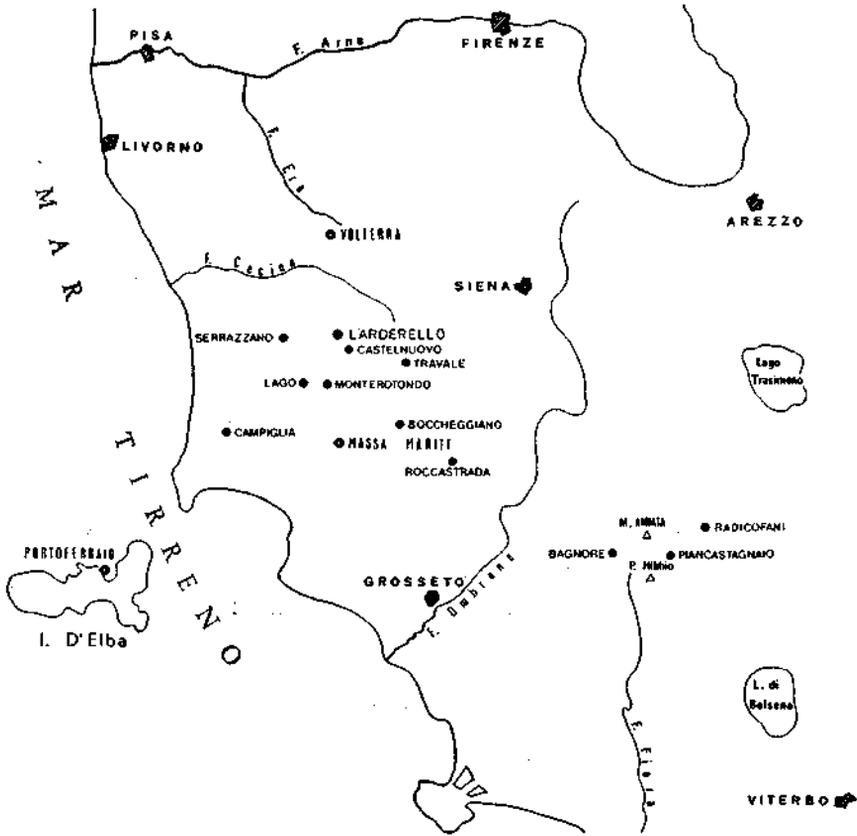


Fig. 6: Lage der bekannten Dampffelder von Larderello (aus Larderello und Monte Amiata, ENEL, Rom, keine Jahresangabe).

Die Dampftemperaturen reichen von 150 bis 260° C (im Mittel 220° C)³, die maximale Ergiebigkeit pro Bohrloch ist 14 bis 28 kg Dampf pro Sekunde (= 50 bis 100 t/h). Als optimaler Bohrdurchmesser hat sich 13³/₈" (= 33 cm) ergeben.

Jede neue Bohrung fördert zuerst ein Wasser-Dampf-Gemisch, dann nur mehr Trockendampf allein, was den günstigsten Fall für billige Elektrizitätserzeugung darstellt. Erklärbar ist dieses Phänomen folgendermaßen: Das Heißwasser (+ Dampfgemisch) im Aquifer steht

³ In nahe gelegenen anderen Feldern (Bagnore und Piancastagnasio) sind die Mitteltemperaturen nur 140 bzw. 190 Grad C.

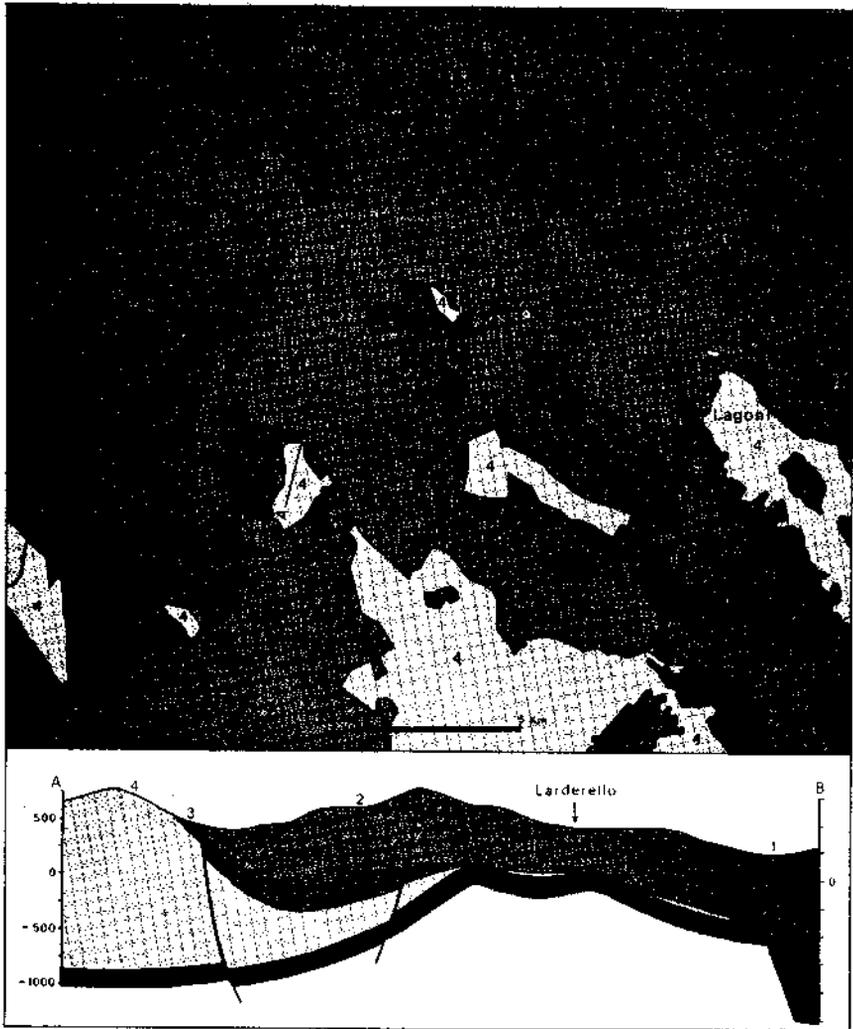


Fig. 7: Schematische geologische Karte und Profil des Geothermalfeldes Larderello (ENEL, Rom, keine Jahresangabe). Legende: 1 — Tone, Sandsteine, Konglomerate etc. (Pliozän bis Obermiozän); 2 — „Argille scagliose“ (= Tonschiefer, Mergel, Kalksteine, Sandsteine, Ophiolite etc., Eozän bis Jura); 3 — „Macigno“ und „polychrome Tonschiefer“ (Oligozän bis Kreide); 4 — „Tuscan-Formationen“, Radiolarite (Oberjura) bis Evaporite (Obere Trias); 5 — Phyllite und Quarzite (Trias).

unter so hohem Druck, daß bei der schnellen Entnahme das Wasser nicht so rasch nachfließen kann. Es entsteht ein Unterdruckbereich um das (tiefe) Bohrlochende, in dem das stark überhitzte Wasser verdampft („flashes“). Fig. 8 zeigt das Druck-Temperatur-Verhältnis von Wasser zu Dampf (unter der kritischen Temperatur). Fig. 9 gibt einen Überblick über das Gebiet von Larderello. Die Dampfzinnen sind nur selten zu sehen, nämlich nur dann, wenn die Bohrungen durchgeblasen werden, was etwa zweimal pro Jahr durchgeführt wird. Fig. 10 zeigt Kühltürme und das E-Werk Larderello 2.

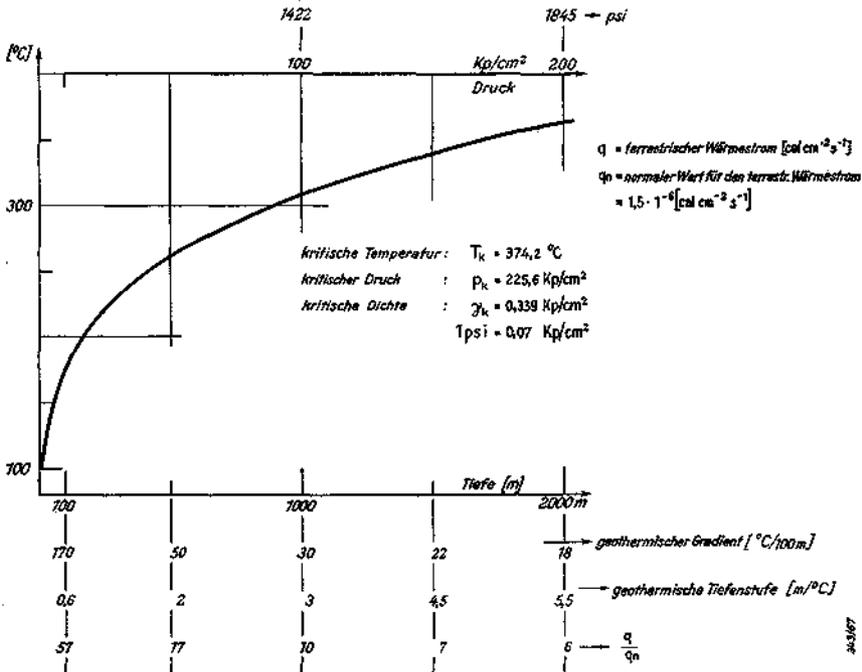


Fig. 8: Siedepunkt des Wassers in Abhängigkeit vom Druck bzw. von der Tiefe bei hydrostatischem Druck im Untergrund (nach O. KAPPELMEYER, 1968).

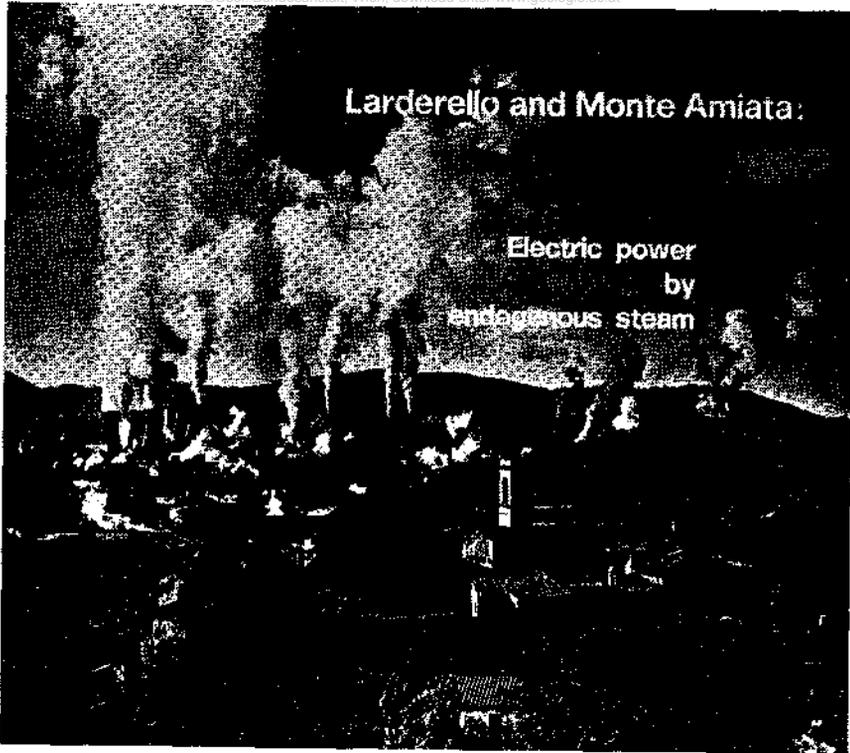


Fig. 9: Das Gebiet von Larderello (ENEL, Rom, ohne Jahresangabe).

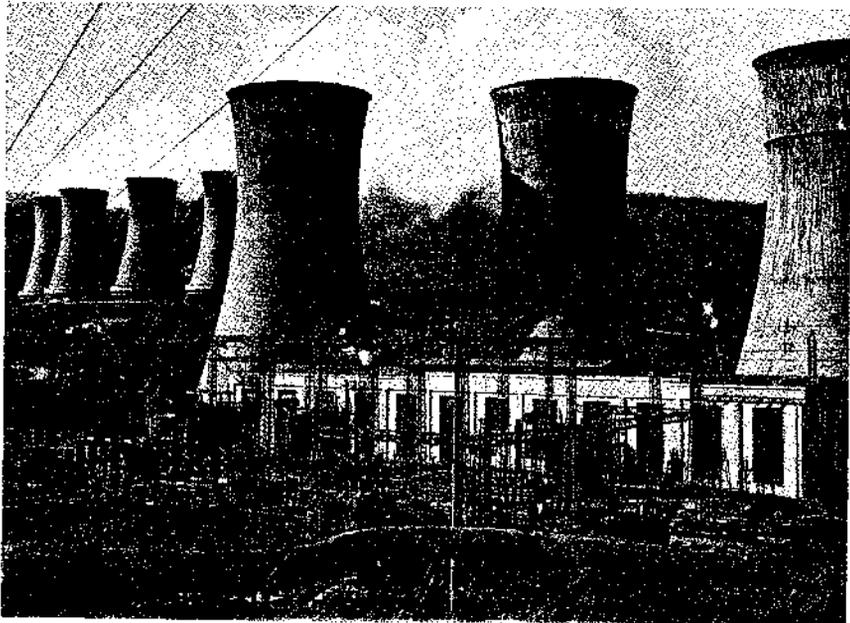


Fig. 10: Kühltürme und E-Werk Larderello 2 (ENEL, Rom).

4. Neue Erkenntnisse und Projekte

4.1. Neue Ideen

Neben den herkömmlichen, klassischen Methoden geothermaler Energiegewinnung kamen im Laufe der Zeit auch neue Ideen auf. So wurde z. B., vor allem in Japan, vorgeschlagen, Rohrsysteme in eine heiße Formation in der Nähe eines tätigen Vulkanes zu verlegen und eingespeistes Wasser in diesen Röhren in Dampf umzusetzen, der dann in Elektrizität umgewandelt werden sollte. Dieser Vorschlag hat anscheinend keinen großen Anklang gefunden, da er nie versucht wurde.

Im Jahre 1964 wurde in den Vereinigten Staaten von Amerika das sogenannte „Plowshare project“, das heißt ein Vorschlag unterbreitet, künstliche Geothermalfelder zu schaffen, und später wurde auch tatsächlich von der US-Atomenergiekommission ein derartiger Versuch gestartet. 1971 wurden die Ergebnisse veröffentlicht: Es wurden Atombomben in einer gewissen Erdtiefe zur Explosion gebracht und das dadurch sehr stark zerbrochene und erhitzte Gestein als Reservoir für künstliche Wassereinspeisung verwendet. Es konnte in einer feasibility study errechnet werden, daß solche geothermale Energiegewinnung ohne weiteres möglich wäre. Es wurde kalkuliert, daß die Wärme von einer Kubikmeile Gestein, das von 350° C auf 250° C abgekühlt wird, 3700 MW elektrische Energie abgibt, und zwar für 30 Jahre⁴. Es wäre allerdings notwendig, 40 bis 60 Atombomben von je 200 Kilotonnen in einer Tiefe von 1500 bis 3000 m explodieren zu lassen. Die Stromkosten wären erstaunlich gering, und keine umweltgefährdenden Nebenwirkungen würden auftreten (E. BARBIER & M. FANELLI, 1973, p. 18 f.).

