Herbert Paschen
Dagmar Oertel
Reinhard Grünwald

Februar 2003

Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland

Sachstandsbericht

TAB Arbeitsbericht Nr. 84

TAB
Büro für Technikfolgen-Abschätzung
beim Deutschen Bundestag

Das Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB) berät das Parlament und seine Ausschüsse in Fragen des gesellschaftlich-technischen Wandels. Das TAB ist eine organisatorische Einheit des Instituts für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS) des Forschungszentrums Karlsruhe in der Helmholtz-Gemeinschaft und arbeitet seit 1990 auf der Grundlage eines Vertrages zwischen dem Forschungszentrum und dem Deutschen Bundestag.

Inhalt

Zusammenfassung **5**

I. Einleitung **11**

II. Wie groß ist das Potenzial geothermischer Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland? **15**

1. Definition geothermischer Potenziale 15
2. Grundlagen für die Abschätzung des technischen Potenzials 17
   - 2.1 Wärmeinhalt 17
   - 2.2 Untergrundtemperaturen in Deutschland 19
   - 2.3 Zur Datenlage 19
   - 2.4 Erschließungskonzept und technische Eckwerte 19
   - 2.5 Zur Berechnungsmethodik 23
3. Abschätzung des technischen Potenzials der Heißwasser-Aquifere 24
   - 3.1 Aquifertypen 25
   - 3.2 Norddeutsches Becken 26
   - 3.3 Oberrheingraben 29
   - 3.4 Süddeutsches Molassebecken 32
   - 3.5 Geothermisches Gesamtpotenzial der Heißwasser-Aquifere 35
4. Abschätzung des technischen Potenzials der kristallinen Gesteine 36
   - 4.1 Gesteinstypen 36
   - 4.2 Norddeutsches Becken – Rotliegend-Vulkanite 37
   - 4.3 Oberrheingraben 39
   - 4.4 Mittel- und süddeutsches Kristallingebiet 40
   - 4.5 Geothermisches Gesamtpotenzial der kristallinen Gesteine 42
5. Abschätzung des technischen Potenzials der Störungszonen 43
6. Abschätzung des technischen Gesamtpotenzials für Deutschland 46
7. Abschätzung des technischen Angebotspotenzials 51

8. Abschätzung des technischen Nachfragepotenzials 51
8.1 Ausschließliche Stromerzeugung 52
8.2 Kraft-Wärme-Kopplung 52
9. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen 54

III. Wie ist der Stand der Technik? 57

1. Bohrtechnik 57
1.1 Einführung 57
1.2 Bohrtechnischer Aufschluss geothermischer Horizonte 58
1.3 Bohrungskonstruktion und -komplettierung 60
1.4 Entwicklungsperspektiven 61
2. Stimulationstechnik 62
2.1 Hydraulic-Fracturing 63
2.2 Säureinjektion 63
2.3 Richtbohrtechnik 64
2.4 Entwicklungsperspektiven 64
3. Stromerzeugungsanlagen 65
3.1 Stromerzeugung 65
3.2 Gekoppelte Wärmeerzeugung 68
3.3 Entwicklungsperspektiven 68
3.4 Vergleich technischer Kenngrößen regenerativer Energiesysteme 69
4. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen 71

IV. Ist geothermische Stromerzeugung wirtschaftlich? 73

1. Die Kosten geothermischer Stromerzeugung 73
1.1 Beschreibung des Referenzfalls und der finanzmathematischen Randbedingungen 73
1.2 Ergebnisse der Kostenschätzung 75
2. Kostenvergleich verschiedener Stromerzeugungsoptionen 77
2.1 Spezifizierung der Referenztechniken 77
2.2 Ergebnisse des Kostenvergleichs 78
3. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen 79

V. Ist geothermische Stromerzeugung umweltfreundlich? 81

1. Methodik und Systemannahmen 81
2. Ergebnisse 83
   - 2.1 Treibhauseffekt 83
   - 2.2 Versauerung 84
   - 2.3 Primärenergieverbrauch 85
3. Weitere Umwelteffekte 85
   - 3.1 Anlagenerrichtung 86
   - 3.2 Normalbetrieb 86
   - 3.3 Störfall 87
   - 3.4 Nachsorge 88
4. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen 88

VI. Handlungsbedarf 89

1. Vor- und Nachteile geothermischer Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung 89
2. Handlungsbedarf 92
   - 2.1 Verbesserung der Datenbasis 93
   - 2.2 Weiterentwicklung der Technik 95
   - 2.3 Ansatzpunkte für staatliches Handeln 96
3. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen 98

Literatur 101

1. In Auftrag gegebene Gutachten 101
2. Weitere Literatur 101

Anhang 105

1. Ergänzende Anhänge 105
   - 1.1 Berechnung der Mindest-Transmissibilität 105
   - 1.2 Methodisches Vorgehen zur Abschätzung des technischen Potenzials – Berechnungsmethode A 106
   - 1.3 Methodisches Vorgehen zur Abschätzung des technischen Potenzials – Berechnungsmethode B 112

1.4 Einzeldaten des technischen Potenzials der Heißwasser-Aquifere im Norddeutschen Becken (sedimentäres Rotliegend) 113
1.5 Einzeldaten des technischen Potenzials der Heißwasser-Aquifere im Oberrheingraben (Oberer Muschelkalk) 115
1.6 Einzeldaten des technischen Potenzials der Heißwasser-Aquifere im Oberrheingraben (Buntsandstein) 116
1.7 Einzeldaten des technischen Potenzials der Heißwasser-Aquifere im Süddeutschen Molassebecken (Malm inkl. zweier kleiner Aquifere) 117
1.8 Einzeldaten des technischen Potenzials der Störungen 118
1.9 Einzeldaten des technischen Potenzials der kristallinen Gesteine (Rotliegend-Vulkanite) des Norddeutschen Beckens 119
1.10 Einzeldaten des technischen Potenzials der kristallinen Gesteine im Oberrheingraben 120
1.11 Einzeldaten des technischen Potenzials für das mittel- und süddeutsche Kristallingebiet 121

2. Tabellenverzeichnis 122

3. Abbildungsverzeichnis 122

Zusammenfassung

Ziel dieses Berichts im Rahmen des Monitoring „Nachhaltige Energieversorgung“ ist es, die Möglichkeiten und Probleme einer geothermischen Stromerzeugung in Deutschland zu untersuchen.

Zu den technischen Potenzialen geothermischer Stromerzeugung

Die hier wiedergegebenen Abschätzungen zu den technischen Potenzialen geothermischer Stromerzeugung in Deutschland machen deutlich, dass geothermische Energie grundsätzlich eine **ernst zu nehmende Option für die zukünftige Energieversorgung** darstellt, wenn auch nur Bruchteile der geschätzten Potenziale tatsächlich genutzt werden können. Abschätzungen in dieser Detaillierung werden **erstmalig für ganz Deutschland** vorgelegt. Die Zahlenangaben bedürfen aber weiterer Konkretisierungen im regionalen und lokalen Maßstab.

Die Schätzwerte für das technische Potenzial sind als **Obergrenze** zu werten, da in Abhängigkeit vom Reservoirtyp die Erschließungsmethoden noch nicht voll entwickelt oder die für die Erschließung notwendigen Eigenschaften der Ressourcen nicht flächendeckend bekannt oder vorhanden sind. Das **technische Gesamtpotenzial** zur geothermischen Stromerzeugung liegt bei ca. 1.200 Exa Joule (etwa 300.000 TWh), was etwa dem 600fachen des deutschen Jahresstrombedarfes von ca. 2 Exa Joule entspricht. **95 % des Potenzials entfallen auf kristalline Gesteine**, **4 % auf Störungszonen und etwa 1 % auf Heißwasser-Aquifere**. Das zusätzliche Potenzial an thermischer Energie (Wärme bei KWK-Nutzung) beträgt etwa das 1,5fache des Strompotenzials, wenn keine Wärmepumpen eingesetzt werden, bzw. das 2,5fache, wenn Wärmepumpen verwendet werden.

Insbesondere ist die **Erfolgswahrscheinlichkeit zur Erreichung von – wirtschaftlich vertretbaren – Mindestgrößen bei der Thermalwasser-Produktion (Mindestfließraten) und den Reservoirtemperaturen** bei den drei Reservoirtypen unterschiedlich. Die Abhängigkeit von den natürlichen Bedingungen ist bei der Erschließung der kristallinen Gesteine nach dem Hot-Dry-Rock-Konzept am geringsten und bei der Erschließung der Heißwasser-Aquifere am größten. Der unterschiedliche Grad der Abhängigkeit von den geologischen Bedingungen führt jeweils zu spezifischen Problemfeldern für die drei Reservoirtypen. Hinzu kommen Unsicherheiten durch die getroffenen Annahmen bei den Gewinnungsfaktoren.

Unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeitsaspekten (geringer natürlicher Wärmestrom etc.) sollte das technische Potenzial nur innerhalb eines sehr langen Zeitraums sukzessive erschlossen werden. In diesem Bericht werden hierfür 1.000 Jahre angenommen. Bei einem technischen Gesamtpotenzial von 300.000 TWh ergibt sich daraus ein **jährliches technisches Angebotspotenzial** zur geothermischen Stromerzeugung von ca. 300 TWh/a, was etwa der Hälfte der gegenwärtigen Bruttostromerzeugung entspricht.

Das **technische Nachfragepotenzial einer geothermischen Stromerzeugung ohne KWK**, bei dessen Abschätzung **nachfrageseitige Restriktionen** berücksichtigt werden, liegt bei ca. 290 TWh/a, wenn man annimmt, dass der **gesamte Grundlastanteil** der deutschen Stromerzeugung durch Geothermie bereitgestellt würde.

Wird demgegenüber eine **Nutzung in Kraft-Wärme-Kopplung** unterstellt – was aus ökonomischer und ökologischer Sicht wünschenswert wäre –, definieren sich die technischen Strom-Nachfragepotenziale aus der im Energiesystem nutzbaren Wärmemenge. Nimmt man zunächst an, dass die **gesamte in Deutschland nachgefragte Niedertemperaturwärme** durch geothermische Anlagen bereitgestellt werden könnte, und geht man vom entsprechenden Nachfragevolumen des Jahres 2000 aus, so erhält man als **theoretische Obergrenze** für in KWK erzeugten Strom aus Geothermie einen Wert von rund 140 TWh/a; dies entspricht rund 25 % der Bruttostromerzeugung in Deutschland.

Um eine realistischere Abschätzung zu erhalten, wurde der Anteil der Niedertemperaturwärme-Nachfrage ermittelt, der **durch Wärmenetze bereitstellbar wäre**. Würde diese Wärmemenge allein durch geothermische KWK-Anlagen geliefert, so ergäbe sich eine damit gekoppelte geothermische Stromproduktion von ca. 66 TWh/a. Voraussetzung für diese Option wäre ein **erheblicher Ausbau der Wärmeverteilnetze**.

Ein solcher Ausbau dürfte auch in Zukunft nicht sehr wahrscheinlich sein. Daher wurde in einem weiteren Schritt davon ausgegangen, dass „nur“ die in die **bestehenden Fernwärmenetze eingespeiste Niedertemperaturwärme** durch geothermische KWK-Anlagen bereitgestellt würde. Daraus ergäbe sich eine gekoppelte geothermische Stromproduktion von ca. 10 TWh/a, entsprechend etwa 2 % der jährlichen Bruttostromerzeugung Deutschlands.

Vor allem die Abschätzungen zu den technischen Nachfragepotenzialen verdeutlichen die Schwierigkeiten, die mit einer weitergehenden Nutzung der geothermischen Stromerzeugung verbunden sind. Eine wirtschaftliche geothermische Stromerzeugung kann voraussichtlich nur mit KWK erreicht werden. **Damit wird die potenzielle Wärmenachfrage zum wesentlichen Hemmschuh.** Denn

selbst das Ersetzen ausnahmslos aller bestehenden Fernwärmeheiz(kraft)-werke erlaubt, wie geschildert, lediglich eine geothermische Stromproduktion in KWK von 2 % der Bruttostromerzeugung Deutschlands. Dies entspricht einer Größenordnung, die zwar einen Beitrag zur Reduktion der energiebedingten Umweltauswirkungen leisten kann, aber aus energiewirtschaftlicher Sicht nur begrenzt relevant ist.

Zum Stand der Technik und den Entwicklungsperspektiven

Die wesentlichen technischen Elemente, die zur Integration in ein Gesamtsystem zur geothermischen Strom- bzw. Strom-/Wärmebereitstellung erforderlich sind, sind durch einen **recht unterschiedlichen Entwicklungsstand** gekennzeichnet. Während z.B. die Bohrtechnik – als Schlüsseltechnologie in der Erdöl-/Erdgasindustrie – technologisch ausgereift ist, befindet sich die Stimulationstechnik noch im Pilotstadium.

Die Weiterentwicklung der Stimulationstechnik zur Steigerung der Ergiebigkeit geothermischer Reservoire ist von herausragender Bedeutung, da damit ein riesiges Energiepotenzial, vor allem in kristallinem Gestein (HDR), erschlossen werden könnte. Auch zur Verringerung des Fündigkeitsrisikos beim Erbohren von Aquiferen und Störungszonen ist die Stimulationstechnik bedeutsam. Bei der **Kraftwerkstechnik** gibt es ebenfalls noch wesentliche anlagentechnische Optimierungs- und Weiterentwicklungspotenziale.

Die **Integration der einzelnen Komponenten in ein Gesamtsystem** wird derzeit in verschiedenen Pilotprojekten betrieben. Es kann davon ausgegangen werden, dass im Laufe der nächsten Jahre geothermisch erzeugter Strom in das deutsche Netz eingespeist werden wird. Bereits im Herbst 2003 soll im mecklenburgischen Neustadt-Glewe das erste Erdwärmekraftwerk Deutschlands in Betrieb gehen.