4.2. „Trockene Erdwärme“⁵

Im Jahre 1972 hat das National Petroleum Council der USA einen Report an das US-Innenministerium abgegeben, wo festgestellt wird, daß 1985 in den Bundesstaaten Kalifornien und Nevada ein Drittel des Gesamt-Elektrobedarfs durch geothermale Dampfkraftwerke gedeckt werden könnte. Dies macht jedoch nur ungefähr zwei Prozent des totalen amerikanischen Elektroverbrauchs aus. Das liegt daran, daß nur die beiden obenerwähnten Staaten in Betracht gezogen wurden, weil dort Oberflächenmanifestationen von geothermale Dampfung auftreten.

Ein anderer Bericht (von der Wissenschaftsförderungs-Organisation der USA) sagt jedoch, daß das geothermale Potential der Vereinigten

⁴ W. HICKEL (1972, p. 17) errechnete, daß die Energie einer Kubikmeile Gestein, das man von 350 auf 177 Grad C abkühlt, 300 Millionen Barrel Erdöl entspricht (= 48 Milliarden Liter Erdöl).

⁵ Kapitel 4. 2. und 4. 3. nach D. W. BROWN, M. C. SMITH and R. M. POTTER 1972.

Staaten mehrere hundertmal größer ist als das vom Petroleum Council aufgezeigte. Es wird dabei die sogenannte **trockene geothermale Energie** miteinbezogen.

Bei den klassischen herkömmlichen Hoffungsgebieten für geothermale Energie war eine der vier Grundvoraussetzungen, daß genügend Wasser in einem Aquifer vorhanden ist. Nun ist in vielen Bereichen keine Wasserschicht in entsprechender Tiefe, die Dampf oder Heißwasser an die Oberfläche liefern könnte. Der Gedanke liegt nahe, daß man Wasser in diese Tiefe einspeist und dann erhitzt wieder zu Tage fördert.

Ein Team von Wissenschaftlern der Universität von Kalifornien in Los Alamos (New Mexico) hat diesen Gedanken aufgegriffen und ihn wissenschaftlich ausgearbeitet.

4.3. Schaffung von Permeabilitäts-Räumen in der Tiefe; Wassereinspeisung und Zirkulation

Es wurde festgestellt, daß alle Gesteine, die heißer sind als 160°C und in geringerer Tiefe als 6 km liegen, ohne weiteres geeignet erscheinen, geothermale Energie zu liefern, wenn sie genügende Wasserspeicherung und Zirkulation erlauben. Wo das nicht der Fall ist, muß man diese Bedingungen künstlich schaffen. Der Vorgang ist im Prinzip einfach: Man bohrt ein Loch in die Tiefe; so weit, bis man die gewünschte Temperatur im Gestein erreicht. An dieses Gestein werden jedoch einige Anforderungen gestellt; es darf möglichst nicht zerklüftet sein, es soll einen festen, undurchdringlichen Körper bilden, damit das später eingepreßte Wasser nicht durch Klüfte seitlich entweichen kann. Dieses Bohrloch wird nun bis zum Zentrum des zu schaffenden durchlässigen Gesteinskörpers verrohrt (Fig. 11). Dann wendet man eine Technik an, die in der Erdölproduktion schon weitgehend angewandt wird: „hydraulic fracturing“. Man preßt Wasser unter hohem Druck in das Gestein, bis erste Klüfte aufreißen. Danach kann dieser hydraulische Druck verringert werden, und weitere Klüfte werden sich öffnen. Hierauf entspannt man die zerbrochene Region und läßt das — jetzt heiße — Wasser wieder zurück zur Oberfläche. Man bohrt nun in einer Entfernung von 100 oder mehr Metern ein zweites Loch, nur mehr bis knapp unter die Oberfläche des zerbrochenen, nun wasserdurchlässigen Raumes, und prüft durch Wiedereinpressen von Wasser in das tiefere Loch, ob die Klüftung genügend ist, um eine Kommunikation zwischen den beiden Bohrlöchern herzustellen. Ist dies nicht der Fall, kann man von beiden Löchern aus eine weitere hydraulische Zerbrechung durchführen. Man schaltet nun ein Elektrizitätswerk zwischen die beiden Bohrlöcher. Es soll ein geschlossenes System sein, in dem Wasser hinuntergepumpt wird, das auf der anderen Seite erhitzt wieder aufsteigt. Dort kommt es in das E-Werk, wo dem Wasser die Hitze entzogen wird

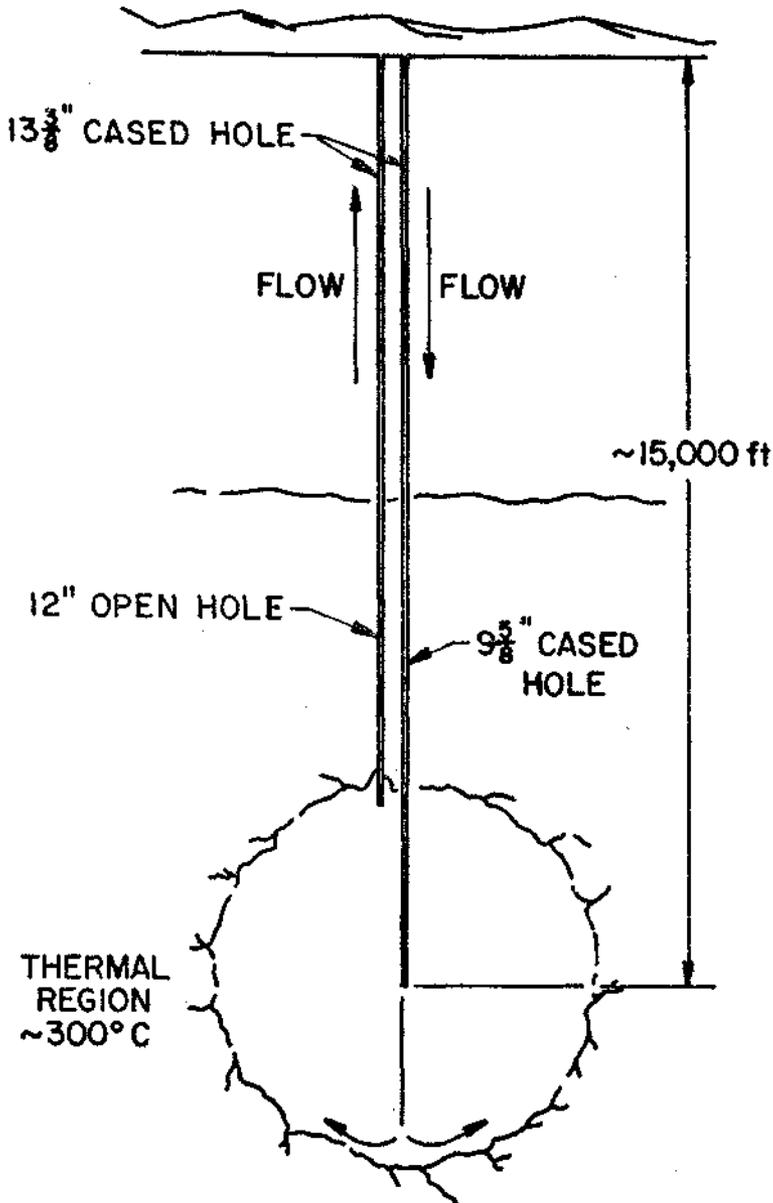


Fig. 11: Modell zur Schaffung eines trockenen Geothermalfeldes zur Energiegewinnung (nach D. W. BROWN et al., 1972).

und dann von selbst wieder abgekühlt in das tiefere Loch absinkt. Auf diese Art und Weise wird ein unendlicher Kreislauf von Heißwasser und abgekühltem Wasser erreicht. Für 1974 ist ein Feldexperiment in N-Zentral-New Mexico, vorgesehen. Fig. 12 zeigt ein Modell, bei dem Wasser von 280° C aufsteigt, in einem Wärmeaustauscher von 150 MW

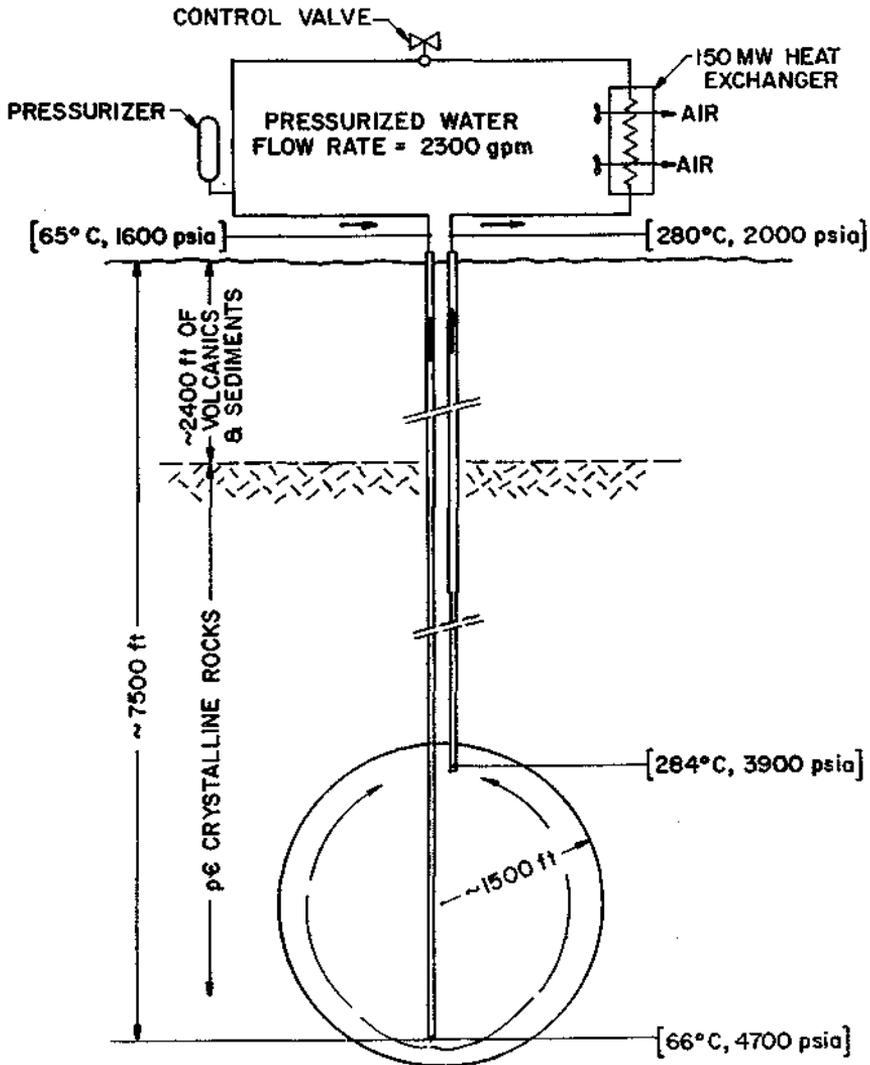


Fig. 12: Experimentelle Anordnung und Arbeitsbedingungen eines E-Werkes in einem künstlich geschaffenen Geothermalfeld (nach D. W. BROWN et al., 1972).

verdampft und abgekühlt wird. Danach sinkt es wieder zurück in die Tiefe bei einer Temperatur von 65°C . Es ergibt sich dabei ein selbstständig fließender Wasserkreislauf von 300 l/sec bei einem Bohrdurchmesser von $13\frac{3}{8}''$ (= 33 cm).

Interessant ist, daß nicht an eine Wasserkühlung gedacht ist, sondern an eine Luftkühlung, denn Wasser ist in dieser Gegend recht kostbar. Nach D. W. BROWN et al. verteuert die Luftkühlung die Baukosten um 10 bis 20 US-\$/kW, was einer Preiserhöhung von 0,2 bis 0,4 Mills/kWh entspricht, ein praktisch nicht ins Gewicht fallender Betrag.

Bei diesem System tritt ein weiterer günstiger Faktor ein, der sowohl bei Kleinexperimenten bewiesen als auch von Computern errechnet wurde. Wenn sich durch die Heißwasserentnahme das Gestein in der Tiefe abkühlt, so sinkt zu Beginn die Leistung in Form von Temperaturverminderung des Wassers, aber nach einiger Zeit steigt die Temperatur wieder an. Das ist darauf zurückzuführen, daß durch die Abkühlung im Gestein Kontraktionsspannungen entstehen, die zu einem weiteren Aufreißen von Klüften und Haarrissen führen. Und

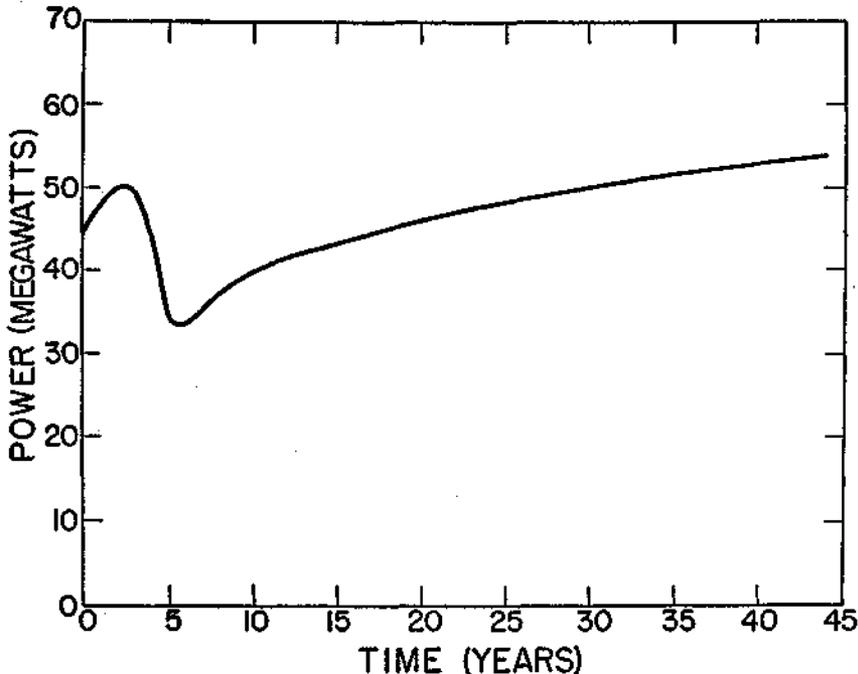


Fig. 13: Kraft-Zeit-Diagramm nach D. W. BROWN et al. (1972). Bei gleichbleibender Wasserzirkulation steigt in den ersten Jahren die Leistung an und fällt in den nächsten beiden folgenden Jahren ab; dann hat sich die Klüfterweiterung nach unten so weit ausgewirkt, daß die Leistung wieder ansteigt.

zwar interessanterweise mehr gegen die Tiefe zu als nach oben. Daraus folgt, daß das Wasser weitere heißere Zonen durchdringen und mehr Wärme zutage fördern kann (vgl. Fig. 13).

Es stellt sich die Frage, ob solch ein künstlich geschaffenes System ökonomisch ist oder nicht. Die folgende Tabelle zeigt einen Vergleich für die Mitte der siebziger Jahre.

Vergleich von E-Werk-Baukosten und Strompreisen

E-Werks-Type	Leistung E-Werk in MW	E-Werk-Kosten Dollar/kW	Stromkosten Mills/kWh
„Trockene“ geotherm. Energie, 300° C Gesteinstemperatur, Dual-Zyklus, 4 Bohrungen (Westen der USA)	100	186	4,7
175° C Gesteinstemperatur, Isobutan, 10 Bohrungen (Osten der USA)	100	316	8,0
Region New York 1975, Nuklear-E-Werk	950	350	11,8
Kohle-Dampfwerk	950	250	13,3

Alle Stromkosten bei einem Auslastungsfaktor von 80% der Kapazität;
Brennstoffkosten von 1971.