Zu den Kosten geothermischer Stromerzeugung

Der hier vorgenommene Vergleich der Stromerzeugungskosten ergibt, dass die geothermische Stromerzeugung auf der Basis der heute vorhandenen Techniken und Verfahren als eine **vergleichsweise teure Option** einzustufen ist. Ihre Stromerzeugungskosten liegen mehr oder weniger deutlich über denen der regenerativen Optionen Windkraft, Wasserkraft und Biomasse und weit über den

Stromerzeugungskosten der betrachteten fossilen Optionen Steinkohle und Erdgas. Nur Strom aus Photovoltaik ist (weitaus) teurer.

Bei der Beurteilung dieser Ergebnisse ist aber zu beachten, dass die dargestellten Kostenschätzungen für die geothermische Stromerzeugung **in hohem Maße von den getroffenen Annahmen abhängig sind**. „Günstigere“ Annahmen, z.B. über die Thermalfluidtemperatur und das Thermalwasserfördervolumen, würden zu beträchtlich niedrigeren Kostenschätzungen führen.

Zu beachten ist vor allem auch, dass die Technologie der geothermischen Stromerzeugung sich noch in einem **frühen Entwicklungs- und Einsatzstadium** befindet und noch **große Entwicklungspotenziale** aufweist, deren Nutzung weitere Kostenreduktionen erwarten lässt.

Schließlich muss berücksichtigt werden, dass bei den Kostenvergleichen die beträchtlichen Vorteile der Geothermie und anderer regenerativer Energien gegenüber den fossilen Energieträgern bei den **externen Kosten** der Stromerzeugung nicht berücksichtigt wurden (Hohmeyer 2001).

Zu den Umweltauswirkungen geothermischer Stromerzeugung

Die Umweltauswirkungen der geothermischen Stromerzeugung sind aus gegenwärtiger Sicht bei der Errichtung der Anlage, im Normalbetrieb, bei möglichen Störfällen sowie bei der Nachsorge gering. Bei allen quantitativ untersuchten Umwelteffekten – Treibhauseffekt, Versauerung, Primärenergieverbrauch – **liegt die Geothermie ähnlich günstig wie andere regenerative Optionen zur Stromerzeugung**. Besonders bei den CO_2-Emissionen schneidet sie wesentlich besser ab als die Stromerzeugung aus Erdgas (Faktor 5) oder Steinkohle (Faktor 10). Geothermische Stromerzeugung **könnte daher einen substanziellen Beitrag zum Klimaschutz leisten**. Durch Nutzung der mit der Stromerzeugung gekoppelt anfallenden Wärme können die an sich schon sehr guten Umwelteigenschaften der geothermischen Stromerzeugung noch günstiger gestaltet werden.

Zum Handlungsbedarf

Handlungsbedarf besteht vor allem im Hinblick auf die Erschließung der Kostenreduktionspotenziale, die in der Weiterentwicklung der Technik liegen, die Reduzierung von Fündigkeits- und die Absicherung von Investitionsrisiken sowie die Problematik der Nutzung der großen bei Kraft-Wärme-Kopplung anfallenden Wärmemengen.

Wenn das Ziel einer energiewirtschaftlich relevanten Nutzung geothermischer Ressourcen ernsthaft verfolgt werden soll, müsste die bestehende staatliche Unterstützung dieser Option verstärkt und ergänzt werden. Die Förderung von Techniken und Projekten zur geothermischen Stromerzeugung im Rahmen des **Zukunfts-Investitionsprogramms (ZIP) der Bundesregierung** sollte **verstärkt** werden. Die Laufzeit des Programms sollte um mindestens fünf Jahre **verlängert** werden, um weitere Projekte für unterschiedliche Standortbedingungen initiieren zu können. Es sollten **begleitende Untersuchungen zu den Demonstrationsprojekten** gefördert werden mit dem Ziel, das Verständnis für die Integration der Gesamtsysteme in den Energiemarkt zu verbessern.

Die **Einspeisevergütungen des EEG** für Strom aus geothermischer Energie sollten **mindestens** auf dem gegenwärtigen Stand gehalten werden.

Zur Reduzierung von Fündigkeitsrisiken sind **erhebliche Verbesserungen der Datenbasis** erforderlich. Besonders wichtig ist die umfassende und systematische Zusammenstellung von **Untergrundtemperaturdaten** und von Daten über die hydraulischen Eigenschaften der Reservoirs. Ein zu erstellender **„Atlas der geothermischen Stromressourcen in Deutschland“** mit detaillierten Informationen über die lokalen geologischen und geothermischen Standortbedingungen würde eine wichtige Voraussetzung schaffen für realistische Einschätzungen von Investitionsrisiken und damit für Standortentscheidungsprozesse. Solche Aktivitäten zur Verbesserung der Datenlage sollten öffentlich gefördert werden.

Da beim Abteufen der ersten Bohrungen an neuen Standorten immer Fündigkeitsrisiken verbleiben, sollte vor allem bei den ersten Demonstrationsprojekten eine **Absicherung der Bohrrisiken von staatlicher Seite** erwogen werden.

Die Möglichkeiten staatlicher Einflussnahme auf Bundesebene auf den Prozess der Realisierung größerer Beiträge der geothermischen Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung – insbesondere auf den **Zubau von Wärmeverteilnetzen** – sind nur **indirekter** Natur. Die Aufgabe besteht darin, vor allem durch die Förderung von technischen Entwicklungen, Pilot- und Demoprojekten, die Absicherung von Investitionsrisiken und die Erlössicherung für geothermisch erzeugten Strom die **Voraussetzungen für einen solchen Prozess zu verbessern**.

TAB

I. Einleitung

Unser gegenwärtiges Energiesystem mit seiner starken Abhängigkeit von erschöpflichen Energieträgern ist nicht nachhaltig. Daher gehört es zu den großen Herausforderungen im 21. Jahrhundert, die **Rahmenbedingungen für eine nachhaltige Energieversorgung zu gestalten**. Ein essentielles Strategieelement hierfür ist, neben verstärkten Bemühungen zum rationelleren Energieeinsatz, die verstärkte Nutzung der bedeutenden Potenziale der regenerativen Energien.

Von dieser Erkenntnis geleitet wurde das politische Ziel formuliert, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromproduktion Deutschlands bis zum Jahr 2010 auf 12,5 % zu erhöhen (Europäisches Parlament 2001). In diesem Zusammenhang untersucht der hier vorgelegte Bericht die Stromerzeugung aus Erdwärme (Geothermie).

Der **geothermischen Stromerzeugung** wird vor allem deshalb eine besondere Bedeutung beigemessen, weil diese heimische Energiequelle in der Lage wäre, kontinuierlich Strom zu liefern („**Regenerative Grundlast**"). Zudem existieren in Deutschland **beträchtliche technische Potenziale**, die die Stromerzeugung in energiewirtschaftlich relevanter Größenordnung zukünftig möglich erscheinen lassen. Damit könnte die geothermische Stromerzeugung einen **Beitrag zur Umweltentlastung und zum Ressourcenschutz** leisten.

Diesen Vorteilen der Geothermie stehen allerdings auch Probleme gegenüber, die sich insbesondere auf die **Wirtschaftlichkeit** beziehen. Vor allem wenn geothermischer Strom zusammen mit nutzbarer Wärme in Kraft-Wärme-Kopplung hergestellt wird, eröffnet sich die Fragestellung, **welcher Anteil der Potenziale in das gegenwärtige Energiesystem integrierbar ist**.

Die Technologien zur geothermischen Stromerzeugung sind gegenwärtig in der Entwicklung begriffen. Es existieren in Deutschland eine Reihe von Pilotprojekten, die zum Ziel haben, möglichst bald den ersten geothermisch erzeugten Strom ins Netz einzuspeisen.

Angesichts der potenziellen umwelt- und energiepolitischen Bedeutung dieser Technologie und der noch bestehenden Unsicherheiten vor allem über deren technische Potenziale, ökonomische Chancen und ökologische Folgen wurde aus dem Kreis der parlamentarischen Berichterstatter für TA der Vorschlag gemacht, in einer Studie im Rahmen des laufenden Monitoring „Nachhaltige Energieversorgung" die **Möglichkeiten und Probleme einer geothermischen Stromerzeugung in Deutschland** näher zu analysieren.

In **Kapitel II** des hiermit vorgelegten zweiten Monitoring-Berichts des TAB zur „Nachhaltigen Energieversorgung“ wird zunächst untersucht, wie groß das **technische Potenzial** der geothermischen Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland ist. Sowohl die Erzeugungsseite als auch die Nachfrageseite wird dabei berücksichtigt. Das Erzeugungspotenzial wird regional differenziert und für die Lagerstättentypen Heißwasser-Aquifere, Störungszonen und kristallines Gestein analysiert. Die Abschätzung des **technischen Nachfragepotenzials** geht von der Fragestellung aus, welcher Anteil des Erzeugungspotenzials in das Energiesystem Deutschlands integrierbar ist.

In **Kapitel III** werden die **zur Nutzung der Potenziale einsetzbaren Technologien** beschrieben. Der Stand der Technik wird sowohl für den Untertageteil (Bohrung, Stimulation) als auch für den Übertageteil (Generator) einer geothermischen Stromerzeugungsanlage dargestellt. Darauf aufbauend werden zukünftige Entwicklungspotenziale aufgezeigt.

Kapitel IV beschäftigt sich mit der **Wirtschaftlichkeit** der geothermischen Stromerzeugung. Methodisch wird dabei so vorgegangen, dass ein „Referenzfall“ als eine Kombination aus Erschließungstechnik, Verstromungsanlage, Standort und anderen Faktoren definiert wird, die beim gegenwärtigen Stand der Technik die Erschließung eines energiewirtschaftlich relevanten Teils des geothermischen Gesamtpotenzials ermöglichen könnte. Die Ergebnisse der Kostenberechnungen für diesen Referenzfall werden mit den Stromgestehungskosten anderer regenerativer und ausgewählter fossiler Optionen der Strombereitstellung verglichen.

Umweltauswirkungen der Geothermie werden in **Kapitel V** untersucht. Mit Hilfe der Ökobilanz-Methodik werden für das Referenzsystem die Wirkungsgrößen „anthropogener Treibhauseffekt“, „Versauerung von Böden und Gewässern“ und „kumulierter Aufwand erschöpflicher Primärenergieträger“ analysiert und mit alternativen Anlagen zur Stromerzeugung verglichen. Weitere Umwelteffekte (z.B. Lärmemissionen, Flächenverbrauch) werden qualitativ diskutiert.

In **Kapitel VI** wird der **Handlungsbedarf** erörtert, der sich ergibt, **wenn die einer breiten Nutzung der Geothermie in Deutschland derzeit noch im Wege stehenden Hemmnisse überwunden werden sollen**.

Die Kapitel II bis VI basieren weitgehend auf den für das TAB erstellten Gutachten der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): „Abschätzung des technischen Potenzials der geothermischen Stromerzeugung und der geothermischen Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in Deutschland“, der Geothermie Neubrandenburg GmbH (GTN): „Zur geothermischen Stromerzeugung in Deutschland: Stand und Perspektiven der Erdwärmenutzung in Deutsch-

land“ sowie des Instituts für Energetik und Umwelt (IE): „Zur geothermischen Stromerzeugung in Deutschland: Energiewirtschaftliche Einordnung, Konkurrenzsituation, FuE-Bedarf, Handlungsoptionen und Zeitachse“.

Das TAB dankt allen am Projekt beteiligten Gutachtern für ihre Bereitschaft zur Diskussion von konzeptionellen Fragen und Zwischenergebnissen in der Durchführungsphase des Projekts und für die sorgfältige Abfassung der Endberichte: Dr. R. Jung und Mitarbeitern (BGR), Dr. P. Seibt, Dr. F. Kabus und Mitarbeitern (GTN) sowie Dr. M. Kaltschmitt, Dipl.-Ing. G. Schröder und Mitarbeitern (IE).

TAB

II. Wie groß ist das Potenzial geothermischer Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland?

Eine nachvollziehbare und nach Reservoirtypen und geographischer Lage untergliederte Abschätzung des technischen Potenzials der geothermischen Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung bildet die Grundlage für Aussagen über den möglichen Umfang einer zukünftigen Nutzung dieser Option in Deutschland, für die Einschätzung ihrer Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu anderen Optionen und für die Analyse des noch bestehenden Forschungs- und Entwicklungsbedarfes. Bisher vorliegende Potenzial-Abschätzungen enthalten nur summarische Angaben oder beziehen sich auf einzelne Regionen und weisen enorme Spannbreiten auf. Den folgenden Ausführungen liegt eine umfassende Studie zugrunde (Jung et al. 2002), die erstmals eine adäquate Gesamtpotenzial-Abschätzung für Deutschland sowie eine Untergliederung nach Reservoirtypen und Regionen enthält.

1. Definition geothermischer Potenziale

Grundsätzlich ist zwischen dem theoretischen, dem technischen und dem wirtschaftlichen Potenzial einer Energiequelle zu unterscheiden (Kaltschmitt et al. 2002):

- Das **theoretische Potenzial** (regenerativer) Energien ergibt sich aus dem physikalischen Angebot der (erneuerbaren) Energiequellen (z.B. der gesamte Energiegehalt in der Erde). Es stellt eine theoretische Obergrenze des verfügbaren Energieangebots dar. Seine Aussagekraft ist jedoch begrenzt.
- Das **technische Potenzial** beschreibt dagegen den Anteil des theoretischen Potenzials, **der unter Berücksichtigung der derzeitigen technischen Möglichkeiten „technisch nutzbar“ ist**. Im Einzelnen werden bei der Berechnung die verfügbaren Nutzungstechniken, ihre Wirkungsgrade, die Verfügbarkeit von Standorten auch im Hinblick auf konkurrierende Nutzungen sowie „unüberwindbare“ strukturelle, ökologische und sonstige Beschränkungen berücksichtigt. In Abhängigkeit von unterschiedlichen Nutzungstechniken und sonstigen Randbedingungen (produktionsseitige Begrenzun-

gen, bedarfsseitige Restriktionen) kann es damit auch unterschiedliche technische Potenziale einer Option zur Nutzung regenerativer Energien geben. Unterschieden werden kann bei dem technischen Potenzial zwischen den:

- **technischen Angebotspotenzialen**, die die unter Berücksichtigung primär technischer Restriktionen bereitstellbare Energie beschreiben (z.B. die innerhalb einer bestimmten Zeitspanne bereitstellbare Niedertemperaturwärme aus hydrothermalen Vorkommen), und den
- **technischen Nachfragepotenzialen**, bei denen zusätzlich nachfrageseitige Restriktionen berücksichtigt werden (z.B. die mit Hilfe von tiefen Sonden bereitstellbare Niedertemperaturwärme, die im Energiesystem Deutschlands innerhalb einer bestimmten Zeitspanne auch genutzt werden kann).