(Nach D. W. BROWN et al., 1972, p. 21)

Das „Trockenwärme“-Elektrizitätswerk kann bei 300° C Temperatur des Gesteins und bei vier Bohrlöchern mit einem Doppelzyklussystem Strom erzeugen, der 4,7 Mills/kWh kostet. Das gilt für die westlichen amerikanischen Bundesstaaten, wo der geothermale Wärmegradient höher ist. Für den Osten der USA muß tiefer gebohrt werden, und man bekommt weniger Wärmezunahme mit der Tiefe und daher weniger geothermale Energie. Bei einer Gesteinswärme von 175° C braucht man zehn Bohrlöcher, um mit Wärmeaustauscher (Isobutan allein) 100 MW zu erzeugen. Der Strom wird auf ca. 8 Mills/kWh kommen. Für New York wurde für die Mitte der siebziger Jahre errechnet, daß Strom aus Kernenergie demgegenüber 11,8 Mills/kWh kosten wird und kalorische Elektrizität aus Kohle 13,3 Mills/kWh.

4.4. Projekt „Schmelzbohren“ (nach E. S. ROBINSON et al., 1971)

Gleichzeitig mit dem Team der Universität Los Alamos, das sich mit der Schaffung von Permeabilitätsräumen und künstlicher Wassereinspeisung beschäftigte, befaßte sich ein anderes Team der gleichen Universität mit neuen Bohrmethoden. Vor allem mit Tiefbohrungen und mit Bohrungen von großen Durchmessern. Man ging von dem Ge-

danken aus, daß der Energiebedarf für das Schmelzen von Gestein nur etwa das Eineinhalb- bis Zweifache beträgt wie für das Bohren mit Rotary-Geräten und daß die Kosten beim Bohren in größere Tiefen oder bei größeren Durchmessern mit Rotary-Geräten sehr rasch ansteigen; desgleichen werden die Kosten der Verrohrung in größerer Tiefe wesentlich teurer. In den sechziger Jahren wurden Schmelzbohrversuche im Labor durchgeführt, die äußerst erfolgreich verliefen. Das amerikanische Militär sowie Großfirmen haben sich für diese Methoden in-

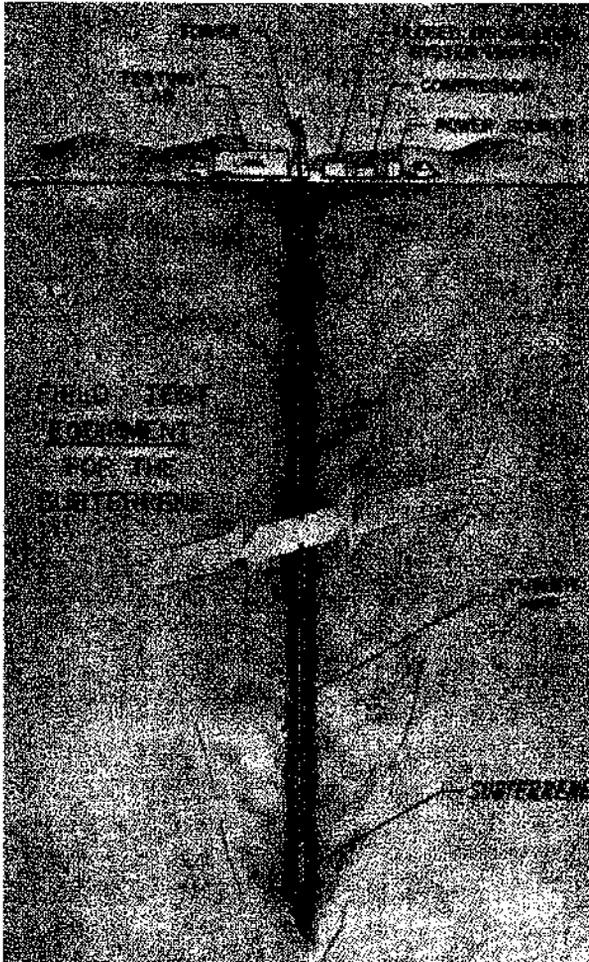


Fig. 14: Die elektrisch betriebene Schmelzbohr-Versuchseinheit (nach E. S. ROBINSON et al., 1971).

teressiert; es wurde auch erwogen, daß die ersten Gesteinsbohrungen auf dem Mond mit einem solchen Schmelzgerät durchgeführt werden sollten. Seither ist es etwas still geworden, aber ein Großversuch im Gelände ist geplant. Das Prinzip ist wieder einfach, wie Fig. 14 illustriert.

Man nimmt ein Bohrgestänge, setzt statt der Bohrkronen ein Wärme-gerät auf, welches das zu durchbohrende Gestein bis knapp über den Schmelzpunkt erhitzt. So frißt sich der Schmelzkopf, ohne zu rotieren, in die Tiefe. Der große Vorteil dabei ist, daß man keine Verrohrung braucht, denn das geschmolzene Gestein dringt flüssig in die vorhandenen Klüfte und Haarrisse ein, erstarrt dort und bildet Glas, welches das Bohrloch völlig abdichtet. Es braucht also das durchbohrte Material nicht an die Oberfläche befördert werden. Es ergibt sich als weiterer Vorteil, daß beim Vordringen des spitzen Schmelzbohrkopfes das Gestein in Front des Bohrkopfes selbst zerbrochen wird durch einen Akt, der ähnlich dem hydraulischen Zerbrechen eines Gesteinskörpers ist, wie weiter oben geschildert, nur daß hier das geschmolzene Gestein selbst den Druck auf seine Vorfrent ausübt (vgl. Fig. 15). In die so geschaffenen Sprünge kann zusätzliches flüssiges Gesteinsmaterial hineingepreßt werden. Bei weiterem Schmelzen wiederholt sich der Prozeß. Es entsteht also ein vollkommen abgedichtetes Bohrloch, das sei-

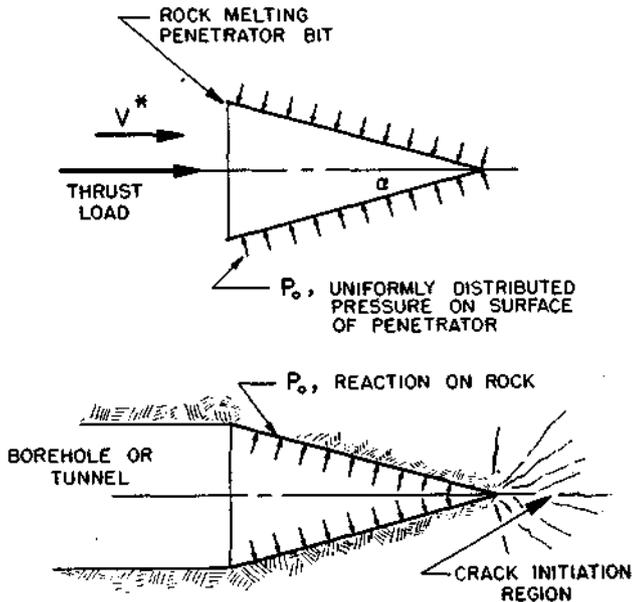


Fig. 15: Lithostatischer Druck, erzeugt von einem Gesteinsschmelz-Penetrator, und Beginn der Gesteinszerreißung vor seiner Spitze (E. S. ROBINSON et. al., 1971).

nen Raum voraus bereits zerbrochen hat. Man hat die ersten Versuche mit elektrisch erzeugter Wärme durchgeführt, hat aber zumindest auf dem Papier **Kleinkernreaktoren** entwickelt, die in diesen Schmelzbohrkopf eingesetzt werden können, wie auf Fig. 16 ersichtlich ist.

Zwei weitere Vorteile dieser Methode liegen darin,

a) daß der Energieverbrauch mit größerer Tiefe nicht wie beim Rotarybohren zu-, sondern abnimmt, da durch die geothermische Tiefenstufe bereits die Gesteine wärmer sind und je nachdem um 200 bis 300° C weniger erhitzt werden müssen bis zum Schmelzpunkt;

b) daß beim Schmelzbohren die Gesteinsart praktisch keine Rolle

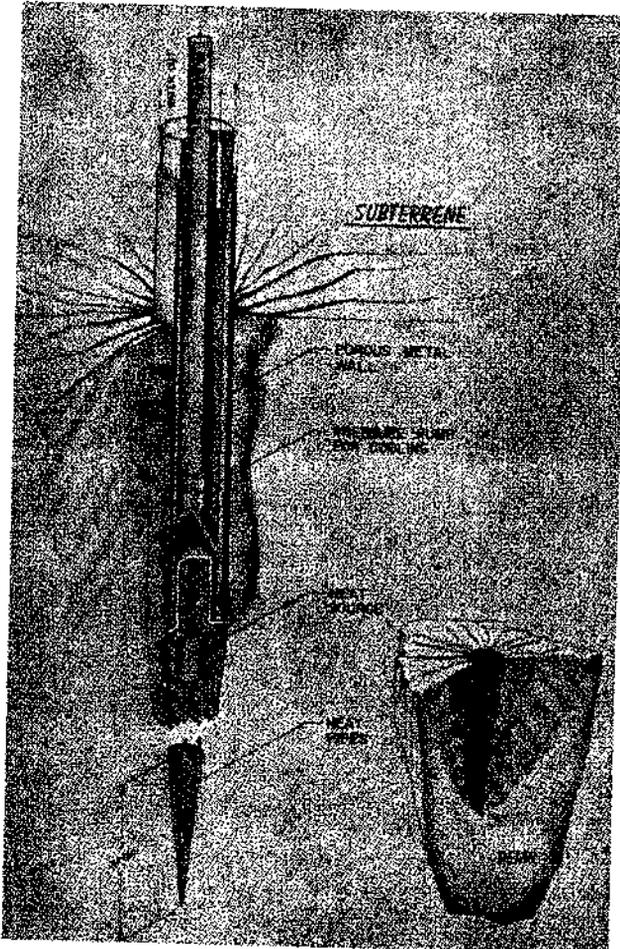


Fig. 16: Schema eines nuklearen Schmelzbohrkopfes („Nuclear Subterrene“; E. S. ROBINSON et al., 1971).

spielt, ob es sich nun um Sande, Dolomite oder Granite (oder andere) handelt, da der Schmelzwärmebedarf für alle Gesteine ähnlich ist.

Es wurde für die oben abgebildete Versuchsanordnung errechnet, daß ein benzingetriebener Generator von 300 PS genug elektrische Energie liefert, um ein Bohrloch von 25 cm Durchmesser 100 m pro Tag vorzutreiben.

4.5. Kühlflüssigkeitsdampf durch Wärmeaustauscher

Fast stets wurde bisher bei der Erzeugung „geothermaler“ Elektrizität nur Trockendampf verwendet; auch in Naßdampffeldern, wo — nach dem „flash“-Prozeß — rund 80 Prozent überhitztes Wasser anfällt. Dieses Heißwasser läßt man oft ungenützt oberflächlich abfließen. Bei Warmwasserfeldern, die nur Wasser von unter 100° C fördern, wird meist gar nicht an Elektrizitätserzeugung gedacht. Jedoch kennt man schon seit einiger Zeit Kraftwerke, die mit Wärmeaustauschern und darin erzeugtem Kühlflüssigkeitsdampf arbeiten. Seit 1948 arbeitet ein 300-kW-Werk auf der Insel Ischia, Italien, mit Ethylchlorid (B. WOOD, 1973, p. 118) und seit den späteren sechziger Jahren ein 700-kW-Werk in Kamtschatka, UdSSR, mit Freon 12.

1965 haben J. H. ANDERSON und J. H. ANDERSON jr. Pläne ausgearbeitet für eine mit Propandampf betriebene Turbine, die bei nur 20° C Wärmedifferenz arbeiten kann und für ihren Eigenbetrieb nur 15 Prozent der erzeugten Elektroenergie verbraucht (P. FOSTER, 1972, p. 381). Im kalifornischen Riesengeothermalfeld von Salton Sea wird demnächst das erste größere Wärmeaustauscher-Kraftwerk mit 50 MW in Betrieb genommen. Es wird mit Isobutan arbeiten. Etliche weitere sind im Planungsstadium. Ebenfalls demnächst in Betrieb gesetzt wird ein ähnlich arbeitendes Werk (Magnamax Power Process) in Brady's Hot Springs in Nevada, USA, mit 10 MW (E. BARBIER & M. FANELLI, 1973, p. 17).

Vier Vorteile bringt ein solches Wärmeaustauschsystem:

a) Es kann Warmwasser von weniger als 100° C zur Elektrizitätserzeugung verwerten, ohne mit Unteratmosphärendrücken für die Verdampfung arbeiten zu müssen.

b) Da die meisten Kühlflüssigkeiten eine höhere spezifische Wärme haben als Wasserdampf, der aus demselben Heißwasser gewonnen werden kann, ist der Wirkungsgrad des Kühlflüssigkeitsdampfes ein (bedeutend) größerer.

c) Da die Kühlflüssigkeit einen ungleich höheren Dampfdruck erzeugt als Wasserdampf bei gleicher Temperatur, können die Turbinen wesentlich kompakter gehalten werden.

d) Da man bei Wärmeaustauschern mit einem geschlossenen System arbeitet, fällt die Korrosionsgefahr durch aggressive Wässer fort bzw. kann es nicht zu Rohrverengungen durch Ausfällungen (z. B. CaCO₃) kommen.

4.6. Multianwendungen geothermaler Energie

Nur ganz selten wurde bisher geothermales Heißwasser (oder Dampf) für mehr als einen Zweck verwendet; entweder nur zur Raumheizung oder für die Landwirtschaft usw. oder nur für Elektrizitätserzeugung. Das (oft nur leicht) abgekühlte Wasser leitet man oberflächlich ab — und hat damit häufig noch Thermopollutionssorgen.

Nun kann bereits bei der Elektrizitätsgewinnung allein eine doppelte Effektivität erreicht werden, wenn man ein Dualzyklussystem anwendet, wie es z. B. von D. W. BROWN et al., 1972, für „trockene“ Geothermalenergieverwertung ausgearbeitet und vorgeschlagen wurde (vgl. Fig. 17).

Das aufsteigende Wasser von 280° C kommt in einen ersten Wärmeaustauscher, in dem Wasserdampf erzeugt wird, und dann in einen zweiten, in dem Isobutan verdampft wird. Beide Dämpfe treiben je eine Turbine zur Stromerzeugung an. Das auf 65° C abgekühlte Wasser sinkt in die Tiefe. Im Wasserdampfzyklus werden 33,4 MW erzeugt, im Isobutanzyklus 22,3 MW. Das sind zusätzliche zwei Drittel der Leistung, die bei alleiniger Wasserdampfverwertung erreichbar wären.

Immer bleibt bei geothermaler Elektrizitätsgewinnung Heißwasser übrig, das anderwärtig genutzt werden kann, oft für industrielle Zwecke, stets jedoch für Raumheizung (55° C sind genug) oder Klimaanlagen, wenn das Geothermalfeld nahe genug bei Siedlungen ist, immer aber für die Landwirtschaft zur Glashausheizung und weiter abgekühlt noch für Freibodenheizung und schließlich für die Fischzucht. Das nun kühle Wasser kann unbeschadet in Flüsse abgeleitet oder als Nutzwasser Verwendung finden. Sogar als Kühlwasser für mannigfaltige Zwecke kann es neu aufgeheizt und nochmals verwendet werden. Die Extraktion von Gasen, Salzen und anderen Mineralien ist eine weitere Möglichkeit. Die Rentabilität geothermaler Wässer kann sich so durch gezielt geplante Multinutzung vervielfachen.

4.7. Wiedereinspeisung von Geothermalwasser in die Tiefe (Reinjection)

Da Mehrfachverwendung von geothermaletem Warmwasser erst selten genutzt wird, entsteht wie bei jedem kalorischen Kraftwerk oft die Gefahr der Wärmepollution der Vorfluter⁶. Eine Einspeisung in den Untergrund liegt nahe. Bei normalen kalorischen Kraftwerken ist das kaum möglich, da das seichtliegende Grundwasser nur ganz selten solche zusätzliche Mengen (Fluß- oder Seewasser) so rasch aufnehmen kann. Die Einspeislöcher fließen in kürzester Zeit über. Einpressung in

⁶ L. PETERSON hat 1970 (nach H. GRÜMM, 1973, p. 13) berechnet, daß in den USA, bei gleichbleibenden kalorischen Elektrizitätserzeugungstendenzen, die anfallende Kühlwasser-Abwärme im Jahre 2000 alle Oberflächenwässer der USA um 20° C aufwärmen würde.

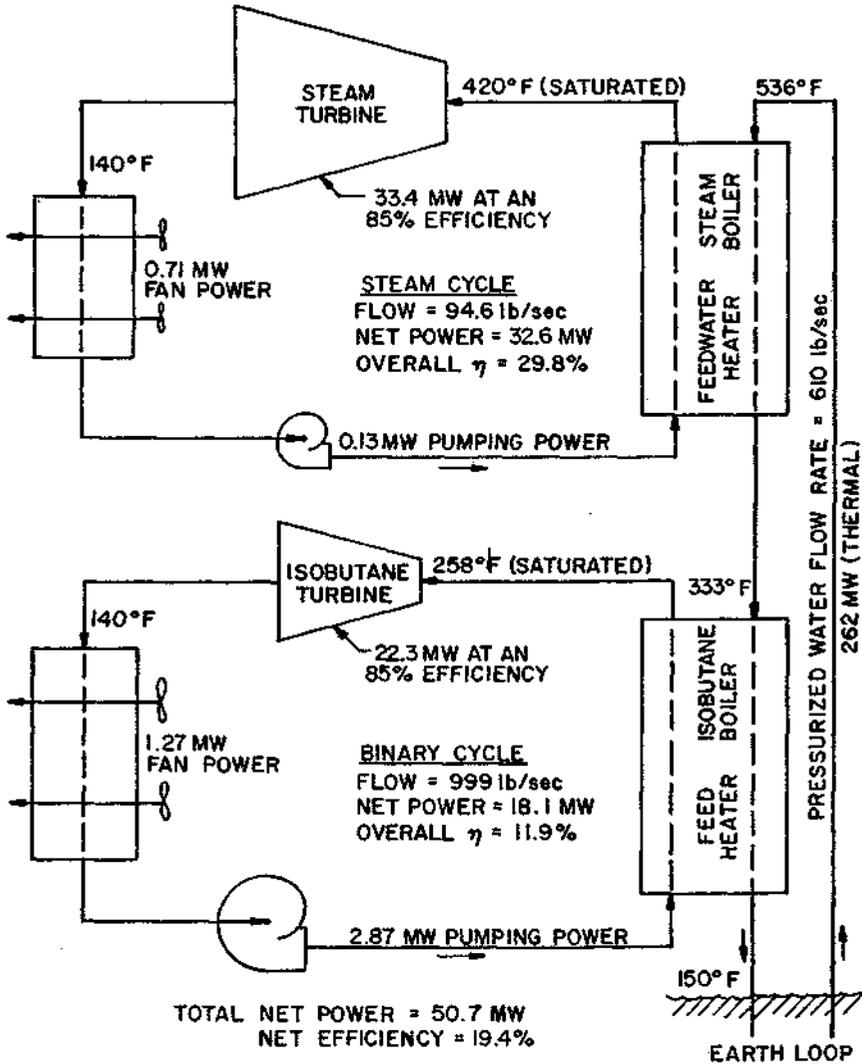


Fig. 17: Dualzyklusgeneratorensystem (D. W. BROWN et al., 1972).

tiefere permeable Aquifer kommt wegen des dort herrschenden Wasserdrucks ebenfalls nur in Ausnahmefällen in Frage.

Anders verhält es sich bei geothermalem Wasser. Hier wird durch die Entnahme aus einem tiefliegenden Wasserhorizont in diesem ein gewisser hydrostatischer Unterdruck geschaffen, so daß dieser Horizont

wieder wasseraufnahmebereit ist. Das heißt, man kann die entnommene Wassermenge wieder rückspeisen.

Es wurden Einwände gegen die Reinjection erhoben, die B. Wood, 1973, p. 118, zusammenfaßt (übersetzt ins Deutsche): „Es wurde oft vorgeschlagen, sich des unnützen Heißwassers durch Rückspeisung in die Erde zu entledigen. Der Einwand dagegen ist, daß das Wasser, obwohl es immer noch heiß ist, doch schon wesentlich kühler ist als im Entnahmehorizont. Daher kann diese Rückleitung nur in einer Verminderung der ursprünglichen Temperatur in diesem Aquifer resultieren und so mithelfen, das Geothermalfeld zu zerstören.“ Versuche schienen diese Schlußfolgerungen zu bestätigen, die Temperatur des geförderten geothermalen Wassers sank ab.

Es gibt Fälle, wo die Rückspeisung imperativ ist; dort, wo die Umweltschutzbehörden das oberflächliche Ableiten verbieten, oder wie z. B. im Salton-Sea-Feld (Kalifornien), wo wegen des stark salzigen Wassers (20 Prozent Salz) die Korrosionsgefahr bei einem offenen System zu groß wäre. In Salton Sea, in Japan (wo das „geflashte“ Wasser stark säurehaltig ist — UN-Report, 1972, p. 45) sowie in El Salvador (J. BARNEA in einem UN-Report, 1972, p. 164) wurden keine negativen Auswirkungen auf die geothermale Förderung bemerkt. Ausgesprochen günstige Ergebnisse lieferten jedoch Testversuche in Larderello, wo durch die Reinjection der geothermale Dampfdruck positiv beeinflusst werden konnte (E. TONGIORGI, UN-Report, 1973, p. 7).

Die Lösung scheint einfach zu sein: Wo die Rückspeisung zu nahe der Entnahmebohrung erfolgt, müssen negative Abkühlungseffekte eintreten. Wird das (relativ) kühle Brauchwasser aber in einer Distanz vom Entnahmepunkt rückgeleitet, die bei gegebener Fließgeschwindigkeit eine Neuerhitzung erlaubt, wird nicht nur der hydrostatische Druck länger konstant gehalten, sondern auch die Lebensdauer der Bohrlochförderung verlängert, was für Rentabilitätsberechnungen von entscheidender Bedeutung sein kann (s. u.).

Nach J. BARNEA, 1973, p. 76, betragen die Wiedereinspeisungskosten weniger als 1 Mills/kWh, die Lebens-Verlängerungsamortisation der Förderung nicht berücksichtigt.

5. Kostenvergleich zwischen geothermaler und herkömmlicher Energie

Direkte Kostenvergleiche zwischen geothermaler, herkömmlicher und Nuklearenergie sind bei der rapiden technischen Entwicklung, aber noch viel mehr wegen der weltweiten Inflation und der steigenden Energiebrennstoffpreise nicht exakt zu ziehen. Es wird im folgenden versucht, die Vergleiche je nach Energieverwendungsart zu untersuchen.

5.1. Energiekosten für Raumheizung

- In Island werden Ende der siebziger Jahre bereits 70 Prozent der Einwohner in geothermal geheizten Räumen wohnen, arbeiten und ihre Freizeit verbringen. Das ist wohl das eklatanteste Beispiel dafür, daß Geowärme billiger ist als jede anders erzeugte.
- In Rotorua, Neuseeland, wird ein 100-Zimmer-Hotel geothermal geheizt, mit Klimaanlage und Warmwasser versorgt. Die Heizkosten sind nur ein Zwanzigstel der dafür nötigen Ölheizkosten. Die Anlagekosten für beide Heizsysteme sind gleich hoch (C. J. BANWELL, 1973, p. 8).
- Das Technische Institut von Oregon, USA, konnte die Heizkosten nach Umstellung von Ölheizung auf geothermale Heizung von 94.000 US-\$ pro Jahr auf 8000 US-\$ senken, obwohl das Campus um 25 Prozent vergrößert wurde. Die Ölkosten hätten sich bis Mitte 1973 auf 200.000 US-\$ erhöht (J. BARNEA, 1973, p. 7).

Drei Fakten sind in diesem Zusammenhang besonders bemerkenswert:

- a) Obige Zahlenangaben beziehen sich auf die Zeit vor der großen Ölverteuerung seit Herbst 1973,
- b) eine Statistik der Vereinten Nationen hat festgestellt, daß — sogar in den Industrieländern — ca. 35 Prozent aller verbrauchten Energie auf Raumbeheizung entfällt,
- c) für Raumbeheizung genügen Warmwasserfelder mit Temperaturen von unter 100° C (bis < 60° C).

5.2. Energiekosten für Landwirtschaft

Noch für 1971 wurde errechnet, daß Glashaushitzungen mit Öl oder Kohle 15 bis 20 Prozent des Endproduktpreises kosten (B. LINDAL, 1973, p. 143). Zu dieser Zeit haben FAO-Experten in der Türkei festgestellt, daß geothermale Heizung nur auf ca. ein Drittel kommt (Geothermics, 1972, p. 132).

In der Zwischenzeit sind die Heizkosten mit konventionellen Brennstoffen (in Wien) auf 45 bis 50 Prozent des Endproduktpreises angestiegen (Mai 1974), so daß geothermale Heizung derzeit — in bestimmten Gegenden — nur mehr ein Achtel oder ein Neuntel der konventionellen Heizung kostet.

Ebenfalls noch vor der starken Ölteuerung haben sich in Ungarn Bohrungen auf geothermales Wasser von 2000 m Tiefe für landwirtschaftliche Heizzwecke in zwei bis drei Jahren amortisiert — ohne Zweifel ein höchst eindrucksvolles Faktum (L. BÉLÉKY, 1972, p. 108).

5.3. Elektrizitätskosten

Obwohl hier die meisten Vergleichsdaten vorliegen, sind Kostenvergleiche am schwierigsten. Einerseits schwanken die Prospektions-

und Bohrkosten für geothermale Energie stark von Land zu Land, und die bisher fast ausschließlich verwendete Trockendampfförderung pro Bohrloch ist ebenso verschieden wie die Tiefe der Bohrungen. Andererseits verändern die eskalierende Inflation und vor allem die rapide steigenden Mineralbrennstoffpreise die Kalkulationen von Jahr zu Jahr ganz bedeutend. Trotzdem seien hier einige Durchschnittszahlen, Ergebnisse sorgfältiger Studien, gebracht.

G. FACCA und A. TEN DAM faßten 1964 die Erfahrungen von Larderello, Neuseeland und Kalifornien zusammen und kamen zu folgenden Zahlen:

Energiequelle:	geothermal	konvent. kalor.	Kernenergie	Wasserkraft
Mills/kWh	2—3	5,47—7,75	5,42—11,56	5,0—11,36

Das ist zehn Jahre her, und die (damals praktisch einzig ausgebeuteten) Geothermalfelder, die für die Vergleiche herangezogen wurden, stellen wohl Optimalfälle dar. Aber grundlegend hat sich in der letzten Zeit (Ende 1973 und 1974) nichts geändert, und für die Zukunft verschiebt sich der Vergleich immer stärker zum Vorteil der geothermalen Energie. 1972 (Geothermics, 1972, p. 42) wurden in einer Studie der Energiesektion der Vereinten Nationen folgende Durchschnittswerte berechnet:

Energiequelle:	geothermal	konvent. kalor.	Kernenergie	Wasserkraft
Mills/kWh	3—4	6—8	7—13	6—12

Trotz aller Anstrengungen und Forschungen, Atomkraftwerke rationeller zu konstruieren, schätzt A. KAUFMANN (von der New York Power Commission, 1973, p. 9), daß 1980 Geothermalenergie nur die Hälfte von Nuklearenergie kosten wird.

Die kWh-Kosten für Strom aus „künstlichen“ Geothermalfeldern, geschaffen durch Atombombenexplosionen in 1500 bis 3000 m Erdtiefe, wurden mit 5 Mills berechnet.

Bei fast allen obigen Preisen für konventionelle kalorische Elektrizität wurde noch kaum die Preiserhöhung für Erdöl berücksichtigt, die (laut B. KREISKY, 21. Mai 1974) in den letzten vier Jahren diesen wichtigsten Rohstoff auf das Sechsfache verteuert hat.

6. Kostengrundlagen geothermaler Elektrizität

Es sind verschiedene Ursachen, warum geothermale Elektrizität soviel billiger ist. Geothermale Installationen sind unkompliziert und äußerst einfach in der Bedienung:

- Sie brauchen nicht die komplizierten Hochdruck-Dampfheizanlagen, die konventionelle kalorische Werke haben müssen.
- Sie brauchen keine umfangreich gesicherten Lagerungseinrichtungen für Erdöl oder Kohle bzw. kostspielige Sicherungsmaßnahmen wie Nuklearkraftwerke.
- Sie brauchen keine großen Entschädigungssummen für Grund- und Gebäudeablösungen und keine aufwendigen Sperrmauerbauten wie Wasserkraftwerke.
- Der Ausnutzungsfaktor geothermaler Kraftwerke kann aus der Erfahrung mit rund 90 Prozent angenommen werden, bei allen anderen mit 70 bis maximal 80 Prozent.
- Sie brauchen keine Kosten für Verhinderung von Umweltschäden.

6.1. Kapitalkosten für Kraftwerke

1972 berichtete die Energiesektion der Vereinten Nationen (Geothermics, 1972, p. 44, ins Deutsche übersetzt): „Die extreme Einfachheit von geothermalen Kraftwerkinstallationen wird in den Kapitalkosten für ihre Einrichtung reflektiert, welche geringer sind als die von konventionellen Dampfkraftwerken. Es wurde festgestellt, daß die Kapitalkosten für ein E-Werk im Geysir-Geothermalfeld 105 US-\$/kW betragen. Obwohl angenommen wird, daß diese Kosten in Zukunft wahrscheinlich auf 120 bis 130 US-\$/kW steigen werden, ist diese geringe Kapitalintensität der geothermalen Kraftinstallationen in scharfem Gegensatz zu den Kapitalkosten von Hydroinstallationen, für die sie ungefähr 300 bis 400 US-\$/kW betragen.“ Und A. KAUFMANN ergänzte (1973, p. 9), daß die Kapitalkosten für Kernkraftwerke von 350 US-\$/kW für 1973 auf 500 US-\$/kW bis 1975 ansteigen werden.

E-Werk-Kosten:	geothermal	kalorisch	nuklear	hydroelektr.
US-\$/kW	> 130	> 150	350—500	300—400

6.2. Bohrkopf- und Leitungskosten zur Turbine

Im Gegensatz zu komplizierten Hochdruck-Dampfheizanlagen für kalorische Werke (Öl oder Kohle) oder Kernreaktoren zur Dampferzeugung erhält man bei Geothermalfeldern den Dampf direkt aus der Erde. Jedoch muß er gesammelt und zu den Turbinen gebracht werden. Schätzungen der Leitungskosten sind kaum möglich, da sie von Geothermalfeld zu Geothermalfeld sehr schwanken können. Es kommt auf die (Dampf-)Temperatur, den Druck, die Förderung pro Bohrloch und die Entfernung der Bohrlöcher zum Turbinenwerk an. Ch. H. ARMSTEAD (1973, p. 163) hat nichtsdestoweniger Berechnungen versucht und gewisse Durchschnittsvoraussetzungen angenommen. Relativ genau zu erfassen sind die Kosten noch bei den Bohrkopfeinrichtungen, die mit

Separator, Lärmdämpfer, Ventilen, Rohr- und Leitungsansätzen sowie Instrumenten (Druckschreiber, Thermometer und Durchflußmesser) auf ca. 35.000 US-\$ pro Bohrloch kommen.