- Unter dem **wirtschaftlichen Potenzial** wird derjenige maximale Anteil des technischen Potenzials verstanden, der genutzt werden würde, wenn alle wirtschaftlich konkurrenzfähigen Anteile des technischen Potenzials ausgeschöpft würden. Das wirtschaftliche Potenzial einer Option zur Nutzung regenerativer Energien wird damit auch sehr stark von den konventionellen Systemen und den Energieträgerpreisen beeinflusst.

Das **ausschöpfbare oder Erwartungspotenzial** von Optionen zur Nutzung regenerativer Energien beschreibt den **zu erwartenden tatsächlichen Beitrag zur Energieversorgung.** Dieser Beitrag ist meist geringer als das wirtschaftliche Potenzial, da dieses im Allgemeinen nicht sofort, sondern allenfalls innerhalb eines längeren Zeitraumes vollständig erschließbar ist. Dies liegt u.a. in den begrenzten Kapazitäten für die Herstellung von Anlagen zur Nutzung des regenerativen Energieangebots, der noch gegebenen Funktionsfähigkeit der vorhandenen Anlagen sowie in einer Vielzahl sonstiger Hemmnisse (u.a. mangelnde Information, rechtliche und administrative Begrenzungen) begründet, die einer wirtschaftlichen Nutzung dieser erneuerbaren Energieträgeroptionen entgegenstehen. Das Erwartungspotenzial kann aber auch größer sein als das wirtschaftliche Potenzial, wenn nämlich eine Option zur Nutzung erneuerbarer Energien durch entsprechende staatliche Maßnahmen unterstützt wird.

Auf das theoretische und das wirtschaftliche Potenzial wird im Folgenden nicht weiter eingegangen.

2. Grundlagen für die Abschätzung des technischen Potenzials

In einem ersten Schritt wird zunächst das **technische Potenzial unter bestimmten Randbedingungen** ermittelt, d.h. es wird abgeschätzt, welcher Anteil am physikalischen Gesamtangebot (dem gesamten Energiegehalt der Erde) technisch „abbaubar“ ist. Als Randbedingungen werden das Erreichen einer **Mindesttemperatur von 100°C** und eine **Mindestfließrate von 50 m^3/h** unterstellt.

Die Abschätzung des technischen Potenzials basiert auf dem im Untergrund gespeicherten **Wärmeinhalt**. Der Begriff technisches Potenzial entspricht in etwa dem Begriff **Ressource** (technisch gewinnbar) für konventionelle Energieträger (davon zu unterscheiden sind die **Reserven** als wirtschaftlich gewinnbar). Betrachtet werden nur Gesteinsformationen, bei denen eine Wärme- bzw. Stromproduktion in einer wirtschaftlich relevanten Größenordnung mit heutiger Technik möglich erscheint.

Zur Abschätzung des technischen Potenzials wurden verschiedene Gesteinsschichten in die Betrachtung einbezogen. Betrachtet werden nur diejenigen Reservoirtypen, bei denen mit einer hohen Wahrscheinlichkeit die oben genannten Bedingungen erfüllt werden können. Dies sind **Heißwasser-Aquifere**, **Störungszonen** und **kristallines Gestein**. Die regionale Verteilung dieser Schichten in Deutschland ist unterschiedlich.

2.1 Wärmeinhalt

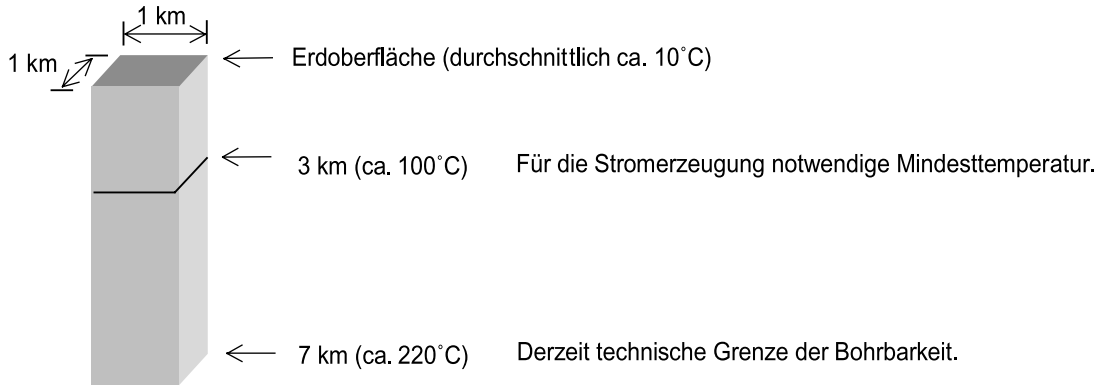
Für die Stromproduktion wird, wie gesagt, eine aus technischer Sicht sinnvolle Mindesttemperatur des Heißwassers von 100°C angenommen. Bei einer Temperaturzunahme von etwa 30 K pro km in die Tiefe steht damit für die geothermische Stromproduktion etwa ein Tiefenbereich zwischen 3 bis 7 km zur Verfügung. Eine 7 km tiefe Bohrung stellt momentan in etwa die technische Bohrgrenze dar. Dicht unterhalb der Erdoberfläche entspricht die Untergrundtemperatur der mittleren Jahrestemperatur; in Deutschland liegt diese zwischen 7°C und 11°C.

Abbildung 1 zeigt einen schematischen Ausschnitt aus der oberen Erdkruste. Der Wärmeinhalt dieses 1 x 1 x 7 km^3 Quaders beträgt etwa 1,3 Exa Joule (EJ = 10^{18} Joule) (Jung et al. 2002). Diesem Gesteinsquader kann Wärme ent-

nommen werden. Die entnommene Wärme wird partiell regeneriert zum einen durch die spezifische, örtliche Wärmeproduktion (aus dem Zerfall radioaktiver Isotope des Urans, Thoriums und Kaliums) und zum anderen durch den natürlichen Wärmestrom (der aus dem Erdinnern beständig an die Erdoberfläche fließt und von dort in den Weltraum abgestrahlt wird).

Allerdings liegt die spezifische (örtliche) Wärmeproduktion bei den meisten Gesteinen nur in der Größenordnung von 1 $\mu W/m^3$ und beträgt daher in dem betrachteten Gesteinsquader ca. 4 kW. Der natürliche Wärmestrom aus dem Erdinnern liegt bei ca. 70 kW/km^2. Beides zusammen reicht nicht aus, um die bei einer Stromerzeugung dem Quader zu entnehmende thermische Leistung von mehreren MW auszugleichen.

Abb. 1: Tiefenbereich, der für die geothermische Stromerzeugung derzeit in Frage kommt



Quelle: nach Jung et al. 2002, S. 5 (ergänzt)

In diesem Sinne steht eine Erdwärmenutzung immer für „lokalen Abbau“ der gespeicherten Wärmeenergie. Geothermische Energie kann also nur in einem weiteren Sinne zu den regenerativen Energien gerechnet werden. Dennoch ist der in einem 1 x 1 x 7 km^3 Gesteinsblock gespeicherte Wärmevorrat beachtlich; er entspricht etwa 10 % des deutschen Jahreswärmebedarfs. Damit könnte der Energiebedarf an Strom und Wärme einer darüber liegenden Kleinstadt für Jahrhunderte gedeckt werden. Die Regenerationsdauer ist abhängig von der Dicke der tatsächlich genutzten Gesteinsschicht.

2.2 Untergrundtemperaturen in Deutschland

Die Untergrundtemperaturen streuen in Deutschland – dessen geothermische Bedingungen als normal bezeichnet werden können – in einem weiten Bereich. Die höchsten Untergrundtemperaturen kommen im Oberrheingraben vor. In Einzelfällen wird die Temperatur von 100°C bereits in 1 km Tiefe erreicht (z.B. Landau). In den Abbildungen 2 und 3 sind die Untergrundtemperaturen für 3.000 und 5.000 m Tiefe zusammengestellt. Als Datengrundlage wurde ein repräsentativer Auszug aus der umfangreichen Datenbank für Tiefenbohrungen der GAA (Institut für Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben, Hannover) verwendet.

2.3 Zur Datenlage

Anhaltspunkte für die Untergrundstruktur konnten aus verfügbaren Daten (etwa aus früheren Erdöl- und Erdgasbohrungen) gewonnen werden. In die Betrachtung mit eingeflossen ist u.a. die Wasserdurchlässigkeit der verschiedenen Gesteinsschichten (sog. Transmissibilitäten als Maß für das hydraulische Leitvermögen von Gesteinen), die u.a. wichtig ist für die Abschätzung technisch notwendiger Heißwasser-Fließraten.

In der o.g. Datenbank für Untergrundtemperaturen der GAA liegen die meisten Messpunkte für 3.000 m Tiefe vor, für 5.000 m Tiefe ist die Messpunktdichte deutlich geringer. Daher ist eine kleinräumige Potenzialermittlung in weiten Bereichen Deutschlands mit zu großen Unsicherheiten behaftet und wird hier nicht vorgenommen.

2.4 Erschließungskonzept und technische Eckwerte

Im **Erschließungskonzept** wird immer von zwei Bohrungen ausgegangen (sog. Dubletten). Dabei zirkuliert zum Entzug der Gesteinswärme Wasser zwischen zwei Bohrungen. Typische Bohrlochabstände liegen bei 1 bis 2 km. In einer Produktionsbohrung wird meist mit Hilfe einer Pumpe Heißwasser gefördert. Dessen Wärme wird an der Oberfläche mittels eines Wärmetauschers auf einen Kreislauf übertragen, in dem Dampf für die Stromgewinnung erzeugt wird. Bei einem KWK-Betrieb ist dabei noch Wärme für die Raumheizung auskoppelbar (vgl. auch Kap. IV). Das abgekühlte Wasser aus der Stromerzeugung wird in der

Abb. 2: Temperaturverteilung im Untergrund (ca. 3.000 m) in Deutschland

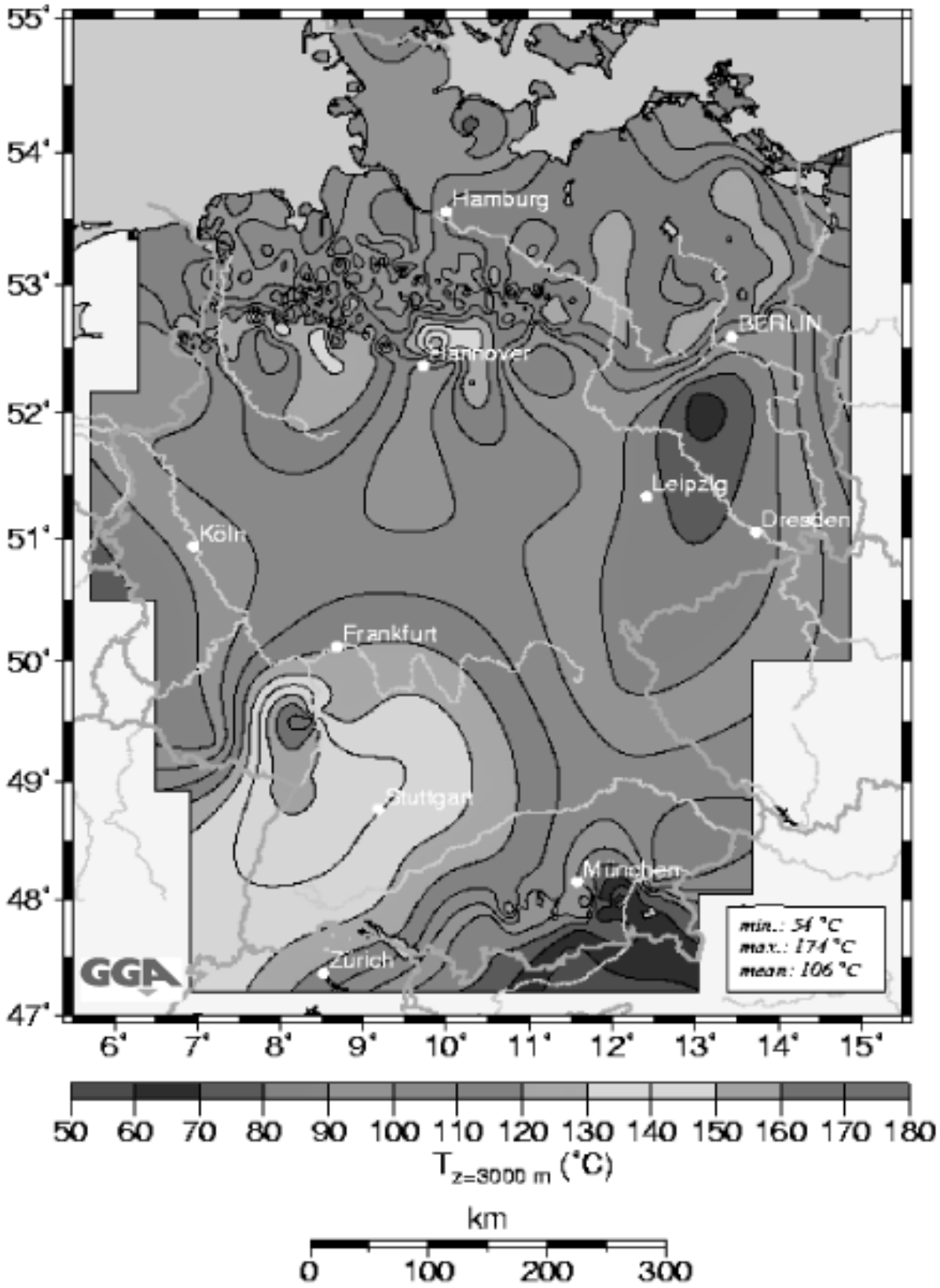
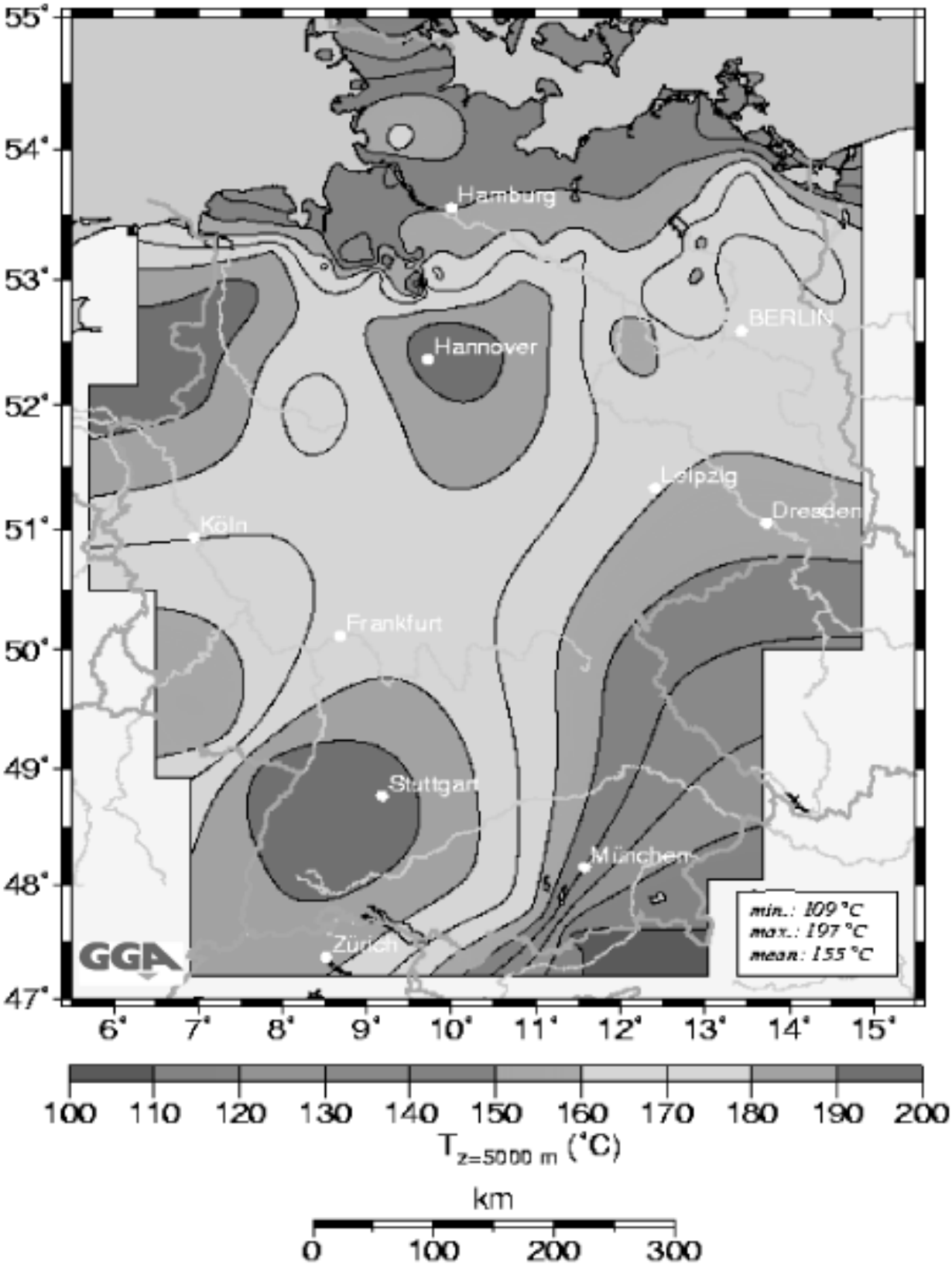


Abb. 3: Temperaturverteilung im Untergrund (ca. 5.000 m) in Deutschland



zweiten Bohrung wieder in das Gestein verpresst. Für die Injektionstemperatur des Thermalwassers werden die in Tabelle 1 angegebenen Eckwerte angenommen.

Für eine wirtschaftlich relevante Stromproduktion sind im Thermalwasserkreislauf **Fließraten** von mehr als 50 m^3/h erforderlich. Die für die Förderung und für das Verpressen des Thermalwassers erforderliche **Pumpleistung** kann einen erheblichen Teil der gewonnenen elektrischen Leistung ausmachen. Um einen hinreichend hohen Nettogewinn an Strom zu garantieren, wird hier angenommen, dass die Druckdifferenz, die zum Zirkulieren des Thermalwassers durch das Gestein aufgewendet werden muss, maximal 8 MPa (80 bar) betragen darf. Aus diesem Wert und der Mindestfließrate von 50 m^3/h ergibt sich für das hydraulische Leitvermögen (**Transmissibilität**) der durchströmten Gesteinsschicht ein Mindestwert von 2 Darcy Meter[1] (zur Berechnung vgl. Anhang 1.1). Die verwendeten Eckwerte sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Tab. 1: Zugrunde gelegte Eckwerte für die geothermische Stromversorgung

Parameter		*Wert*
minimale Gebirgstemperatur	T_{MIN}	100°C
maximale Bohrtiefe	Z_{MAX}	7 km
minimale Fördertemperatur	T_{MIN}	100°C
Injektionstemperatur des Thermalwassers (reine Stromerzeugung)	T_{IN}	70°C
Injektionstemperatur des Thermalwassers (KWK oW)	T_{IN}	50°C
Injektionstemperatur des Thermalwassers (KWK mW)	T_{IN}	30°C
Mindest-Fließrate	Q_{min}	50 $m^3/h = 14 \cdot 10^{-3}\ m^3/s$
maximale Druckdifferenz	Δp_{max}	80 bar = $8 \cdot 10^6$ Pa
Mindest-Transmissibilität	T_{MIN}	$2 \cdot 10^{-12}\ m^3$ = 2 darcy m

Quelle: Jung et al. 2002, S. 7; KWK oW = Kraft-Wärme-Kopplung ohne Wärmepumpe, KWK mW = mit Wärmepumpe

1 Dieser Wert ist vergleichsweise niedrig. Er berücksichtigt z.B. nicht die parasitären Energieverluste, die z.B. durch Reibungsdruckverluste in den Oberflächenleitungen entstehen. In der Praxis wird man daher eher höhere Transmissibilitäten fordern. Beispielsweise wird in (Haenel/Staroste 1988) als Mindest-Transmissibilität für geothermisch nutzbare Aquifere ein Wert von $T_{MIN} = 5 \cdot 10^{-12}\ m^3$ angegeben.

2.5 Zur Berechnungsmethodik

Zur Berechnung des technischen Potenzials wurden zwei Vorgehensweisen verwendet.

Berechnungsmethode A

Mit Ausnahme der Heißwasser-Aquifere des Süddeutschen Molassebeckens wurde zur Berechnung des technischen Potenzials die **Volumenmethode** herangezogen (Muffler/Cataldi 1978). Ausgangspunkt ist der berechnete **Wärmeinhalt des Gesteins (heat in place)**. Er entspricht der Wärmemenge, die bei Abkühlung des Gesteins auf die Temperatur an der Erdoberfläche gewonnen werden kann. Die Berechnung berücksichtigt die spezifische Wärmekapazität, die Dichte, das Volumen und die Temperatur des Gesteins. Als Gegenstück wird die durchschnittliche Temperatur an der Erdoberfläche verwendet. Die Differenz zwischen Gesteinstemperatur und Injektionstemperatur an der Erdoberfläche bestimmt signifikant den Wirkungsgrad der Stromerzeugung. Anstelle einer komplexen integrativen Ermittlung des Wärmeinhaltes des betrachteten Gesteinsvolumens wurden vereinfachend **fünf Temperaturklassen**[2] festgelegt, die zu den Temperaturklassen gehörenden Teilvolumina des betrachteten Reservoirs bestimmt und jeweils mit der mittleren Temperatur belegt. Die so berechneten Wärmeinhalte der Teilvolumina wurden dann aufsummiert.

Da der Wärmeinhalt des Gesteins nicht vollständig genutzt werden kann, wurde ein **Gewinnungsfaktor** eingeführt. Bei dessen Ermittlung erfolgt eine Feindifferenzierung in Unterfaktoren (Geometrie-, Temperatur-, Mächtigkeits-, Flächenfaktoren).

Das **technische Potenzial zur geothermischen Stromerzeugung** ergibt sich letztlich aus der nutzbaren Wärmemenge im Gestein und dem erzielbaren Netto-Wirkungsgrad der Stromerzeugung (unter den angenommenen Bedingungen für die Temperatur des Thermalwassers, die Druckdifferenz und die Fließrate). Die Vorgehensweise im Einzelnen wird in Anhang 1.2 beschrieben.

2 Als Temperaturklassen werden verwendet: 100–130°C, 130–160°C, 160–190°C, 190–220°C und 220–250°C.

Berechnungsmethode B

Im Unterschied zur Berechnungsmethode A zur Ressourcenabschätzung (Ressource als Produkt aus Wärmeinhalt (heat in place) und Gewinnungsfaktor) wird bei dieser Methode die tatsächlich gewinnbare Energie bei einem **vollständigen Dublettenbetrieb** abgeschätzt (Schulz, Jobmann 1989). Diese Methode wurde ausschließlich bei den Berechnungen für das Süddeutsche Molassebecken angewendet (s. Anhang 1.3).

Zur Berechnung der Energievorräte wurde das gesamte Molassebecken fiktiv mit einem **Raster von Dubletten** überzogen, wobei der Abstand der einzelnen Bohrungen jeweils 1.000 m beträgt. Für jede einzelne Dublette wurden dann die gewinnbare Energiemenge und thermische Leistung, die am Bohrlochkopf zur Verfügung stehen, abgeschätzt. Die verwendete analytische Lösung (Schulz 1987) setzt isotrope und konstante physikalische Parameter voraus, insbesondere eine konstante Mächtigkeit des Aquifers im Umkreis der Dublette, berücksichtigt aber zusätzlich den Wärmenachschub aus dem Hangenden und Liegenden. Man erhält somit eine Energieabschätzung basierend auf den jeweils lokal vorhandenen oder angenommenen thermischen und hydraulischen Parametern. Dabei wird auch hier die Transmissibilität berücksichtigt (Produkt aus Permeabilität und Mächtigkeit des Aquifers). Das **technische Potenzial** ergibt sich letztlich aus der Aufsummierung der einzelnen Dublettenwerte.

3. Abschätzung des technischen Potenzials der Heißwasser-Aquifere

Aquifere sind hochpermeable Gesteinsschichten, die ausreichend durchlässiges Material enthalten, um signifikante Mengen an Wasser zu speichern oder weiterzuleiten (Adam et al. 2000; Jung et al. 2002). Dabei handelt es sich entweder um hochporöse Sandsteine oder um andere stark geklüftete oder verkarstete Sedimentgesteine. Ihre bisherige Nutzung in Deutschland beschränkt sich auf die Wärmegewinnung. Hochpermeable Gesteinsschichten stellen eine Ausnahme dar und machen insgesamt nur einen kleinen Bruchteil der bohrtechnisch erreichbaren Festgesteine aus.

3.1 Aquifertypen

Bei den Heißwasser-Aquiferen lassen sich Poren-, Kluft- und Karst-Wasserleiter unterscheiden. Diese Differenzierung ist wichtig für das Verständnis variierender Transmissibilitäten, die etwa lokal erreichbare Fließraten signifikant beeinflussen.

Als **Poren-Wasserleiter** kommen in Deutschland ausschließlich Sandsteine in Betracht. Ihre Permeabilität nimmt generell mit der Korngröße zu. Entscheidend sind jedoch die Verbindungen zwischen den Porenräumen. Diese können besonders in größerer Tiefe durch diagenetische Prozesse (Zementation durch Quarz-, Karbonat-, Anhydrit- und Ausfällung anderer Minerale) stark eingeengt sein. Hochpermeable grob- und mittelkörnige Sandsteine können im regionalen Maßstab durch geringpermeablen Feinsand-, Schluff- oder Tonstein abgelöst werden. Aus diesen Gründen ist eine Prognose der lokal anzutreffenden Permeabilität meist schwierig und mit Unsicherheiten behaftet.

Voraussetzung für **Kluft-Wasserleiter** ist besonders in großen Tiefen eine ausreichende Sprödigkeit und Härte des Gesteins. In Frage kommen Sandsteine und Karbonatgesteine, in denen sich trotz des hohen Gebirgsdrucks offene Klüfte oder Risse halten können. Bereits bei Öffnungsweiten von wenigen hundertstel Millimetern können sie die Gebirgspermeabilität um Größenordnungen erhöhen. Entscheidend ist jedoch nicht nur die Öffnungsweite der Klüfte, sondern auch ihr Vernetzungsgrad. Bei hydraulischen Tests in Kluft-Wasserleitern wird häufig beobachtet, dass unter Hunderten von Klüften einige wenige den Wassertransport dominieren. Dies kann eine starke lokale Variabilität der Gebirgspermeabilität zur Folge haben. Eine Prognose über die zu erwartende Thermalwasserproduktion einer Bohrung ist daher für Kluft-Wasserleiter im Allgemeinen noch schwieriger als für Porenwasserleiter.