Bei Naßdampfförderung und einer Transportstrecke von ca. 1600 m kommt Ch. H. ARMSTEAD bei zahlreichen Annahmen und Sicherheitszuschlägen auf ungefähr 265.000 US-\$ pro Anlage, wobei Trockendampf und Heißwasser getrennt geleitet werden und zahlreiche Installationen im E-Werk, wie Pumpen, Tanks, „flashing“-Vorrichtungen und Kontrollinstrumente, beinhaltet sind (diese E-Werk-Installationen sind mit über 50 Prozent der Gesamtkosten angesetzt).

Eine andere Schätzung, nach Erfahrungswerten, machte J. BARNEA (1973, p. 7), der die Bohrkopf- und Leitungskosten mit rund 30 US-\$/kW angibt.

6.3. Bohrkosten

Die tatsächlichen Bohrkosten sind zwar von Fall zu Fall recht genau zu bestimmen, aber Richtkosten kaum zu nennen. Es kommt natürlich auf die Tiefe des Geothermalaquifers, die Tiefe der Verrohrung, den Durchmesser der Bohrung, die zu durchbohrenden Gesteinsarten, die Lage der Bohrung (= Zugänglichkeit für den Bohrmaschinentransport) und etliche andere Faktoren an. Ch. H. ARMSTEAD rechnet als Mittelwert (1973, p. 163) 60.000 US-\$ für ca. 1000 m Bohrung bzw. 90.000 US-\$ für jede **erfolgreiche** Bohrung, da er nur je zwei pro drei abgetäufte Bohrungen als erfolgreich für die Produktion annimmt.

J. BARNEA kommt, ebenfalls wieder aus Erfahrungswerten (1973, p. 7), **zusammen mit allen Explorationskosten**, die anschließend behandelt werden, auf 40 US-\$ pro Kilowatt erzeugten Stromes (unproduktive Fehlbohrungen einbezogen).

6.4. Explorationskosten

Ch. H. ARMSTEAD bemerkt (1973, p. 163) richtig, daß man natürlich jede beliebige Summe für geothermale Exploration, für Geologie, Geochemie, Geophysik, Testbohrungen usw. ausgeben kann. Er stützt sich bei seinen Kostenschätzungen daher auf Projekte der Vereinten Nationen (unter UNDP), die im vorderen Orient und Lateinamerika in den letzten Jahren durchgeführt wurden. Jedes dieser Projekte kostete unter 3 Millionen Dollar. Für ein weiteres Projekt im Fernen Osten wurden 2½ Millionen US-\$ veranschlagt. In diesen Kosten sind ungefähr 50 Testbohrungen einbezogen. J. BARNEA hob hervor (1973, p. 5, Welt-Energie-Versorgungs-Konferenz), daß **alle** bisher von den Vereinten Nationen durchgeführten geothermalen Explorationsprojekte erfolgreich waren, d. h., daß ökonomisch auswertbare Geothermalfelder gefunden wurden.

6.5. Lebensdauer als Voraussetzung für Kalkulationen

Bei fast allen Preis- oder Kostenkalkulationen wird die Lebensdauer eines Geothermalfeldes mit 30 Jahren, die der (Dampf-)Leitungen und Bohrkopfleinrichtungen mit 25 Jahren und die Produktionsdauer der einzelnen Bohrlöcher mit 10 Jahren angenommen. Diese Werte sind nach allen bisherigen Erfahrungen zu gering angesetzt. Bei den Leitungen und Bohrkopfleinrichtungen deshalb, weil der mehrmalige Umbau bei einer Versetzung von einem Bohrloch zum anderen, der lebensverkürzend wirkt, kaum je tatsächlich vorgenommen werden muß. Weiters ist die Bohrlochlebensdauer im allgemeinen wesentlich länger als 10 Jahre. Wie Fig. 18 von 2 Bohrungen aus Larderello zeigt, sind im Laufe von 27 (bzw. 20) Jahren die Dampftemperaturen sogar leicht angestiegen, und die Fördermengen haben sich nur allmählich verringert (beim zweiten Bohrloch gab es eine außergewöhnlich starke Förderung zu Beginn mit einem rascheren Rückgang in den ersten 5 Jahren).

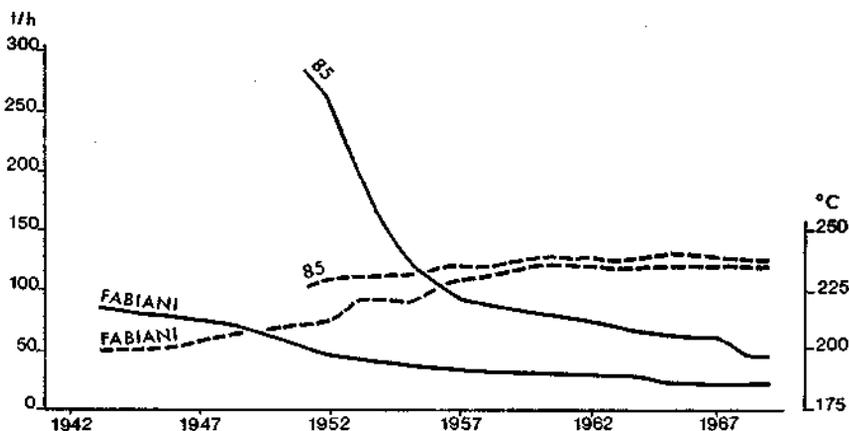


Fig. 18: Dampfproduktion und Temperatur der Bohrungen „Fabiani“ und Nr. 85 im Larderello-Geothermalfeld (volle Linien: Produktionsrate; strichliert: Temperatur. Nach ENEL, Rom, ohne Jahres- und Seitenangabe).

Im Reykir-Feld in Island wird seit über 35 Jahren ununterbrochen Heißwasser entnommen, ohne den geringsten Temperatur- oder Schüttungsrückgang (S. S. EINARSSON, 1973, p. 124).

Die Lebensdauer eines Gesamtfeldes ist mit 30 Jahren ebenfalls zu kurz berechnet. Larderello produziert in industriellem Ausmaß seit 1913, und immer mehr Energie wird entnommen. Bei keinem Feld auf der ganzen Erde mußte bisher die Produktion aus Mangel an geothermaler Energie eingestellt werden.

Es kann zu einer Verringerung der Energieproduktion im Laufe der Zeit kommen, aber das hatte bisher immer die Ursache im Wasser- und

nicht im geothermischen Energiemangel. Wasser (Dampf) wird manchmal schneller entnommen als nachströmen kann (J. BANWELL, Vereinte Nationen, 1973, p. 7). Wiedereinspeisung, wie oben geschildert, kann Abhilfe schaffen.

7. Folgerungen für Österreich

Um richtige Folgerungen für Österreich ziehen zu können, muß vor allem die zukünftige Erdölsituation untersucht werden und der gegenwärtige Anteil anderer Energiearten an der Gesamterzeugung, desgleichen der Trend in die Zukunft bis 1985, ja sogar wo immer möglich bis 2000.

7.1. Zukünftige Erdöl- und Gas-Importsituation

Wenn man die Situation in der zukünftigen Energieversorgung Österreichs untersuchen will, muß das Erdöl (und Gas) abermals in den Mittelpunkt gestellt werden, da noch immer mehr als zwei Drittel aller verbrauchten Energie in der Welt aus Öl und Erdgas erzeugt werden. Gegenwärtig steigt der Ölbedarf für Energie noch wesentlich stärker an als die Energieproduktion aus Kern- oder Wasserkraft.

Ferner müssen bei jeder Betrachtung vor allem die USA berücksichtigt werden, die über ein Drittel der gesamten Weltenergieerzeugung verbrauchen, obwohl sie nur sechs Prozent der Weltbevölkerung stellen. Ganz Europa verbraucht dagegen nicht mehr als 15 Prozent der Welterzeugung (Austria-Unesco, Juli 1973).

Gegenwärtig (1973) werden die Gesamtvorräte an Mineralöl auf ca. 90 Milliarden Tonnen geschätzt, wobei auf den Nahen Osten über die Hälfte entfällt.

Mineralöl-Gesamtvorräte der Welt 1973: 90 Milliarden Tonnen

Naher Osten	>50%	USA	7%
Afrika	15%	Südamerika	5%
Ostblockländer	15%	Europa	2%

Aus sowjetischer Sicht sieht die Situation völlig anders aus: danach liegen in der UdSSR ein Drittel der Welt-Öl- und die Hälfte aller Welt-Erdgas-Reserven.

Bisher waren die USA dank ihrer Inlandölförderung nahezu autark. Das hat in der Vergangenheit die Regierung und die Wirtschaft der USA dazu verleitet, eine sich nachteilig auswirkende Preispolitik zu führen. Seit Eisenhower ist in den USA praktisch ein Preisstopp für Erdölprodukte eingetreten, so daß die Industrie mit billiger Energie arbeiten konnte und daher mit ihren Erzeugnissen gegenüber Aus-

landskonkurrenten im Vorteil lag. Das gab ihr einen Schutz gegen Importe wie auch einen Vorsprung bei Exporten.

Andererseits zeitigte dieser Preisstopp aber unerwartete, negative Folgen: Die amerikanischen (z. T. multinationalen) Erdölgesellschaften verlegten den Großteil ihrer Aktivitäten wegen der geringen Gewinne in andere Erdteile, d. h., in den USA wurde die Explorationstätigkeit stark eingeschränkt. Dadurch ist in den USA plötzlich (ab ca. 1972) eine solche Knappheit eingetreten, daß die Ölimporte rapid angestiegen sind. Es wird geschätzt, daß die Importe 1980 eine Steigerung auf fast 600 Millionen Tonnen erreichen werden, das entspricht dem gegenwärtigen Bedarf von ganz Europa (Die Welt, 21. September 1973).

Die USA-eigenen bekannten Reserven reichen nur mehr für ungefähr sieben Jahre. Die Situation ist für die USA in solch einem Ausmaß gefährlich, daß Pläne aufgestellt werden, den US-Energiebedarf noch vor dem Jahre 2000 zu 75 Prozent durch Kernkraft und aus Kohle zu decken (Die Welt, 21. September 1973).

Zur Zeit stammen ungefähr zwei Drittel der US-Ölimporte aus dem Nahen Osten, allein die Steigerung aus Saudi-Arabien beträgt jährlich 20 Prozent (Die Welt, 27. August 1973). A. KAUFMANN (1973, p. 8) gibt an, daß den USA 1985 allein durch Öleinfuhren ein Defizit von 4,25 Milliarden Dollar erwachsen wird.

Ich habe die US-Situation deshalb so eingehend geschildert, weil sie für Europa von äußerster Wichtigkeit ist. Die Zeiten sind vorbei, wo man die erdölfördernden Staaten zwingen konnte, Öl um jeden Preis zu verkaufen. Jetzt diktieren die OPEC-Länder Preise und Produktionsziffern. Die elf OPEC-Länder haben 80 Prozent des Welterdölexportes in ihrer Hand und 70 Prozent der gesamten Mineralölreserven (J. L. CRABB, 1973, p. 5). Sie sind seit kurzem untereinander wesentlich enger als die großen Erdölgesellschaften. Bei einer geschlossenen OPEC-Sitzung in Wien, 1972, schlug der Erdölminister von Venezuela vor, auf die Ölknappheit der Industriestaaten nicht nur mit Preiserhöhungen zu reagieren, sondern Öl nur in Verbindung mit anderen einheimischen Produkten zu liefern, d. h., einen Kettenhandel zu erzwingen (J. L. CRABB, 1973, p. 5). Der Trend geht dahin, das Öl in Zukunft nicht nur als politisches, sondern vor allem auch als industriell-wirtschaftliches Druckmittel zu verwenden. Die OPEC-Länder lassen sich nicht mehr auf langfristige Lieferverträge ein, der US-\$ wird nicht mehr als Preisbasis angenommen. Durch Inflation und Dollarabwertung war — trotz aller Preiserhöhungen — der reale Ölpreis 1973 (zweites Drittel) de facto geringer als 1958 (OPEC-Generalsekretär, 1973, Süddeutsche Zeitg., 1. Oktober 1973). Außerdem wird die Forderung laut, die Energieverschwendung der Industriestaaten auf Kosten der Ölreserven der OPEC-Entwicklungsländer müsse aufhören, zumal die reichen Länder ihre Kohlevorräte schonen. Durch Ölpreiserhöhungen und Exportbeschränkungen kann die Kohleförderung

leicht erzwungen werden (OPEC-Generalsekretär, 1973, s. o.). Das bedeutet, daß sich in Zukunft die Preise aller Energielieferstoffe nach dem teuersten richten werden, wie ja auch alle Ölexportländer ihre Ölpreise den höchsten angleichen.

Die großen Erdölgesellschaften haben allen Preisforderungen der Erdölländer fast widerstandslos nachgegeben, denn mit den Preiserhöhungen stiegen ihre eigenen Gewinne, und die USA waren schließlich nahezu autark und wenig betroffen. Als schließlich die USA zunehmend auf Importe angewiesen waren, wurde der Dollar abgewertet und de facto der Einkaufspreis gehalten.

Für die USA spielt eine weitere Überlegung eine große Rolle. Wenn die Ölpreise noch etwas ansteigen, könnten ihre eigenen fast unermesslichen Ölschiefervorräte abbau- und verarbeitungswürdig werden. Damit hätten die USA neuerlich eine Autarkie erreicht. Dennoch liegt in diesen Spekulationen ein Fehlschluß. Denn nicht mit viel Energie allein ist uns gedient, sondern nur mit viel billiger Energie, damit unser Lebensstandard aufrechterhalten werden kann.

Seit einigen Jahren werden große Hoffnungen auf Off-shore-Ölförderungen gesetzt, und sicher liegt darin eine gewisse Richtigkeit. Aber 1973 betrug die Welt-Off-shore-Ölförderung nicht mehr als 18 Prozent der Gesamtförderung (Die Welt, 5. September 1973). Auch kommen Prospektion und Exploration so teuer, daß das Off-shore-Öl noch nicht mit den Festlandsölpreisen konkurrieren kann. Europa vertraut zur Zeit auf das Nordseeöl. Die derzeit bekannten Vorräte belaufen sich auf 1,7 Milliarden Tonnen und die Förderschätzungen für 1980 auf 170 Millionen Tonnen. Zu diesem Zeitpunkt wird jedoch der Verbrauch Westeuropas an Erdöl bereits auf über eine Milliarde Tonnen Öl pro Jahr geschätzt. Die Nordseeproduktion wird 1980 daher wenig mehr als 15 Prozent des Westeuropa-Bedarfs decken können (Die Welt, 24. Juli 1973).

Erklärt das bisher Gesagte schon, wieso die Erdölpreise weiter ansteigen werden, so kommt noch ein Faktor hinzu. Durch das immer größere Engagement der USA im Import aus dem Nahen Osten tritt nicht nur die Konkurrenzsituation mit Europa schärfer hervor, sondern eine Erhöhung der Tankerraten wird erfolgen (Die Welt, 28. Juni 1973: „Amerikanische Nachfragen treiben Tankerraten weiter hoch.“). Die erdölproduzierenden Länder werden das auch insofern ausnützen, als sie den Ölendpreis in den Empfängerländern überall gleich hoch halten werden; d. h., daß Europa relativ höhere Preise an die Erzeugerländer wird zahlen müssen, weil der Transport aus dem Nahen Osten nach Amerika teurer ist als nach Europa.