In Karbonatgesteinen können bevorzugte Fließpfade auf Kluftflächen durch Lösung zu **Karsthohlräumen** erweitert sein. Bilden diese untereinander ein durchgängiges Netz, wie dies z.B. im Malmkarst des süddeutschen Molassebeckens der Fall ist, haben die Gesteinsschichten eine außerordentliche hohe Transmissibilität, die im regionalen Maßstab durchhalten kann. Thermalwasserbohrungen in diesen Gesteinen können damit eine sehr hohe Produktivität erreichen. Die Produktivität von Bohrungen kann jedoch auf engstem Raum sehr unterschiedlich sein, je nachdem ob die Bohrung auf hochdurchlässige Karsthohlräume trifft oder diese verfehlt. In Fällen, wo diese verfehlt wurden, konnte durch Säureinjektion nachträglich ein guter Anschluss hergestellt und dadurch ein guter Zufluss zur Bohrung erreicht werden.

Heißwasser-Aquifere für die geothermische Stromerzeugung gibt es im **Norddeutschen Becken**, im **Oberrheingraben** und im **Süddeutschen Molassebecken**.

In diesen Regionen liegen auch die meisten Anlagen zur Direktwärmenutzung sowie bedeutende Erdöl- oder Erdgasfelder, so dass Geologie und Untergrundtemperaturen recht gut bekannt sind. Die Transmissibilität der Schichten ist jedoch nur punktuell bekannt.

3.2 Norddeutsches Becken

Im Norddeutschen Becken konzentrierten sich die Untersuchungen ausschließlich auf Porenspeicher mit einem großen Nutzungsreservoir. Als potenzielle Aquifere wurden die Sandsteine des Ober-Rotliegend[3] näher betrachtet. Die Ausdehnung des Norddeutschen Beckens ist in Abbildung 4 dargestellt.

Abb. 4: Übersichtskarte zur Lage des Norddeutschen Beckens

Quelle: GeoForschungszentrum Potsdam, ergänzt

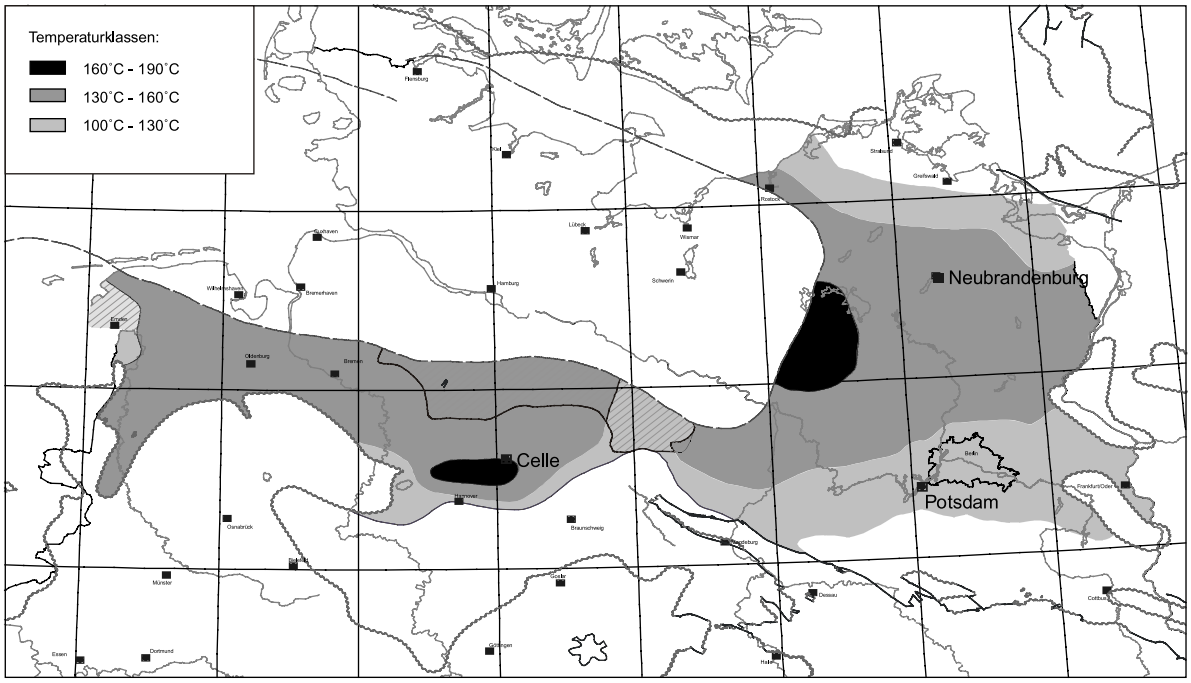
3 Die Bezeichnung Rotliegend verweist auf die Ablagerung rötlicher Sandsteine im Prozess der Erdentwicklung. Im Rotliegend sind in den 1960er Jahren wichtige Erdgaslagerstätten nachgewiesen worden. Daher sind aus diesen Gebieten auch relativ viele Explorationsbohrungen dokumentiert.

Sedimentäres Rotliegend

Im Norddeutschen Becken bestehen die **Rotliegend-Sedimente** aus Sand- und Tonsteinen sowie aus evaporitischen Gesteinen (Sulfate, Steinsalz). Die Mächtigkeit des sedimentären Rotliegend variiert im Untersuchungsgebiet stark. Während für den südlichen Beckenbereich **Mächtigkeiten** zwischen 100 m und ca. 700 m charakteristisch sind, enthält das östliche Teilbecken Rotliegend-Sedimente von bis zu 2.000 m Mächtigkeit (Brückner-Röhling et al. 1994). Ursache für diese Mächtigkeitsunterschiede ist die Anlage lokaler, tektonisch gesteuerter Senken und Grabenstrukturen. Für das Untersuchungsgebiet sind Tiefenlagen zwischen 4.000 und 5.000 m typisch.

In den zentralen Bereichen des Norddeutschen Beckens herrscht am Top des sedimentären Rotliegend die Temperaturklasse 130–160°C vor. Zu den Randgebieten hin sinken die Temperaturen bis auf < 100°C kontinuierlich ab. Höhere Temperaturen der Klasse 160–190°C finden sich nur in einem begrenzten Gebiet zwischen Hannover und Celle sowie zwischen Wittenberge und der Müritz (Abb. 5).

Abb. 5: Verteilung der Temperaturklassen am Top des sedimentären Rotliegend im Norddeutschen Becken

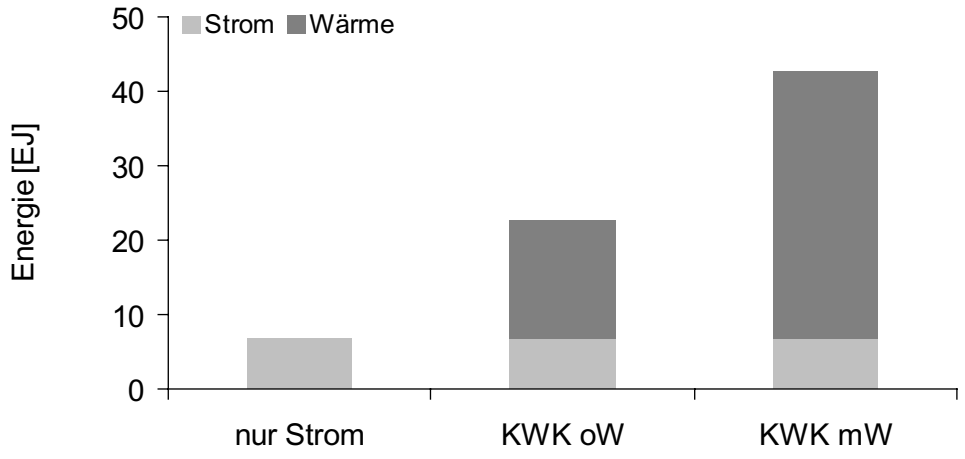


Quelle: nach Jung et al. 2002, S. 29

Als **potenzielle Heißwasser-Aquifere** werden innerhalb des sedimentären Rotliegend äolische (durch Windeinwirkung entstanden) und fluviatile (durch Ströme angeschwemmte) Sandsteine in Betracht gezogen. Diese beschränken sich regional auf die südlichen und östlichen Bereiche des Norddeutschen Beckens.

Mächtigkeits- und Verbreitungskarten der einzelnen Sandsteinpakete des Rotliegend sind bisher nicht publiziert worden bzw. nicht zugänglich. Für die hier vorgelegten Untersuchungen wurden daher die **Sandsteinmächtigkeiten** aus publizierten Bohrungsdaten abgeleitet (Drong et al. 1982; Gast 1991; Gast et al. 1998; Gralla 1988; Helmuth/Süßmuth 1993; Plein 1995; Schneider/Gebhardt 1993; Schröder et al. 1995), wobei die Mächtigkeiten der einzelnen Sandsteinpakete zusammengefasst wurden.

Abb. 6: Technisches Potenzial zur Bereitstellung elektrischer und thermischer Energie der Rotliegend-Sandsteine im Norddeutschen Becken für unterschiedliche Betriebsarten



Quelle: Jung et al. 2002, S. 31; KWK oW = Kraft-Wärme-Kopplung ohne Wärmepumpe, KWK mW = mit Wärmepumpe

Angesichts der wenigen publizierten Daten zu den Rotliegend-Sandsteinen wurden für die weiteren Berechnungen folgende **Annahmen** getroffen: In den Lagerstättenbereichen der Rotliegend-Gase werden für die Sandsteine **Nettomächtigkeiten**[4] von durchschnittlich 50 m, in den übrigen Verbreitungsgebieten

4 Unter „Nettomächtigkeit“ versteht man die aufsummierte Gesamtmächtigkeit der durchlässigen Schichten innerhalb der stratigraphischen Einheit (Jung et al. 2002, S. 16).

von durchschnittlich ca. 20 m angenommen. Dabei handelt es sich um eine eher konservative Annahme (Nettomächtigkeiten liegen wahrscheinlich deutlich höher). Weiterhin muss davon ausgegangen werden, dass die Transmissibilitäten in den Rotliegend-Sandsteinen großen Schwankungen unterworfen sind. Erhöhte Werte konzentrieren sich lokal auf einzelne Sandsteinpakete. Es wird angenommen, dass in max. 10 % der Fälle Transmissibilitäten > 2 dm (Darcy Meter) auftreten.

Die berechneten technischen Potenziale zur geothermischen Strom- und Wärmeerzeugung sind ausführlich im Anhang 1.4 sowie in einer Übersicht in Tabelle 4 zusammengestellt (Berechnungsmethode A). Das **technische Potenzial**[5] **zur Bereitstellung elektrischer Energie (Stromerzeugung) der Aquifere Rotliegend-Sandsteine im Norddeutschen Becken liegt bei ca. 6,8 EJ** (210 GWa). In Kraft-Wärme-Kopplung könnten zusätzlich 18 EJ (ohne Wärmepumpen) bzw. 36 EJ (mit Wärmepumpen) an thermischer Energie genutzt werden (Abb. 6).

Weitere Aquifere im Norddeutschen Becken

Im Norddeutschen Becken finden sich neben den Sandsteinen des Ober-Rotliegend weitere Sandsteine in verschiedenen stratigraphischen Abschnitten, die für eine geothermische Nutzung geeignet sind. Auf Grund der vorgegebenen Temperaturanforderungen (> 100°C) kommen für eine geothermische Stromerzeugung nur die Sandstein-Stufen Oberer Keuper (Rät) und Buntsandstein in Frage. Da aber insgesamt geeignete Transmissibilitäten nur vereinzelt erreicht werden dürften und der Buntsandstein vorwiegend nur in der Temperaturklasse 100–130°C verbreitet ist, **wurden keine weiteren regionalen Untersuchungen zum Verstromungspotenzial durchgeführt**.

3.3 Oberrheingraben

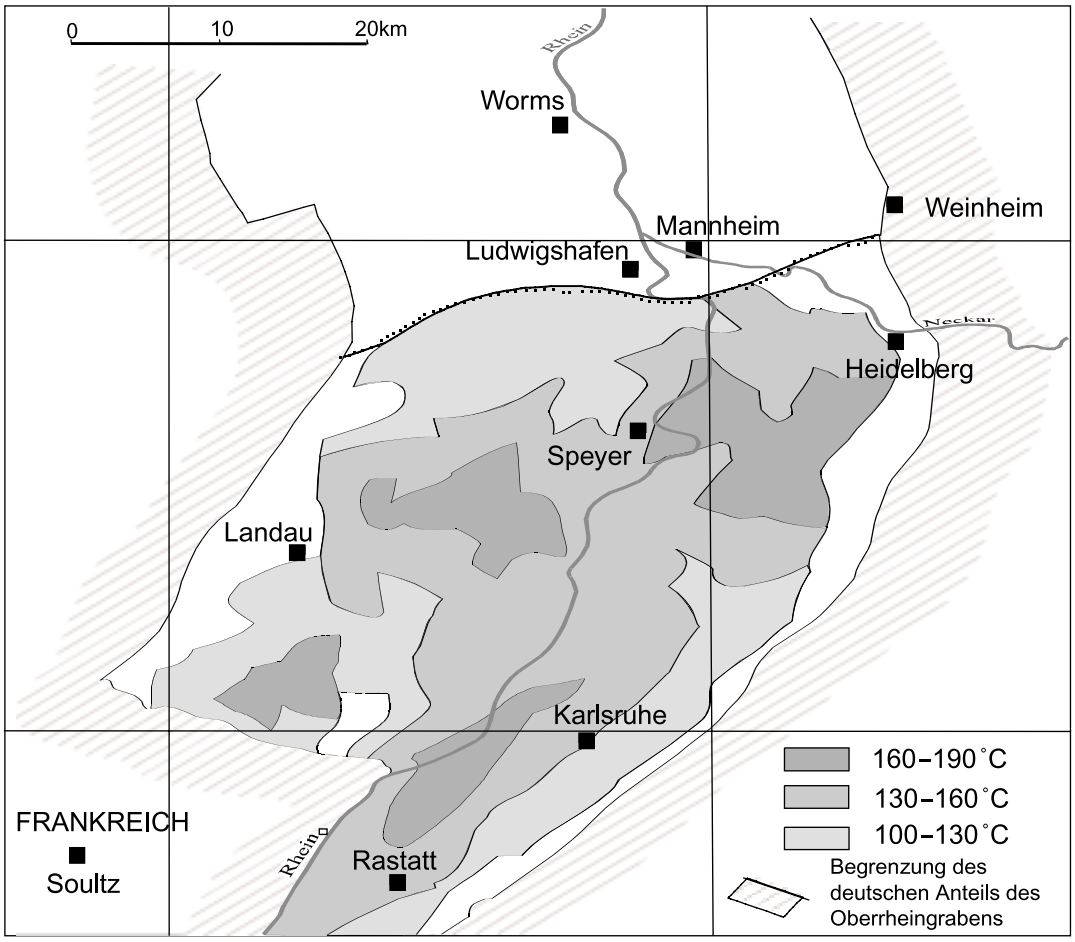
Im Oberrheingraben kommen der Obere Muschelkalk und der Buntsandstein als mögliche Aquifere zur geothermischen Stromerzeugung in Betracht. Beide werden als Kluftaquifere angesehen mit örtlich stark variierenden Transmissibilitäten.