Dieser Kampf um das Nahost-Erdöl zwischen Westeuropa, Japan und den USA wird (nach Newsweek, 10. September 1973) auch die politischen Gegensätze der westlichen Welt anheizen und die Position dieser Länder gegenüber dem Osten entscheidend schwächen.

Ein weiteres, finanzielles Problem scheint noch viel schwerwiegender zu sein, die Dollarflut in die ölerzeugenden Länder.⁷ Saudi-Arabien erhielt bis 1973 für sein Öl 20 bis 30 Millionen Dollar täglich. Dabei hat Saudi-Arabien weniger als 6 Millionen Einwohner und kann diese Summen im eigenen Land nicht investieren (Die Welt, 27. August 1973). Es taucht daher die Überlegung auf, daß es gegen die Interessen des Landes sei, die Ölproduktion weiter zu steigern. Im Gegenteil, eine Drosselung der Produktion würde die Reserven schonen und einen längeren Abbau garantieren (Newsweek, 10. September 1973, p. 12). Nach Schätzungen der Wallstreet-Experten in New York kann Saudi-Arabien allein in weniger als 10 Jahren Reserven an Gold und Devisen horten, die das Doppelte des amerikanischen Geldumlaufes ausmachen (J. L. CRABB, 1973, p. 6). Das bedeutet, daß der internationale Finanzmarkt äußerst labil bleibt und die OPEC-Staaten jederzeit Finanzkrisen in jedem Teil der Welt hervorrufen können. Es ist nicht auszuschließen, daß der Nahe Osten seine Erdölproduktion bei gegebener Situation stark einschränken wird.

1973 ist die Ölförderung im Nahen Osten auf über 1 Milliarde Tonnen angestiegen (das sind plus 21 Prozent gegenüber 1972), in den USA um 2 Prozent auf 450 Millionen Tonnen gesunken.

Österreich — obwohl neutral — wird kaum eine Chance haben, im Wettlauf der großen Industrienationen um das Nahostöl eine Sonderstellung mit günstigeren Konditionen zu erreichen. Es läuft im Gegenteil Gefahr, als Kleinabnehmer übersehen oder zweitrangig behandelt zu werden.

7.2. Andere Energiequellen: Kohle, Wasserkraft, Wind, Sonnenenergie, Kernenergie

Neben Erdöl (und Gas) spielt derzeit — weltweit gesehen — nur Kohle eine größere Rolle für die Energieversorgung, in gut erschlossenen Gebirgsländern wie Österreich auch noch Wasserkraft. Folgende Tabelle gibt einen Vergleich der Energieresourcen in Österreich, der Bundesrepublik und den USA:

Land	Öl und Gas	Kohle	Wasserkraft	Kernenergie	Bezugsjahr
Österreich	61%	19%	20%	—	1973 (Okt.) ^a
Deutschland	65%	32%	<2%	1%	1972 ^b
USA	77%	18,3%	4,1%	0,6%	1971 ^c

^a Kleine Zeitung, 14. Oktober 1973.

^b Die Welt, 7. September 1973.

^c Nach Envir. Geol., 1973, p. 215.

⁷ Die Einnahmen der OPEC-Länder werden sich 1974 gegenüber 1973 vervierfachen — von 22,7 Mrd. Dollar auf 85 Mrd. Dollar. Dies stellte R. S. McNamara, Präsident der Weltbank, fest. (Die Welt, 24. Jänner 1974.)

Wind-, Sonnen-, Gezeiten und geothermale Energie scheinen derzeit in den Statistiken noch nicht auf.

7.2.1. Kohle. In Deutschland soll der Öl- und Gasverbrauch von 65 Prozent im Jahre 1972 auf 70 Prozent im Jahre 1980 noch zunehmen, der Kohleanteil an der Gesamtenergieproduktion jedoch stark zurückgehen. Noch vor 15 Jahren stand die Kohle in der BRD weit an der Spitze aller Energielieferanten: 1952 waren es 85 Prozent, derzeit knapp 32 Prozent, 1980 sollen es nur mehr 19 Prozent und 1985 gar nur mehr 14 Prozent sein (Die Welt, 7. September 1973)⁸. Die Ursache für diesen Trend ist klar: Kohle ist wegen der hohen Förderkosten in Deutschland teuer und erfordert hohe Umweltverschmutzungs-Präventivausgaben. Auch hat die BRD so große Außenhandelsüberschüsse, daß sie günstige Importgüter sucht, die zusätzlich noch die Überbeschäftigung mildern.

In den USA ist die Situation anders. Die inländische Ölförderung reicht nicht mehr, Öleinfuhren sind politisch anfällig und verschlingen Unsummen an Devisen, bei einer ohnehin passiven Außenhandelsbilanz. Auch gibt es in den USA Arbeitslosigkeit. Auf der anderen Seite hat das Land riesige Kohlevorkommen: 300 Milliarden Tonnen Steinkohle waren (bei den Ölpreisen von 1972) bereits abbauwürdig, bei Gesamtvorräten von 3,2 Billionen Tonnen (Die Welt, 26. Juni 1973). Daher wird der Kohleanteil an der Gesamt-Energieerzeugung in den USA in der nahen Zukunft stark steigen.

In Österreich gibt es nur mehr geringe Kohlevorräte. Wir sind demnach auch bei Kohle — sogar in stärkerem Maße als bei Öl und Gas — vom Import abhängig. Kohle wird hauptsächlich aus Europa bezogen, was einen großen Unsicherheitsfaktor darstellt, weil bei einer Ölsperre (oder Lieferreduktion) aus dem Nahen Osten Österreichs Lieferanten ihre Kohle selbst brauchen.

7.2.2. Wasserkraft. Weltweit gesehen, spielt die Wasserkraft nur eine sehr bescheidene Rolle für die Energieversorgung und deckt nur wenige Prozent des Bedarfs. In Österreich ist die Situation anders, aber der Energiebedarf steigt bedeutend rascher (in Wien Verdoppelung alle 8 bis 9 Jahre) als die Möglichkeit des Wasserkraftbaues. Auch sind die Reserven nur mehr begrenzt, und die vorhandenen Anlagen werden einmal erneuert werden müssen. Jeder zeitweilige Ausfall von Großanlagen wird besonders schmerzhaft sein. Aber obwohl der Bau von Wasserkraftanlagen kapitalintensiv ist, wird die Wasserkraft in Österreich wegen der Energie-Weltsituation mit allen Mitteln weiter auszubauen sein.

⁸ In der Zwischenzeit mögen diese Pläne jedoch wegen der ungewissen Welt-Ölsituation geändert worden sein.

7.2.3. Wind- und Sonnenenergie. Beide Energiequellen spielen bis heute keinerlei Rolle. Die Gründe dafür sind verschieden.

Windenergie wurde in der Vergangenheit in Form von Windmühlen viel genützt, jedoch wegen der größeren Verlässlichkeit und der geringeren Investitionskosten zugunsten von Großelektrizitätswerken aufgegeben. Für eine lokale, dezentralisierte Energieversorgung sollte sie aber wieder herangezogen werden, um so mehr, als wegen der grundlegend veränderten technologischen Möglichkeiten die Erzeugungsanlagen wesentlich kapitalgünstiger gehalten werden könnten.

Die Nutzung der **Sonnenenergie** ist wahrscheinlich nicht in naher Zukunft realisierbar. Bevor nicht die Möglichkeit gefunden wird, elektrische Energie in großen Mengen zu speichern oder über sehr große Entfernungen billig zu transportieren, wird Sonnenenergie in Klimabereichen wie Österreich nur für Spezialzwecke eine gewisse Rolle spielen können. Dies z. B. zur Batterieaufladung von Meßschreibern an schwer zugänglichen Standorten oder zur Zusatzheizung von Kleingebäuden (Versuche sind im Gange).

7.2.4. Kernenergie. Die Kernenergie spielt derzeit für die Elektrizitätserzeugung noch eine geringe Rolle (USA 0,6 Prozent, BRD 1 Prozent), wird aber in Zukunft wohl ein Hauptenergieträger sein. An der Lösung der zahlreichen technologischen Probleme wird fieberhaft und unter Einsatz sehr großer Mittel gearbeitet. Demgemäß sind auch die Schätzungen des Kernenergieanteils am Gesamt-Energieaufbringen in den Jahren 1980 bis 2000 sehr stark schwankend.

Die International Atomic Energy Agency (IAEA) schätzte 1973, daß der Nuklearenergieanteil

1980 in den Industriestaaten 16 Prozent ausmachen wird,
1980 in den Entwicklungsländern 8 Prozent ausmachen wird;
1990 soll der Weltanteil bereits 30 Prozent betragen und
2000 soll der Weltanteil 50 Prozent sein.

(Wiener Zeitung, 23. September 1973.)

Die USA sind noch optimistischer: 1980 sollen bereits 23 Prozent der Energie nuklear erzeugt werden (Die Welt, 26. Juni 1973), während sich die BRD mit 9 Prozent (1980) zufriedengeben will, dem IAEA-Niveau der Entwicklungsländer (Die Welt, 7. September 1973).

Die publizierten Zahlen differieren jedoch so stark, daß man daraus eine große Unsicherheit erkennen kann: Am 6. September 1973 wurde für die BRD als offizieller Plan angegeben (Die Welt), daß 1985 ca. 33 Prozent aller Energie nuklear erzeugt werden sollen, während am folgenden Tag (in derselben Zeitung) in einer graphischen Darstellung der Plan der Bundesregierung dargestellt wurde, in dem die Kernenergie 1985 15 Prozent der Energieversorgung übernehmen soll.

Bis 1985 spätestens müßten in der BRD 30 Kernkraftwerke mit einem Investitionsaufwand von 30 Milliarden DM gebaut werden (Die Welt, 6. September 1973), in der EG bis zum Jahre 2000 über 500, um nur 30 Prozent des Energiebedarfes decken zu können. Zu diesem Zeitpunkt sollten jedoch sogar in Entwicklungsländern schon 50 Prozent erreicht sein.

Im September 1973 warnte die US-amerikanische Umweltschutzbehörde (EPA) vor eventuellen Strahlungsgefahren bei Atomkraftwerken, und 1974 wurde eine US-Statistik über Krankheitsanfälligkeit veröffentlicht, die in der Nachbarschaft eines Kernkraftwerkes ganz wesentlich höher war als in der weiteren Umgebung (und vor dem Bau des Werkes), obwohl kein Katastrophenfall eingetreten war und keine Strahlenentweichung nachgewiesen werden konnte.

Die nukleare Abfallbeseitigung bereitet schon jetzt große Schwierigkeiten. Nicht nur, daß man für größere Mengen radioaktiven Abfalls noch keine geeigneten Deponien gefunden hat, ermöglichen diese Abfälle es jedem Kleinstaat, bei dem jetzt bereits allgemein bekannten Know-how Atombomben zu Bagatellpreisen herzustellen. Der kriminelle Mißbrauch ist nur noch eine Frage der Zeit.

Die westliche Welt bezieht fast ausschließlich das angereicherte U-235, das derzeit allein in Kernreaktoren verwendet werden kann, von der staatlichen Atombehörde der USA (AEC). Bereits in 5 Jahren (1979) wird aber der Bedarf an U-235 in den Weststaaten höher sein als die Erzeugungskapazität der AEC (Information der General Electric in Die Welt, 13. Juli 1973). Ausweichmöglichkeiten sind der Bezug von Privatfirmen (USA, Frankreich, BRD, Großbritannien), der preislich mindestens doppelt so hoch kommen wird, oder der UdSSR (U-235 ist zu 0,7 Prozent in natürlichem Uran enthalten).

Die technische Entwicklung der Kernreaktoren geht so rasch vor sich (obwohl sie, zumindest für österreichische Begriffe, ungeheure Summen kostet), daß jeder heute gebaute Reaktor in 10 Jahren veraltet sein wird. Die Entwicklung der schnellen Brüter wird (industriell verwertbar) kaum vor 1990 erreicht sein.

7.3. Beispiele für geothermale Hoffungsgebiete in Österreich

J. BARNEA, der Leiter aller Prospektions- und Explorationsprojekte der Vereinten Nationen, stellte fest (1973, p. 4), daß alle europäischen Länder, außer vielleicht die skandinavischen, Indikationen für wirtschaftlich auswertbare Geothermalfelder herkömmlicher Art haben. Am hoffnungsreichsten ist wahrscheinlich Österreich, wie aus Analogiestudien mit bereits produzierenden Nachbarstaaten (Ungarn und Italien) geschlossen werden kann.

7.3.1. Geothermalfelder in Ungarn und Parallelen in Ost-Österreich.

In Ungarn werden alle Wässer mit Temperaturen höher als 35° C als geothermale Energieträger bezeichnet. Diese Minimumtemperatur reicht gerade knapp für landwirtschaftliche Bodenheizung aus. 1971 gab es bereits mehr als 450 Bohrungen auf Warm- bis Heißwasser (35 bis 100° C) und zusätzlich mehr als 600 Bohrungen, die Wasser von 26 bis 34° C liefern (außerdem existieren mehr als 50.000 artesische Brunnen, davon 10.000 tiefer als 400 m! L. KORIM, 1972, p. 96 ff.). 70 Prozent der Heißwasserquellen werden aus dem (meist unteren) Oberpannon gefördert, aus Sand- oder Sandsteinlagen, die, 5 bis 25 m mächtig, zwischen Tonen und sandigen Tonen liegen. Die quartären Ablagerungen allein können in Ungarn Mächtigkeiten bis 800 m erreichen, Pannon plus Quartär zusammen bis 5500 m. Jedoch sind Geothermalwässer nur aus 800 bis 2400 m erschrotbar, da darunter (einschließlich des Miozäns) keine permeablen Aquifer mehr liegen.

Weitere Geothermalwässer werden aus karbonatischem Mesozoikum erbohrt.

Der geothermische Gradient reicht von 15 bis 22 m für 1° C Temperaturzunahme, im Mittel 18 m für 1° C.

Die Schüttung der erbohrten „Warmwasserartereser“ (bis 100° C) aus dem Oberpannon beträgt ca. 5 bis 50 l/sec (K. KORIM, 1972, p. 100).

Eine Isothermenkarte Osteuropas und angrenzender Gebiete (Tafel I) zeigt die Erdtemperaturen in 1000 m Tiefe. Die höchsten Temperaturen (55 bis 70° C) wurden an der Westgrenze Ungarns gemessen. Nach dem Verlauf der Geo-Isothermen müssen sich diese Temperaturen nach Ost-Österreich fortsetzen (Tafel II). Tatsächlich wurden sie bei Tiefbohrungen auf Erdöl bereits nachgewiesen. Bei Loipersdorf (südlich von Fürstenfeld, Oststeiermark) wurde in der Bohrung „Binderberg“ im Oberkarpat in der Tiefe von 1516 bis 1551 m eine Wassertemperatur von 96° C gemessen (Angaben von K. KOLLMANN, RAG — Wien). Das ergibt für 1000 m Tiefe die Temperatur von 65° C, was genau den westungarischen Messungen entspricht. Umgerechnet ist das ein geothermischer Gradient von 17,8 m pro 1° C Temperaturzunahme. Einige Kilometer östlich von Fürstenfeld gibt A. WINKLER v. HERMADEN bereits 1949 bei Eisenhüttl (Burgenland) einen geothermischen Gradienten von 17 m pro 1° C an. Das Profil, Fig. 19, gibt die geologische Situation wieder.