5 Unter Berücksichtigung von Gewinnungsfaktoren und angenommenen Stromwirkungsgraden (vgl. Anhang 1.2).

Oberer Muschelkalk

Die hauptsächlich aus Kalk und Dolomit bestehenden Flachmeerablagerungen des Oberen Muschelkalks sind im Oberrheingraben relativ gleichförmig ausgebildet. Die **Gesamtmächtigkeit** im südlichen Teil des Oberrheingrabens bleibt mit 70 bis 90 m relativ konstant, im nördlichen Teil variiert sie zwischen 50 und 110 m (Haenel/Staroste 1988). Die Oberfläche des Oberen Muschelkalks erreicht an den Grabenrändern zumeist Teufen um 1.000 m und nimmt zum Zentrum hin stark zu (z.B. werden nördlich von Rastatt 4.200 m erreicht). Die Verteilung der Temperaturklassen am Top des Muschelkalks wird in Abbildung 7 exemplarisch für den Oberrheingraben dargestellt.

Abb. 7: Verteilung der Temperaturklassen am Top des Muschelkalks im nördlichen Oberrheingraben

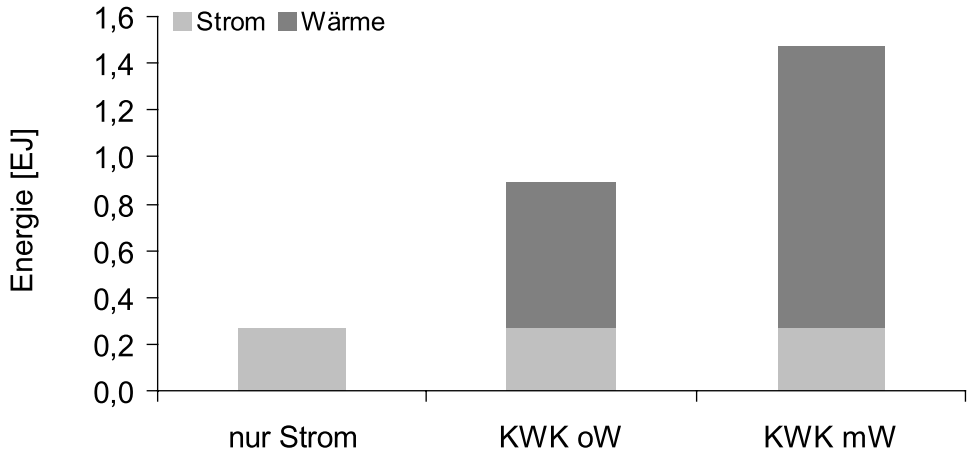


Quelle: Jung et al. 2002, S. 34

Das Wasserleitvermögen des Aquifers resultiert aus der Zerklüftung des Gesteins. Die **Nettomächtigkeit** dieses Kluftgrundwasserleiters wurde nach (Hänel et al. 1983) für das gesamte Gebiet des Oberrheingrabens auf 20 % der Gesamtmächtigkeit geschätzt. Auf Basis dieser Studie wurden Werte für die **Transmissibilitäten** von 6 bis $11 \cdot 10^{-12}$ m^3 angenommen.

Die berechneten technischen Potenziale zur geothermischen Strom- und Wärmeerzeugung sind ausführlich im Anhang 1.5 sowie in einer Übersicht in Tabelle 4 zusammengestellt (Berechnungsmethode A). Das **technische Potenzial zur Bereitstellung elektrischer Energie (Stromerzeugung) des Oberen Muschelkalks im Oberrheingraben liegt bei ca. 0,24 EJ** (7,6 GWa). In Kraft-Wärme-Kopplung könnten zusätzlich 0,62 EJ (ohne Wärmepumpen) bzw. 1,2 EJ (mit Wärmepumpen) an thermischer Energie genutzt werden (Abb. 8).

Abb. 8: Technisches Potenzial zur Bereitstellung elektrischer und thermischer Energie im Muschelkalk im Oberrheingraben für unterschiedliche Betriebsarten



Quelle: Jung et al. 2002, S. 37; KWK oW = Kraft-Wärme-Kopplung ohne Wärmepumpe, KWK mW = mit Wärmepumpe

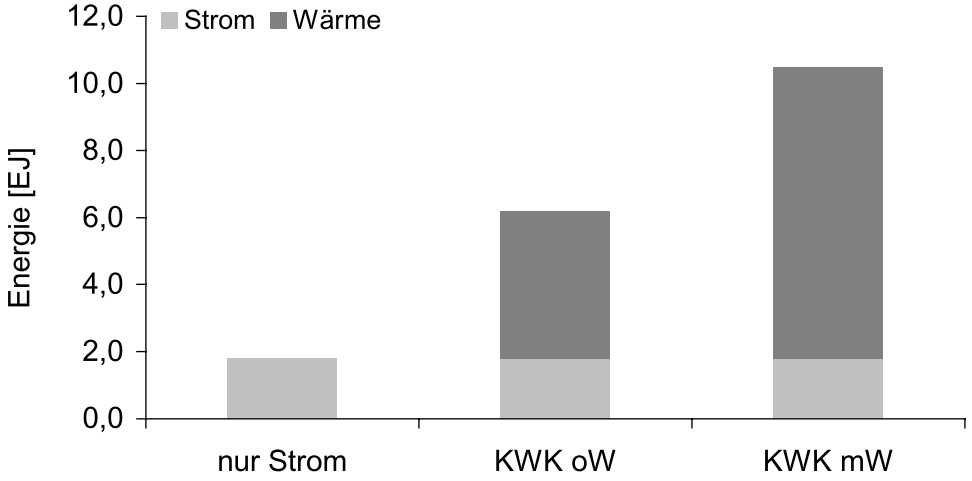
Buntsandstein

Die Sedimente des Buntsandsteins sind im gesamten Gebiet des Oberrheingrabens verbreitet. Die **Tiefenlage** des Aquifers reicht von etwa 1.000 m an den Grabenrändern bis zu 4.200 m nördlich Rastatt. Die **Gesamtmächtigkeit** des Buntsandsteins wird im Norden mit 100 m angegeben (Sauer et al. 1981; Sauer/Munck 1979). Sie steigt nach Süden hin zunächst auf 450 m an (Höhe von Baden-Baden), um dann auf ca. 50 m abzusinken. Die **Nettomächtigkeit** wird in (Hänel et al. 1983) mit 25 % angegeben. Dieser Wert wurde für die Berechnungen zum

Wärmeinhalt übernommen. Die **Transmissibilitäten** wurden mit $1–6 \cdot 10^{-12}$ m^3 berechnet.

Die berechneten technischen Potenziale zur geothermischen Strom- und Wärmeerzeugung sind ausführlich im Anhang 1.6 sowie in einer Übersicht in Tabelle 4 zusammengestellt (Berechnungsmethode A). Das **technische Potenzial zur Bereitstellung elektrischer Energie (Stromerzeugung) des Buntsandsteins im Oberrheingraben liegt bei ca. 1,8 EJ** (58 GWa). In Kraft-Wärme-Kopplung könnten zusätzlich 4,4 EJ (ohne Wärmepumpen) bzw. 8,7 EJ (mit Wärmepumpen) an thermischer Energie genutzt werden (Abb. 9).

Abb. 9: Technisches Potenzial zur Bereitstellung elektrischer und thermischer Energie im Buntsandstein im Oberrheingraben für unterschiedliche Betriebsarten



Quelle: Jung et al. 2002, S. 37; KWK oW = Kraft-Wärme-Kopplung ohne Wärmepumpe, KWK mW = mit Wärmepumpe

3.4 Süddeutsches Molassebecken

Malmkarst

Der grundwasserführende Malmkarst[6] des süddeutsch-oberösterreichischen Molassebeckens ist das bedeutendste Reservoir geothermischer Energie für die Wärmenutzung in Mitteleuropa[7].

6 Der Malm ist eine erdgeschichtliche Formation (obere Abteilung des Juras). Unter Molasse wird eine bestimmte Art von Sandstein verstanden, der sich insbesondere in den Alpenrandgebieten abgelagert hat.

7 Zum Berechnungsverfahren für das Süddeutsche Molassebecken siehe Kapitel II.2.5.

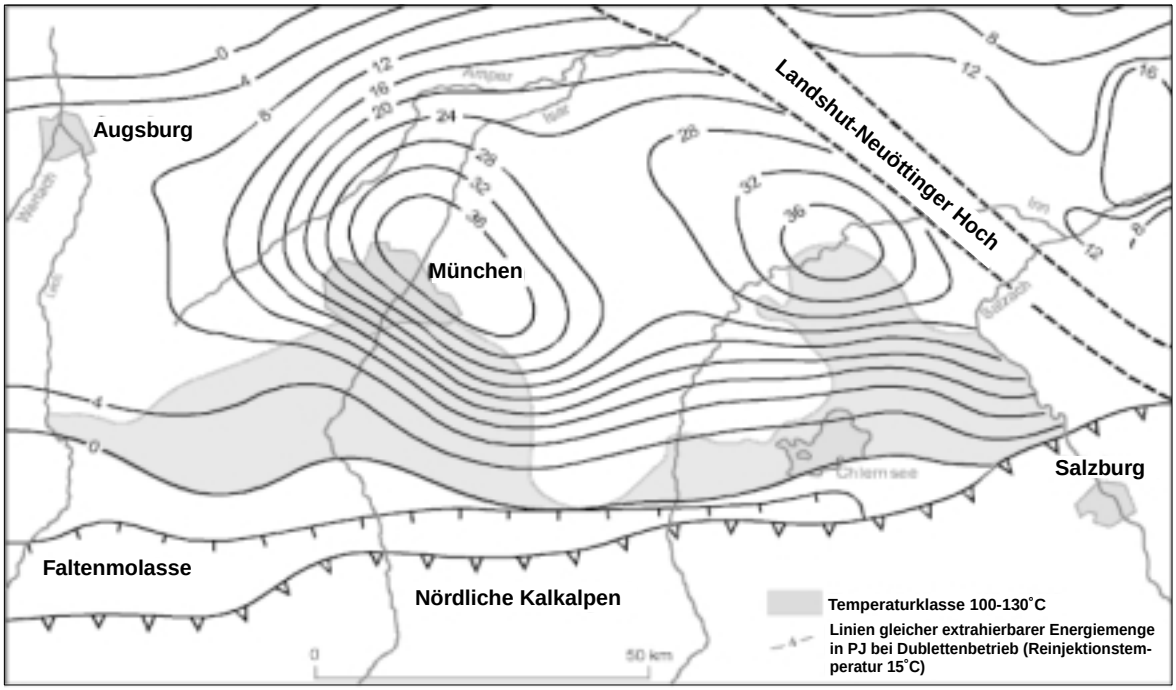
Der Potenzialwert der geothermischen Ressource hängt auch hier wesentlich von der Wasserergiebigkeit des Aquifers ab. Die entscheidende Größe ist damit die **Transmissibilität**. Zur Bestimmung der **Aquifertemperaturen** wurde die Oberkante des Malms als Bezugspunkt gewählt, da deren Tiefenlage eine gut bestimmbare Größe ist. Die Tiefenwerte wurden einer Strukturkarte des Malms entnommen. Ausgangspunkt für die Temperaturbestimmung waren in erster Linie Bottom-Hole-Temperature-Messungen aus Erdölbohrungen (Messungen am unteren Ende des Bohrstranges) und kontinuierliche Temperaturmessungen in Bohrungen der BGR.

Für die Berechnung der **gewinnbaren Energieausbeute aus einer Dublette** wurde die thermische Nutzungsdauer (Zeit, nach der die Aquifertemperatur an der Extraktionsbohrung einen bestimmten Wert unterschreitet) verwendet; zugelassen wurde eine Abkühlung von 10 %. Die Nutzungsdauer wurde auf maximal 200 Jahre begrenzt. Als Injektionstemperatur wurde 15°C gewählt.

Abbildung 10 zeigt die regionale Verteilung der geothermischen Ressourcen des Malm im Zentralbereich des süddeutschen Molassebeckens. Mit Ressource ist die theoretisch gewinnbare Energie je Dublette gemeint; der Isolinienabstand in der Abbildung beträgt $4 \cdot 10^{15}$ J. Besonders hohe Ressourcen liegen im Raum um München und im Bereich südwestlich des Landshut-Neuöttinger Hochs vor. Hier lassen sich, im Wesentlichen bedingt durch die relativ hohen Temperaturen und die guten Durchlässigkeiten gemäß des Strömungsmodells, große Energiemengen entnehmen.

Für die **Stromerzeugung** wird eine Mindesttemperatur von 100°C vorausgesetzt (hellgrau gekennzeichnete Flächen, Berechnung s. Anhang 1.3). Damit reduziert sich das geothermische Verstromungspotenzial gegenüber der Ressource für die Wärmegewinnung wesentlich. Südlich von München treten im Malm auch Temperaturen von über 130°C auf; aber wegen des relativ kleinen Bereichs und der geringen Energiedichte, bedingt durch geringe Durchlässigkeiten, wurde diese Verstromungsklasse nicht gesondert ausgewiesen. Im ostbayerischen Teil des Molassebeckens werden im Malm Temperaturen von 100°C nicht erreicht, obwohl sehr gute Reserven für die geothermische Energiegewinnung vorhanden sind und auch genutzt werden (Anlage Simbach-Braunau, Bäderdreieck). Erst im südlicheren, d.h. im oberösterreichischen Teil wird die Grenze von 100°C überschritten und in der Anlage Altheim auch zur Stromerzeugung genutzt (Pernecker 1999).

Abb. 10: Geothermische Ressourcen des Malm im Zentralbereich des süddeutschen Molassebeckens



Quelle: Jung et al. 2002, S. 46, aus Schulz/Jobmann 1989; hellgraue Unterlegung: Bereiche mit Temperaturen über 100°C

Weitere Aquifere

Es gibt zwei weitere geothermisch relevante Aquifere mit jedoch vergleichsweise geringem Verstromungspotenzial. Dies ist zum einen im **Westmolassegebiet im Liegenden des Malm der Obere Muschelkalk** (Kleefeldt et al. 1984). Temperaturen über 100°C werden östlich des Bodensees im Raum Ravensburg erreicht (Hänel/Staroste 1988). Das geothermische Verstromungspotenzial liegt bei lediglich 0,003 EJ. Außerdem ist eine geothermische Stromerzeugung kaum realisierbar, da die Nettomächtigkeit des Aquifers wahrscheinlich unter 10 m liegt und gesicherte Angaben über die Transmissibilität fehlen.

Im **Hangenden des Malm** kommen nur Schichten im **äußersten Süden des Molassebeckens** in Frage, also in den Bereichen, in denen der Malm Temperaturen deutlich über 100°C hat. Lokal von Bedeutung ist der Bereich Hofolding/Darching mit Temperaturen über 100°C. Das geothermische Verstromungspotenzial für dieses lokale Vorkommen liegt bei 0,07 EJ. Für das Gesamtpotenzial spielt dieser Anteil nur eine geringe Rolle.

Die berechneten technischen Potenziale zur geothermischen Strom- und Wärmeerzeugung sind ausführlich im Anhang 1.7 sowie in einer Übersicht in

Tabelle 4 zusammengestellt (Berechnungsmethode B). Das **technische Potenzial zur Bereitstellung elektrischer Energie (Stromerzeugung) des süddeutschen Molassebeckens liegt für alle Aquifere zusammengenommen bei ca. 0,6 EJ** (19 GWa). In Kraft-Wärme-Kopplung könnten zusätzlich 2,5 EJ (ohne Wärmepumpen) bzw. 5,1 EJ (mit Wärmepumpen) an thermischer Energie genutzt werden.

3.5 Geothermisches Gesamtpotenzial der Heißwasser-Aquifere

Das technische Potenzial an elektrischer Energie der Heißwasser-Aquifere für ganz Deutschland beträgt 9,4 EJ (300 GWa) (Tab. 2). Dies entspricht etwa dem Fünffachen des Jahresstrombedarfes in Deutschland. Das größte Potenzial weisen die Rotliegend-Sandsteine des Norddeutschen Beckens auf, gefolgt vom Buntsandstein-Aquifer des Oberrheingrabens und dem Malmkarst des Süddeutschen Molassebeckens. Vom Gesamtpotenzial entfallen zwei Drittel auf die Temperaturklasse 130–160°C, 25 % auf die Temperaturklasse 100–130°C und knapp 15 % auf die Temperaturklasse 160–190°C. Höhere Temperaturen kommen nicht vor.

Tab. 2: Strom- und Wärmepotenzial der Heißwasser-Aquifere in Deutschland

	elektrische Energie [EJ]	*Wärme (oW) [EJ]*	*Wärme (mW) [EJ]*
Norddeutsches Becken	6,8	18	36
Oberrheingraben Buntsandstein	1,8	4,4	8,7
Oberrheingraben Muschelkalk	0,24	0,62	1,2
Süddeutsches Molassebecken	0,6	2,5	5,1
Deutschland gesamt ca.	**9,4** (300 GWa)	**25** (790 GWa)	**50** (1.600 GWa)

Quelle: nach Jung et al. 2002; oW = ohne Wärmepumpe, mW = mit Wärmepumpe

4. Abschätzung des technischen Potenzials der kristallinen Gesteine

4.1 Gesteinstypen

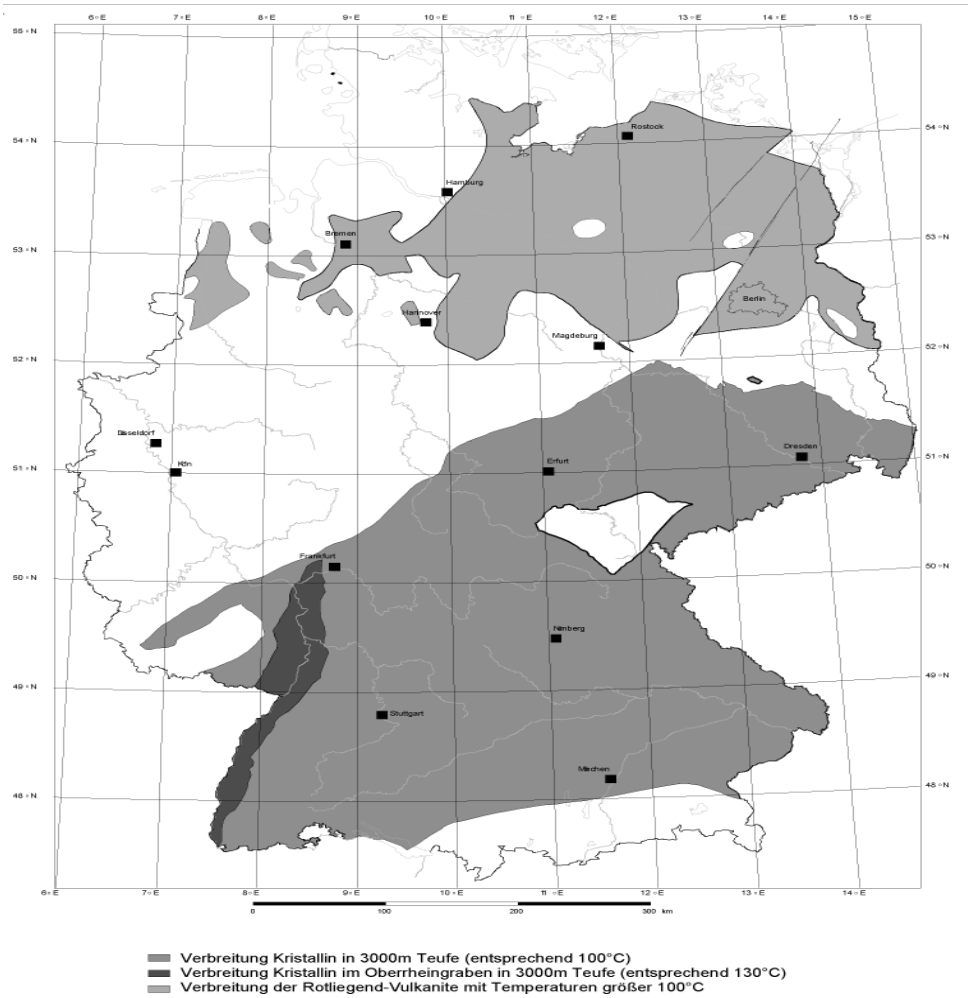
Bei den kristallinen Gesteinen handelt es sich zumeist um **Granit** oder **Gneise**, die tiefer als Sedimentgesteine liegen. Sie bilden meist massige Gesteinskörper von mehreren Kilometern bis zu einigen Deka-Kilometern Mächtigkeit. Ihre Permeabilität ist vergleichsweise gering. Daher werden sie auch als sog. heiße trockene Gesteine (Hot-Dry-Rock) bezeichnet. Ihre thermische Nutzung ist Ziel des sog. Hot-Dry-Rock-Verfahrens (HDR).

Beim **HDR-Verfahren** wird eine hydraulische Verbindung zwischen mindestens zwei Bohrungen durch Schaffung künstlicher Gesteinsrisse oder durch Aufweiten natürlicher Rissflächen (Klüfte-, Kluftzonen, Störungen) hergestellt. Die Risse dienen als Wärmeaustauschflächen, wobei in einer der Bohrungen kühles Wasser verpresst wird. Dieses erwärmt sich beim Durchlauf durch das Riss-System und wird als Heißwasser in der zweiten Bohrung wieder gefördert (vgl. Kap. IV).

Abbildung 11 zeigt die Gebiete in Deutschland, in denen die geologischen Voraussetzungen, d.h. magmatische und metamorphe bzw. vulkanitische Gesteine ab 3.000 m Teufe, erfüllt sind. **Magmatische Gesteine** sind Kristallisationsprodukte aus einer natürlichen glutheißen silikatischen Schmelze. Sie können in der Tiefe als mittel- bis grobkörnige Plutonite (Tiefengesteine) auskristallisieren (z.B. Granit) oder als Vulkanite (Ergussgesteine) aus oberflächennahen Schmelzen entstehen. **Metamorphe Gesteine** weisen einen Mineralbestand auf, der auf eine Umkristallisation primärer Sedimente oder Magmatite hindeutet. In die Untersuchungen wurden Gesteine ab einem mittleren Metamorphosegrad, d.h. erste Schmelzenbildungen haben bereits stattgefunden, einbezogen.

Potenzialabschätzungen (Berechnungsmethode A) wurden in **Norddeutschland** an Rotliegend-Vulkaniten, in **Mitteldeutschland bis nach Süddeutschland** (mittel- und süddeutsche Kristallinregion) und im **Oberrheingraben** durchgeführt.

Abb. 11: Gebiete mit Kristallingestein für die geothermische Stromerzeugung



Quelle: Jung et al. 2002, S. 61

4.2 Norddeutsches Becken – Rotliegend-Vulkanite

Die Verbreitung von Rotliegend-Vulkaniten erstreckt sich von der Nordseeküste und einer Linie Schleswig-Holstein–Rügen im Norden bis etwa zur Linie Emsland–Hannover–Dessau–Cottbus im Süden. Es wurde ein Gebiet mit einer Fläche von ca. 63.000 km^2 abgegrenzt, in dem am Top der Vulkanite Temperaturen von über 100°C auftreten. Rotliegend-Vulkanite stehen z.T. unter mächtigen Deckschichten in unterschiedlicher Teufe an.

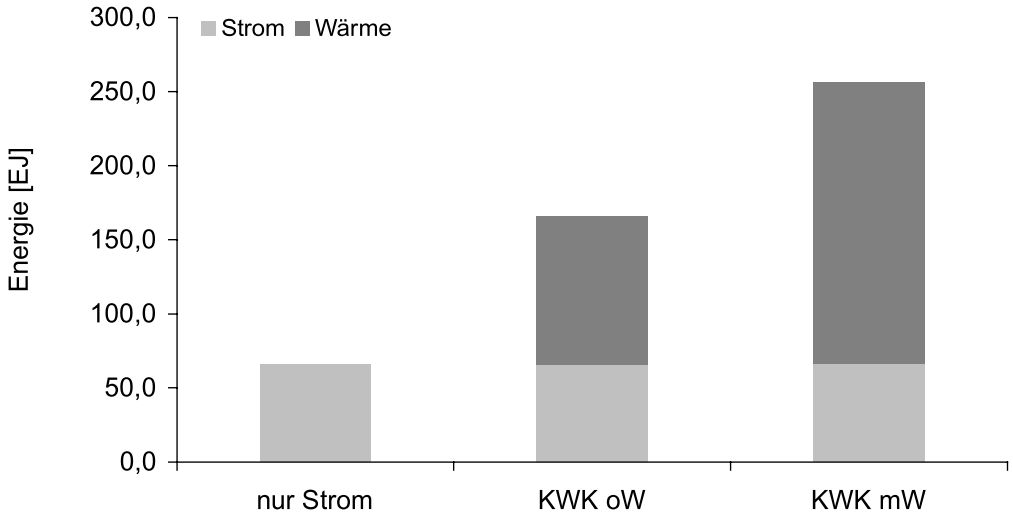
Die flächenhafte Verbreitung und die höchsten Mächtigkeiten der Rotliegend-Vulkanite befinden sich im östlichen Teil des Untersuchungsgebietes. Zentren der magmatischen Ablagerungen liegen im Raum Neubrandenburg-

Wolgast, Wolfsburg-Stendal, Frankfurt/Oder, Berlin sowie Stralsund. Westlich der Linie Hannover-Celle-Hamburg-Kiel ist die Verbreitung der Rotliegend-Vulkanite lückenhafter und die Mächtigkeiten im Allgemeinen sehr viel geringer.

Die Tiefenlage der Vulkanitoberfläche liegt im Norddeutschen Becken im Allgemeinen zwischen ca. 4.000 und 5.500 m, östlich der Liebenwalde-Störungszone bei ca. 3.000–4.000 m. Lediglich im zentralen Ablagerungsraum im Gebiet zwischen Hamburg und Müritz werden Tiefenlagen von über 6.500 m erreicht. Zu den Randgebieten hin steigt die Vulkanitoberfläche kontinuierlich auf ca. 1.000 m und weniger an.