Das Karpat bildet die Basaltschichten des oststeirisch-südburgenländischen Neogenbeckens. Es besteht aus permeablen gröberklastischen Kiesen mit sandig-tonigen Zwischenlagen. Bei Loipersdorf wird der phyllitische (paläozoische) Untergrund bei 1645 m erreicht. Aber bereits im Fürstenfelder Teilbecken, nur einige Kilometer nördlich davon, ist die Beckenfüllung weit über 3000 m (vielleicht 3400 m) mächtig. Das heißt, daß die Karpatwässer Temperaturen von mindestens 200° C erreichen müssen. Ähnlich ist die Situation in anderen Teil-

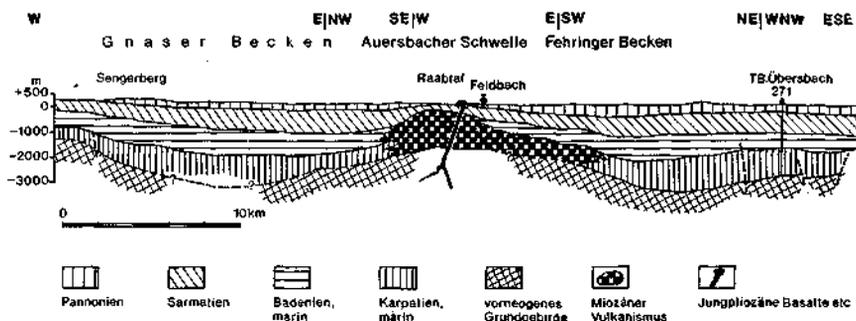


Fig. 19: Geologisches Profil durch zwei oststeirische Teilbecken (nach K. KOLLMANN, 1964).

becken. Die Wassertemperaturen wären daher hoch genug, um geothermale Elektrizität zu gewinnen und weiters Raum- und landwirtschaftliche Heizung zu ermöglichen. Ein Unsicherheitsfaktor ist die geringe Flächenausbreitung der Teilbecken, die eine genügende Wasser-(Dampf-)Förderung fraglich macht. Wiedereinspeisung des abgekühlten Wassers mag hier Abhilfe schaffen.

Der miozäne bis dazische Vulkanismus ist ein Indikator erster Klasse für einen genügenden Wärmezufuß aus der Tiefe.

7.3.2. Larderello (Italien) und die Wiener Thermenlinie. Das Geothermalfeld Larderello—Monte Amiata liegt in einem starken Bruchzonengebiet jungen Alters (siehe oben). Bruchzonen erster Ordnung sind auch in Österreich häufig, oft verbunden mit häufigen Mikroerdbeben, die einen weiteren Indikator für geothermale Hoffungsgebiete darstellen. Die Wiener Thermenlinie ist ein gutes Beispiel dafür. Entlang dieser Linie treten bereits Oberflächenmanifestationen in Form von Thermalquellen mit einer Gesamtschüttung von zusammen über 500 Sekundenlitern auf (A. THURNER, 1967, p. 305). Die Prospektionsforschung auf Geothermie hat gezeigt, daß in solchen Zonen Wassertemperaturen von durchschnittlich 190°C erwartet werden können (J. R. McNITT, 1973, p. 34). Die Erdölprospektion im südlichen Wiener Becken hat etliche Warmwässer erbohrt (Oberlaa, Laxenburg usw.).

7.3.3. Hoffungsgebiete im Westen Österreichs. Bohrungen in der oberösterreichischen Molasse müssen erst auf Temperaturentscheidungen bearbeitet werden. Noch weiter im Westen haben wir eine einzige Tiefbohrung, Dornbirn 1, vom Jahre 1960. Dort wurden in einer Tiefe von 2280 m (oder 2820 m, Schreibfehler?) 136°C gemessen. Wahrscheinlich ist die tatsächliche Temperatur noch höher, da diese erst ca. 8 Tage nach Einstellung der Bohrung und Abspumpen des Wassers erreicht wird. Das Protokoll gibt an:

19. Juli 1960	106° C
23. Juli 1960	116° C
24. Juli 1960	136° C

(nach einem Vortrag von R. OBERHAUSER, 1973).

Die geothermische Tiefenstufe in der Molasse Nord von Dornbirn kann also mit ungefähr 20 m pro 1° C angenommen werden. Im nicht zu weit entfernten Hegau liegen die geothermischen Gradienten ähnlich wie in der Schwäbischen Alb, wo sie bis 11,1 m pro 1° C (in Neufen) reichen (A. THURNER, 1967, p. 301, nach W. CARLÉ, 1958).

Eine weitere Möglichkeit für geothermale Heißwässer wären verkarstete Kalke unter der Molasse, die auch genügenden Zustrom von z. T. weiter entfernten Kalkgebirgszügen erhalten könnten.

8. Gegenwärtige Aktivitäten in geothermaler Energie

8.1. Entwicklungsländer

Viele Entwicklungsländer sind arm an fossilen Brennstoffen für Energieerzeugung oder haben überhaupt keine Lagerstätten in ihren Territorien. Da Energie aber unbedingt lebensnotwendig ist, müssen sie für Einfuhren ihre ohnehin sehr bescheidenen Deviseneinkünfte verwenden. Durch die letzten Ölpreissteigerungen sind diese Länder besonders stark betroffen, die erforderlichen Mehrausgaben sind höher als alle Entwicklungshilfegelder, die von der Gesamtheit der Geberstaaten verteilt werden.

Die Vereinten Nationen haben daher in ihren Entwicklungsprogrammen (UNDP) der Erschließung von Geothermalenergie eine gewisse Priorität eingeräumt. Projekte in Mexiko, El Salvador, Chile, Türkei, Kenia, Äthiopien und Nikaragua laufen mit bestem Erfolg oder konnten schon abgeschlossen werden. Vorstudien in vielen anderen Ländern verlaufen hoffnungsvoll (J. BARNEA, 1972, p. 164). In manchen dieser Länder, wie z. B. in Mexiko, wurde bereits die geothermale Elektrizitätsproduktion aufgenommen.

Die UNESCO trägt zu dieser Entwicklungsarbeit ebenfalls bei und sponsert und unterstützt zwei Postgraduate-Kurse in Geothermalenergie, die in Pisa (9 Monate) und in Kyushu/Japan (3 Monate) durchgeführt werden. Die Kurse werden jährlich für je 12 bis 16 Spezialisten abgehalten. Bisher haben sich ca. 40 Länder beworben, und Fachleute aus über 30 Staaten — fast durchwegs Entwicklungsländer — konnten teilnehmen.

Die UNESCO hat ferner das erste zusammenfassende Buch über geothermale Energie 1973 herausgebracht, in dem 15 führende Fachleute aus der ganzen Welt über ihre Spezialgebiete referieren⁹.

8.2. Industrieländer

Mindestens ebenso groß wie in Entwicklungsgebieten ist das Interesse an geothermaler Energie in vielen Industriestaaten, von denen einige im folgenden als Beispiele gebracht werden. Nicht umsonst hatten Präsident Nixon und der japanische Ministerpräsident bei ihrem letzten Zusammentreffen, 1973, Geothermie als einen Besprechungspunkt in ihr Programm aufgenommen (J. BARNEA, 1973, p. 2).

— USA: Der US-Geological Survey erhöhte im Finanzjahr 1973 (= Juli 1973 bis Juni 1974) sein Budget für geothermale Forschung und Exploration auf das mehr als Dreieinhalbfache gegenüber dem Vorjahr. In Kalifornien läuft ein 16-Millionen-Dollar-Bundesprojekt, das neben Explorationsarbeiten auch ein Demonstrationswerk für Wasserentsalzung und Elektrizitätserzeugung im Imperial Valley errichten will. Neben 1,5 Millionen „acre feet“ Süßwasser pro Jahr sollen bis Ende der achtziger Jahre auch noch 20.000 MW Elektrizitätskapazitäten ausgebaut werden (California Dept. of Conservation, 1972, p. 91).

W. J. HICKEL (als Chairman der „Geothermal Resources Research Conference“ in Seattle, Washington) stellte (1972, p. 7) fest, daß die erwartete geothermale Elektrizitätserzeugung in den USA von 750 MW im Jahre 1975 bei genügenden Anstrengungen und entsprechendem Einsatz von Geldmitteln bis 1985 auf 132.000 MW und bis zum Jahre 2000 auf 395.000 MW gesteigert werden könnte. Das entspricht dem 1000fachen der Larderello—Monte-Amiata-Leistung. Zusätzlich werden Riesenmengen von Warm-Heiß-Wasser für Industrie und Landwirtschaft anfallen.

— UdSSR: Russische Experten schätzen, daß es von 1973 bis 1980 möglich sein wird, die geothermale Energieproduktion zu verzehnfachen (E. BARBIER und M. FANELLI, 1973, p. 4).

— Japan: Das japanische National Natural Resources Committee gab 1973 bekannt, daß japanische Wissenschaftler die für Elektrizitätserzeugung verwertbaren Geothermievorkommen auf 60.000 bis 140.000 MW schätzen.

— Island und Ungarn wurden schon eingehend besprochen.

⁹ Fast gleichzeitig und unter demselben Haupttitel „Geothermal Energy“ erschien 1973 bei Stanford University Press, California, ein weiteres Buch (pp. 360, US-Dollar 17,50).

8.3. Kurze Gesamtübersicht

In fünfzehn Ländern wird bereits elektrischer Strom aus geothermaler Energie erzeugt (T. MEIDAV, Vereinte Nationen, 1973, p. 4). Hauptländer, die Heißwasser und/oder Dampf zu Heizungs- und industriellen Zwecken verwenden, sind:

UdSSR Island Ungarn Japan Neuseeland China

Länder, die noch nicht geothermale Energie verwenden, aber intensive Studien betreiben, sind:

Algerien	Frankreich	Kenia
Bulgarien	Griechenland	Nikaragua
Chile	Guatemala	Polen
Tschechoslowakei	Indien	Spanien
El Salvador	Indonesien	Türkei
Äthiopien	Israel	Uganda
Formosa (Taiwan)	Jugoslawien	

Länder, in denen wahrscheinlich in Kürze Geothermalenergieforschung beginnen wird, sind:

Argentinien	Kolumbien	Pakistan
Bolivien	Kongo	Panama
Burundi	Kostarika	Peru
Ekuador	Madagaskar	Somalia
Honduras	Malawi	Syrien
Iran	Malaysia	Tansania
Jamaika	Mali	Tschad
Jordanien	Marokko	Tunesien
Kamerun	Mozambique	Zambia
Kanada	Österreich	

(alle Angaben nach E. BARBIER & M. FANELLI, 1973, p. 4).

In Österreich werden (ab 1973) ein Energie- und ein Energieforschungskonzept erstellt. Dabei ist Geothermie als ein Schwerpunktprojekt für nichtkonventionelle Energieträger vorgesehen.

9. Ausblick

In der vorliegenden Arbeit wurde gezeigt, daß in Österreich sehr gute hydrogeologische Voraussetzungen für konventionelle Geothermalfelder vorhanden sind. Studien für die Erschließung und Entwicklung

„trockener Erdwärme“ sollten nicht vernachlässigt werden. Schmelzbohren, verbunden mit der Schaffung von Permeabilitätsräumen in der gewünschten Tiefe und Wassereinspeisung von der Oberfläche in diese künstlich erzeugten Geothermalfelder, könnte die Lösung aller Energieprobleme bringen. Diese Forschungs- und Erschließungsarbeiten kosten Geld. Aber die Vorteile der geothermalen Energie sind so eklatant, daß sich der Einsatz lohnt; die Amortisationszeit ist überdies erstaunlich kurz (Ungarn: Warmwasserbohrungen von 2000 m Tiefe und unter 100° C amortisieren sich in zwei bis drei Jahren).

9.1. Die Vorteile der geothermalen Energie (kurz zusammengefaßt):

- a) Billigste aller bisher genutzten Energiearten.
- b) Geringste Investitionskosten.
- c) Keine Umweltverschmutzung.
- d) Sehr lange Lebensdauer.
- e) Unabhängigkeit von Einfuhr und daher Unabhängigkeit von weltweiten politischen und finanziellen Krisen.
- f) Relative Preisstabilität.
- g) Devisenersparnis.
- h) Freimachung von Kohle und Kohlenwasserstoffen für die Verwertung als chemische Grundstoffe.
- i) Keinerlei Gesundheitsgefährdung.
- k) Möglichkeit der stufenweisen Multianwendung.
- l) Gewinnung von Mineralrohstoffen aus den wäßrigen Lösungen.

9.2. Nochmals: Kosten bzw. Einsparungen.

C. J. BANWELL berechnet in „Novel Power Sources for a Power Hungry World“ (1973, p. 11), daß die Erschließung der vorhandenen Geothermalfelder der Vereinigten Staaten (ohne die Geysire des Yellowstone-Parks und anderer Naturschutzgebiete) dem Staat 1985 9 Milliarden Dollar und im Jahre 2000 mehr als 26 Milliarden Dollar Devisenersparnis für Öleinfuhr bringen könnte — und das bei den Ölpreisen vor der großen Ölteuerung im Herbst/Winter 1973. Die Prospektions- und Explorationskosten sind in Österreich sicherlich wesentlich geringer als die in der Standardberechnung angegebenen (siehe 6.4), da letztere auf (relativ) unerschlossene Entwicklungsländer bezogen sind, während in Österreich die geologischen und hydrogeologischen Gegebenheiten weitgehend bekannt sind und durch Erdöltiefbohrungen viele notwendige Daten bereits vorliegen.

Bei der Bohrkostenkalkulation (6.3.) wurde (nach den Explorationsbohrungen) mit zwei fündigen von drei abgeteufte Bohrungen gerechnet, während die Anzahl der produktiven Bohrungen meist weit höher liegt — z. B. in Kalifornien 70 von 75 (G. FACCA, 1973, p. 75).

Die Differenz zwischen traditionellen und geothermalen Elektrizitätskosten würde es ermöglichen (nach C. J. BANWELL, 1973, p. 7), 4 Millionen Dollar für jede geothermale Bohrung¹⁰ aufzuwenden, während die tatsächlichen Kosten pro Bohrung in den kalifornischen Geysirfeldern ca. 300.000 und im Imperial Valley 150.000 bis 200.000 Dollar betragen (Berechnung für die Situation vor der Ölpreisexplosion im Herbst/Winter 1973).

9.3. Gegenwärtiger Stand der Exploration auf geothermale Energie.

Wenn der HICKEL-Plan für die Erschließung geothermaler Energie in den USA mit 132.000 MW im Jahre 1985 erreicht werden soll, wären dafür nach Schätzungen von G. ROBSON (1973, p. 3) 26.000 erfolgreiche Bohrungen nötig. 26.000 Bohrungen sind jedoch nicht mehr als ein Jahr Erdölbohrungen in den USA (G. ROBSON, 1973, p. 3). Bisher wurden in den Vereinigten Staaten jedoch nur ungefähr 1000 Bohrungen in den geothermalen Hoffungsgebieten abgeteuft (C. J. BANWELL, 1973, p. 10), denen mehr als 5.000.000 Erdölbohrungen gegenüberstehen. Bei à-fond-perdu-Kosten für Erdölexploration hat man die Risikoscheu längst abgelegt, da man des Enderfolges gewiß ist und weiß, daß alle Spesen schließlich Gewinn bringen. Bei Geothermalenergie ist man noch übervorsichtig. Für Ölbohrungen in der Nordsee hat man bis Mitte 1973 rund 2 Milliarden Dollar investiert (Die Welt, 24. Juli 1973).

Wir stehen bei der Geothermie-Exploration, wo wir bei der Erdöl-Prospektion vor 100 Jahren waren, nur wo an der Oberfläche Manifestationen sind, dort wagt man zu bohren.

¹⁰ Bohrung mit 5-MW-Kapazität.

Literatur

ARMSTEAD, Ch. H.: Geothermal economics. Geothermal energy. Unesco, Paris 1973.

— What is geothermal energy? Geothermal energy. Unesco, Paris 1973.

BANWELL, C. J.: Geothermal Power. U. N. Seminar/Novel Power Sources for a Power Hungry World. Baltimore 1973.

BARBIER, E. & M. FANELLI: Overview of Geothermal Exploration and Development in the World. Consiglio Nazionale delle Ricerche. Pisa 1973.

BARNEA, J.: United Nations Approach and Accomplishments in the Field of Geothermal Resources Development. Geothermics, 1, 4, Pisa 1972.

— Exploration and Development of Wet Steam and Hot Water Fields. Geothermics, 2, 2, Pisa 1973.

— World Energy Supplies Conference, London 1973.

BÉLTEKY, L.: Development and Utilization of Thermal Waters in Hungary. Geothermics, 1, 3, Pisa 1972.

BOLDIZSAR, T.: Geothermal Energy Production from Porous Sediments in Hungary. U. N. Symp. on Geothermal Energy. Pisa 1970.

BROWN, D. W., M. C. SMITH & R. M. POTTER: A New Method for Extracting Energy from "Dry" Geothermal Reservoirs. LA-DC-1157, Los-Alamos/New Mexico 1972.

CARLÉ, W.: Kohlendioxid, Erdwärme und Herdfrage im Uracher Vulkangebiet und seiner weiteren Umgebung. Z. dtsh. geol. Ges., Stuttgart 1958.

CRABB, J. L.: The world has plenty of Oil... or has it? Geos, Energy, Mines and Resources. Canada Spring 1973.

EINARSSON, S. S.: Geothermal district heating. Geothermal energy, Unesco, Paris 1973.

ENEL: Larderello and Monte Amiata: Electric power by endogenous steam. ENEL, Compartimento di Firenze Direzione Studi e Ricerche, Roma. (Keine Jahresangabe.)

FACCA, G.: The structure and behaviour of geothermal fields. Geothermal energy. Unesco, Paris 1973.

FACCA, G. & A. TEN DAM: Geothermal power economics. Worldwide Geothermal Exploration Co., Los Angeles 1964.

FLÜGEL, H. W.: Das Steirische Neogen-Becken. Exk.-Führer, Tagung d. Paläont. Ges. 1972.

FOSTER, P.: The Most Abundant Natural Resource of the South Pacific. Research Communications, Anzaas, Search 3, 10, 1972.

GRÜMM, H.: Grenzen der Energieerzeugung. Berichte der Österreichischen Studienges. f. Atomenergie Ges. m. b. H., Forschungszentrum Seibersdorf. Wien 1973.

GUIZA, J.: Seminar on Geothermal Energy held at United Nations Headquarters from 8 to 10 January 1973.

HICKEL, W. J.: Geothermal Energy. University of Alaska, 1972.

HUTTON, J.: Theory of the Earth or an Investigation of the Laws Observable in the Composition, Dissolution and Restauration of Land upon the Globe. Trans. Roy. Society Edinb. I, 1788.

KAPPELMEYER, O.: Beiträge zur Erschließung von Thermalwässern und natürlichen Dampfverkommen. Geol. Jb. 85, Hannover 1968.

KAUFMANN, A.: Seminar on Geothermal Energy held at United Nations Headquarters from 8 to 10 January 1973.

- KIRCHER, A.: *Mundus subterraneus*. Amsterdam 1664.
- KOLLMANN, K.: Jungtertiär im Steirischen Becken. *Mitt. Geol. Ges. Wien*, 57, 2, Wien 1964.
- KOMOGATA, S. et. al.: *The Status of Geothermal Utilization in Japan*. Pisa 1970.
- KORIM, L.: *Geological Aspects of Thermal Water Occurrences in Hungary*. *Geothermics*, 1, 3, Pisa 1972.
- LINDAL, B.: *Industrial and other applications of geothermal energy*. *Geothermal energy*. Unesco, Paris 1973.
- LOVERING, T. S.: *Non-Fuel Mineral Resources in the Next Century*. Focus on Environmental Geology, Oxford University Press, New York, London, Toronto 1973.
- McNITT, J. R.: *The role of geology and hydrology in geothermal exploration*. *Geothermal energy*. Unesco, Paris 1973.
- MEIDAV, T.: *Seminar on Geothermal Energy held at United Nations Headquarters from 8 to 10 January 1973*.
- OBERHAUSER, R.: *Vortrag — GBA, Wien 1973*.
- ORKUSTOPNUN: *National Energy Authority*. Reykjavik 1973.
- *Recent Geothermal Developments in Iceland*. *Geothermics*, 2, 1, Pisa 1973.
- PALMASON, G. & J. ZOEGA: *Geothermal Energy Development in Iceland 1960—1969*. U. N. Symp. on Geothermal Energy, Pisa 1970.
- PETERSON, L.: *ICAE, Congress, Hearingspart 8, 1970*.
- ROBINSON, E. S. et. al.: *A Preliminary Study of the Nuclear Subterrene*. LA-4547, Los Alamos/New Mexiko 1971.
- ROBSON, G.: *Seminar on Geothermal Energy held at United Nations Headquarters from 8 to 10 January 1973*.
- STEGENA, L.: *Geothermal Map of Eastern Europe*. *Geothermics*, 1, 4, Pisa 1972.
- TURNER, A.: *Hydrogeologie*. Springer-Verlag, Wien-N. Y. 1967.
- TONGIORGI, E.: *Seminar on Geothermal Energy held at United Nations Headquarters from 8 to 10 January 1973*.
- WARD, B. & R. DUBOS: *Only One Earth*. London—New York 1972.
- WEINBERG, A. M.: *Raw Materials Unlimited*. Focus on Environmental Geology, Oxford University Press, New York, London, Toronto 1973.
- WINKLER v. HERMADEN, A. & W. RITTLER: *Erhebungen über artesische Wasserbohrungen im steirischen Becken unter Berücksichtigung ihrer Bedeutung für die Tertiärgeologie*. *Geol. u. Bauw.*, Wien 1949.
- WOOD, B.: *The utilization of geothermal fluids*. *Geothermal energy*, Unesco, Paris 1973.

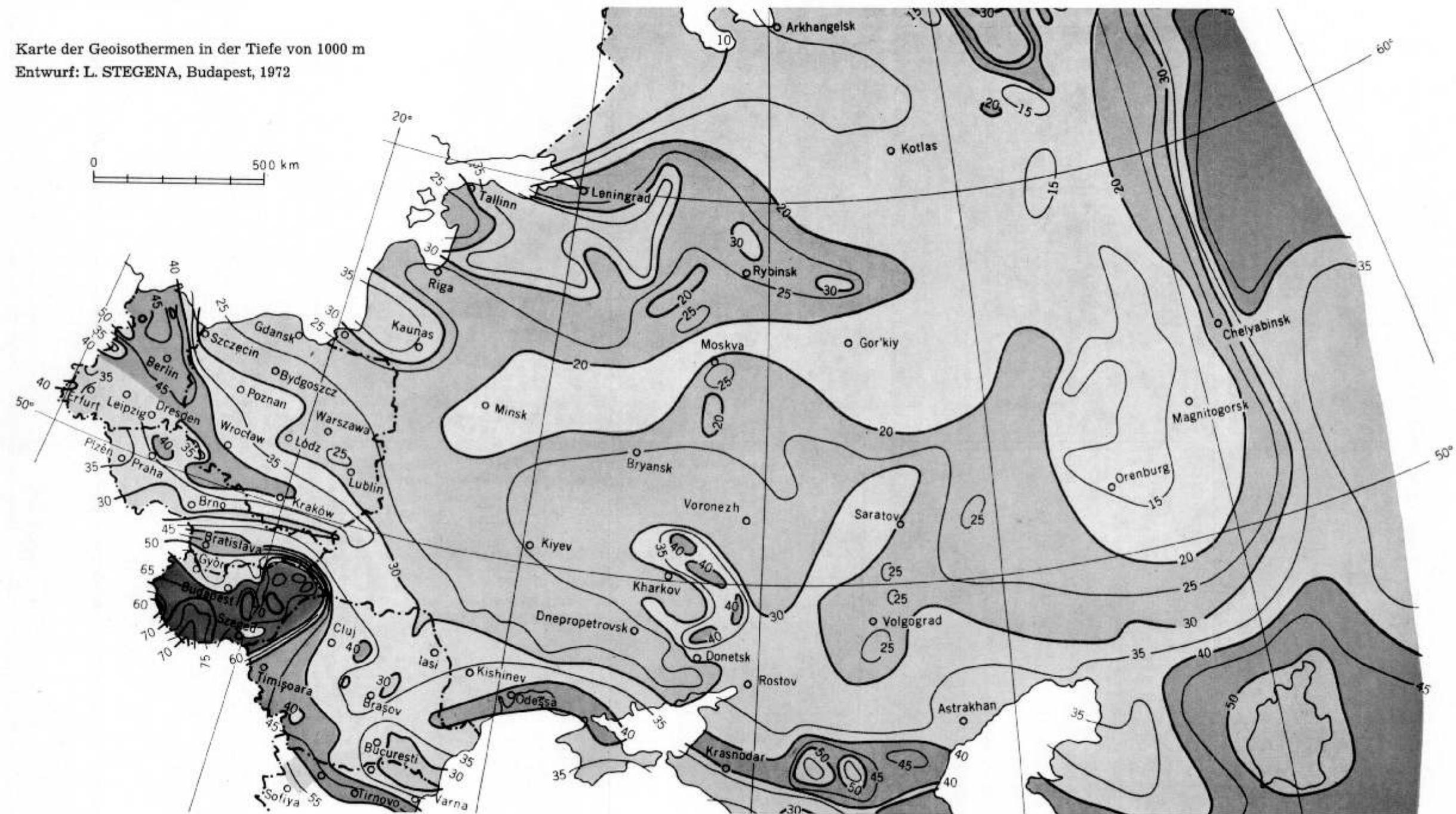
Anschrift des Verfassers:

Dozent Dr. F. RONNER, Direktor der Geologischen Bundesanstalt, Rasumofskygasse 23, A-1031 Wien

F. RONNER: Geotherm. Energie, 1974

Karte der Geoisothermen in der Tiefe von 1000 m

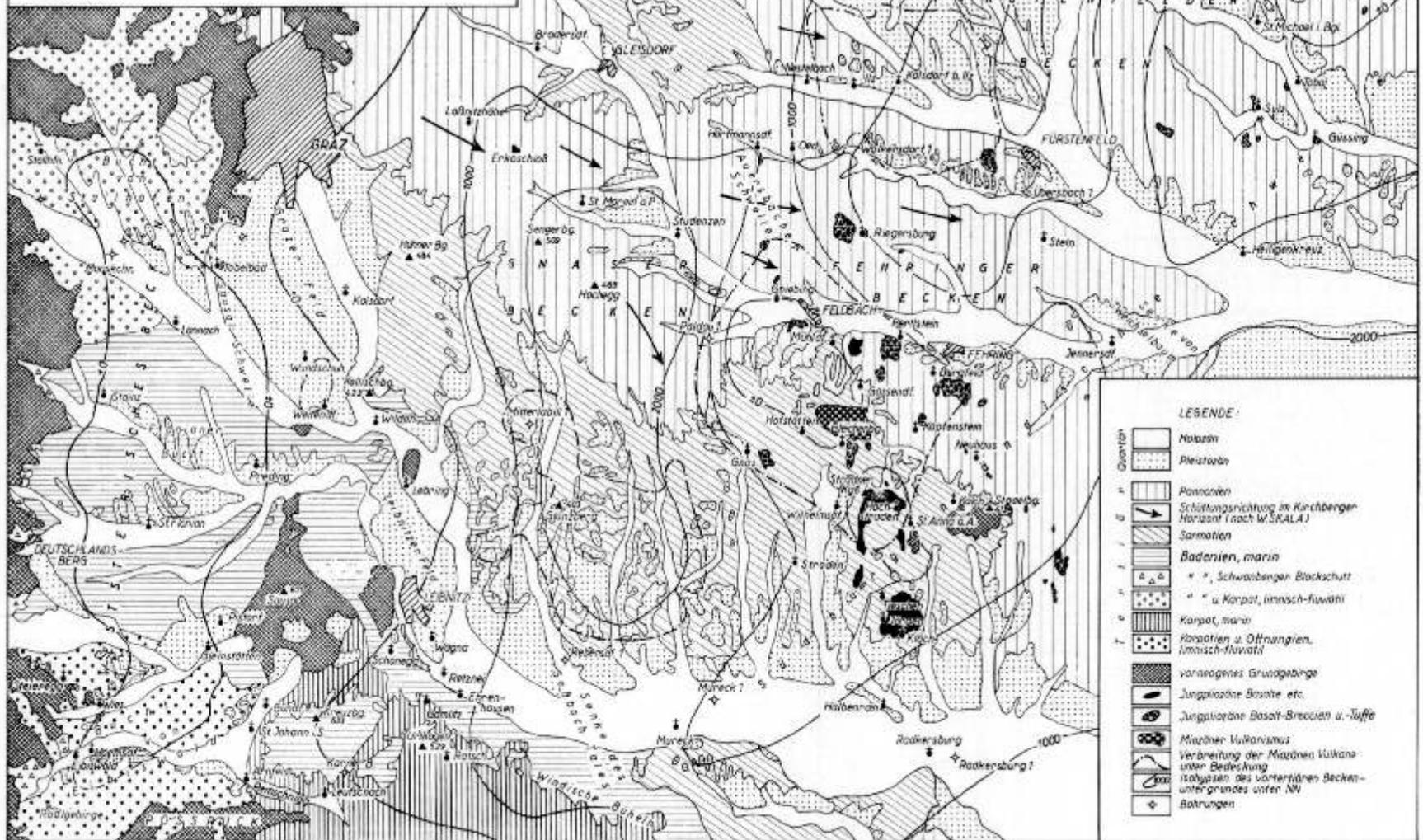
Entwurf: L. STEGENA, Budapest, 1972



Geologische Karte des steirischen Beckens

Entwurf von H. FLÜGEL

nach Arbeiten von K. Koilmann und A. Winkler-Hermaden



LEGENDE:

- Quarten
 - ▶ Holozän
 - ▶ Pleistozän
- Pannonen
 - ▶ Schichtungsrichtung im Riechberger Horizont (nach W. SKALA)
- Sarmatien
- Badenien, marin
 - ▶ * * Schwarzbenger Blockschutt
 - ▶ * * u. Korpai, unimisch-fluvial
- Karpat, marin
 - ▶ Karpatien u. Offhangien, unimisch-fluvial
- vortriassische Grundgebirge
- Jungpaläozäne Basalte etc.
- Jungpaläozäne Basalt-Breccien u. Tuffe
- Misbacher Vulkanismus
 - ▶ Verbreitung der Misbacher Vulkanen unter Bedeckung
 - ▶ Isoglyphen des vortriassischen Beckenuntergrundes unter NN
 - ▶ Bohrungen

ZOBODAT - www.zobodat.at

Zoologisch-Botanische Datenbank/Zoological-Botanical Database

Digitale Literatur/Digital Literature

Zeitschrift/Journal: [Verhandlungen der Geologischen Bundesanstalt](#)

Jahr/Year: 1974

Band/Volume: [1974](#)

Autor(en)/Author(s): Ronner Felix

Artikel/Article: [Die Nutzung geothermaler Energie 145-199](#)