Für die weiteren Berechnungen wurden die Mächtigkeiten in Bereichen gleicher Temperaturklassen gemittelt. Bei Annahme eines Temperaturgradienten von 30 K/1.000 m kann die in einzelnen Bereichen des Norddeutschen Beckens über 2.500 m mächtige Vulkanitabfolge mehreren Temperaturklassen zugeordnet werden.

Abb. 12: Technisches Potenzial zur Bereitstellung elektrischer und thermischer Energie im Norddeutschen Becken (Rotliegend-Vulkanite) für unterschiedliche Betriebsarten



Quelle: Jung et al. 2002, S. 67; KWK oW = Kraft-Wärme-Kopplung ohne Wärmepumpe, KWK mW = mit Wärmepumpe

Die berechneten technischen Potenziale zur geothermischen Strom- und Wärmeerzeugung sind ausführlich im Anhang 1.9 sowie in einer Übersicht in Tabelle 4 zusammengestellt. Das **technische Potenzial zur Bereitstellung elektrischer Energie (Stromerzeugung) der Rotliegend-Vulkanite im Norddeutschen**

Becken liegt bei ca. 66 EJ (2.100 GWa). In Kraft-Wärme-Kopplung könnten zusätzlich 100 EJ (ohne Wärmepumpen) oder 190 EJ (mit Wärmepumpen) an thermischer Energie genutzt werden (Abb. 12).

4.3 Oberrheingraben

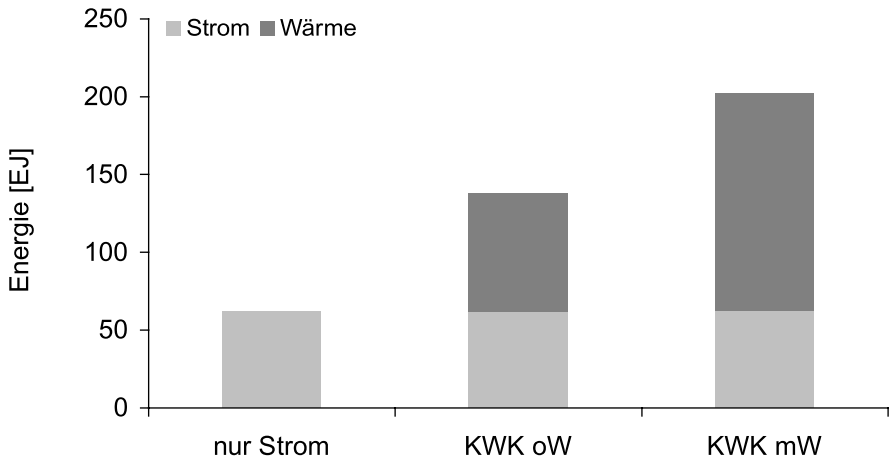
Einen **Sonderfall** der mittel- und süddeutschen Kristallinregion stellt das Gebiet des Oberrheingrabens dar. In diesem Areal sind die geothermischen Verhältnisse auf Grund der geologischen Besonderheit als Grabenzone deutlich günstiger als in vergleichbaren Teufen in der übrigen Kristallinregion.

Der deutsche Teil des Oberrheingrabens ist auf seiner gesamten Fläche von ca. 6.300 km² von Kristallin (Granit und Gneiss) unterlagert. Typisch für eine Grabenstruktur sind das Kristallin und die überlagernden Sedimentgesteine in eine Vielzahl von Schollen zerbrochen, die gegeneinander versetzt, verschoben oder verkippt sind. Die Teufe der Granitoberfläche ist daher sehr unterschiedlich und kann von weniger als 1.000 m am östlichen und westlichen Grabenrand bis auf über 4.000 m im zentralen Teil absinken (Ortlam 1974). Dies macht in Verbindung mit dem komplexen Temperaturfeld, welches z.B. unter Landau eine bedeutende Temperatur-Anomalie aufweist, eine Berechnung des Wärmeinhalts schwierig.

Nach Sichtung geologischer Längs- und Querprofile sowie von Isothermen-Profilen des Oberrheingrabens (Haenel/Staroste 1988; Kappelmeyer et al. 1997) wurden zur Vereinfachung folgende **Annahmen** getroffen: Für die Kristallinoberfläche wird eine mittlere Teufe von 3.000 m angesetzt. Die Temperatur in dieser Teufe wird durchweg mit 130°C angenommen, liegt also um genau eine Temperaturklasse höher als in geothermisch normalen Regionen. Von dieser Teufe an wird ein normaler geothermischer Gradient von 30 K/km veranschlagt. Diese Vereinfachung erscheint bei dem hier geforderten Genauigkeitsgrad und angesichts der Unsicherheit in den Daten angemessen.

Die berechneten technischen Potenziale zur geothermischen Strom- und Wärmeerzeugung sind ausführlich im Anhang 1.10 sowie in einer Übersicht in Tabelle 4 zusammengestellt. Das **technische Potenzial zur Bereitstellung elektrischer Energie (Stromerzeugung) des Oberrheingrabens liegt bei ca. 62 EJ** (2.000 GWa). In Kraft-Wärme-Kopplung könnten zusätzlich 76 EJ (ohne Wärmepumpen) oder 140 EJ (mit Wärmepumpen) an thermischer Energie genutzt werden (Abb. 13).

Abb. 13: Technisches Potenzial zur Bereitstellung elektrischer und thermischer Energie im Oberrheingraben für unterschiedliche Betriebsarten



Quelle: Jung et al. 2002, S. 70; KWK oW = Kraft-Wärme-Kopplung ohne Wärmepumpe, KWK mW = mit Wärmepumpe

4.4 Mittel- und süddeutsches Kristallingebiet

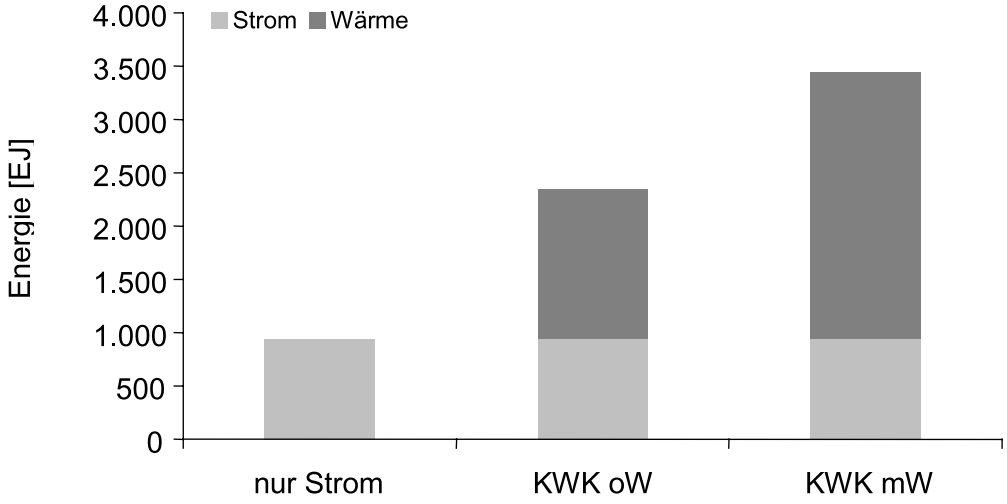
Ein weiteres Gebiet erstreckt sich von Mittel- bis nach Süddeutschland. In Süddeutschland ist – mit Ausnahme des Voralpenlands – die Kristallinoberfläche in einer Teufe von 3.000 m flächendeckend verbreitet. Nach Norden wird dieses Gebiet durch die Hunsrück-Taunus-Südrandstörung, die Nördliche Phyllitzone sowie den Wittenberger und den Lausitzer Abbruch begrenzt. Im Süden im Alpenvorland fällt die Tiefenlage der Kristallinoberfläche kontinuierlich auf 4.500 bis 5.500 m unter NN. Die Tiefenlage des kristallinen Grundgebirges wurde aus Profilschnitten geologischer Karten der Bundesrepublik Deutschland abgeleitet.

Das mittel- und süddeutsche Kristallingebiet nimmt mit einer Fläche von ca. 137.000 km² fast 40 % der Fläche Deutschlands ein. In weiten Bereichen dieser Region sind nur wenige Tiefbohrungen vorhanden. Verwendet werden vorhandene Temperaturdaten für dieses Gebiet aus der Datenbank des GGA-Institutes, welche über einen weiten Bereich streuen (regionale Unterschiede). Wegen der geringen Messpunktdichte in weiten Teilen der Gesamtfläche wurde auf die Anfertigung von Isothermenkarten verzichtet. Unter der Annahme eines einheitlichen Temperaturgradienten von 30 K/km für das Gesamtgebiet wird in 3.000 m Teufe die Mindesttemperatur von 100°C erreicht und in Schritten von jeweils 1.000 m die jeweils nächsthöhere Temperaturklasse. Die Berechnung

der gewinnbaren elektrischen und thermischen Energie erfolgte anhand von Gewinnungsfaktoren und Wirkungsgraden (s. Anhang 1.2, Tab. 13).

Die berechneten technischen Potenziale zur geothermischen Strom- und Wärmeerzeugung sind ausführlich im Anhang 1.11 sowie in einer Übersicht in Tabelle 4 zusammengestellt. Wegen seiner Größe besitzt das mittel- und süddeutsche Kristallingebiet das mit Abstand größte Strom- und KWK-Potenzial im Vergleich aller betrachteten Ressourcen. Das **technische Potenzial zur Bereitstellung elektrischer Energie (Stromerzeugung) des mittel- und süddeutschen Kristallingebietes liegt bei ca. 940 EJ** (30.000 GWa). Dies entspricht etwa dem 15fachen des Oberrheingrabens und dem 14fachen des Norddeutschen Beckens. In Kraft-Wärme-Kopplung könnten zusätzlich 1.400 EJ (ohne Wärmepumpen) bzw. 2.500 EJ (mit Wärmepumpen) an thermischer Energie genutzt werden (Abb. 14).

Abb. 14: Technisches Potenzial zur Bereitstellung elektrischer und thermischer Energie im mittel- und süddeutschen Kristallingebiet für unterschiedliche Betriebsarten



Quelle: Jung et al. 2002, S. 70; KWK oW = Kraft-Wärme-Kopplung ohne Wärmepumpe, KWK mW = mit Wärmepumpe

4.5 Geothermisches Gesamtpotenzial der kristallinen Gesteine

Das technische Potenzial an elektrischer Energie der Kristallingesteine für ganz Deutschland beträgt ca. 1.100 EJ (Tab. 3). Das größte Potenzial weist das mittel- und süddeutsche Kristallingebiet auf.

Tab. 3: Strom- und (Nutz-)Wärmepotenzial der kristallinen Gesteine in Deutschland

	elektrische Energie [EJ]	*Wärme (oW) [EJ]*	*Wärme (mW) [EJ]*
Norddeutsches Becken	66	100	190
Oberrheingraben	62	76	140
mittel- und süddeutsches Kristallingebiet	940	1.400	2.500
Deutschland gesamt ca.	1.100 (35.000 GWa)	1.600 (51.000 GWa)	2.800 (89.000 GWa)

Quelle: nach Jung et al. 2002, S. 75, oW = KWK ohne Wärmepumpe, mW = KWK mit Wärmepumpe. Der auf Störungszonen entfallende Anteil wurde nicht abgezogen, da er nur wenige Prozent ausmacht.

Die hohen Temperaturen, die große Anzahl tektonischer Störungen, die in ein Hot-Dry-Rock-System miteinbezogen werden kann, sowie die bekanntermaßen geringen Flüssigkeitsdrucke, die dort zur Spalterzeugung aufgewendet werden müssen, machen den **Oberrheingraben zum aussichtsreichsten Gebiet für die Stromproduktion nach dem HDR-Konzept.** Die Ergebnisse des europäischen HDR-Projekts Soultz, die auf den deutschen Teil des Oberrheingrabens übertragbar sind, bestätigen dies. Über die Aussichten in den beiden anderen Regionen sind derzeit noch keine sicheren Aussagen möglich. Die laufenden Forschungsvorhaben in Bad Urach (mittel- und süddeutsches Kristallingebiet) und in Großschönebeck (Vulkanite des Norddeutschen Beckens) werden erste Hinweise dafür liefern.

5. Abschätzung des technischen Potenzials der Störungszonen

Störungen sind **Bruchzonen oder Bruchflächen, die in Sediment- wie auch in kristallinem Gestein auftreten können**. Ihr Auftreten erhöht das hydraulische Leitvermögen der Gesteinsschichten beträchtlich. Tiefenstörungen können bis zu einigen Dekakilometern in die Tiefe reichen. Störungszonen durchziehen das gesamte Gebiet Deutschlands (Abb. 15). Bei der Potenzialermittlung treten an einigen Stellen Überlagerungen zu Heißwasser-Aquiferen und Kristallingestein auf[8].

Störungen entstehen in der oberen Erdkruste, wenn dortige Gesteine auf einwirkende tektonische Kräfte – meist bruchhaft – reagieren. Störungen können deutlich größere Durchlässigkeiten als benachbarte Gesteine haben. Fluidbewegungen werden daher auf diese Störungsbahnen fokussiert. Durch aufsteigende Fluide wird dabei Wärme in geringere Tiefen transportiert, was Störungen für eine geothermische Nutzung interessant macht. Es gibt verschiedene Störungstypen, die aber immer Zonen erhöhter Durchlässigkeit darstellen und damit hier unabhängig von ihrem Typ berücksichtigt werden. Ausgewählt wurden jedoch nur bedeutende Tiefenstörungen, deren bekannte Tiefe bis mindestens 7 km reicht.

Störungszonen werden bisher in Deutschland nicht für die Erdwärmegewinnung genutzt. Die für die Erschließung von Störungszonen nötigen Techniken sind jedoch im Prinzip vorhanden (Richtbohrtechnik etc.).

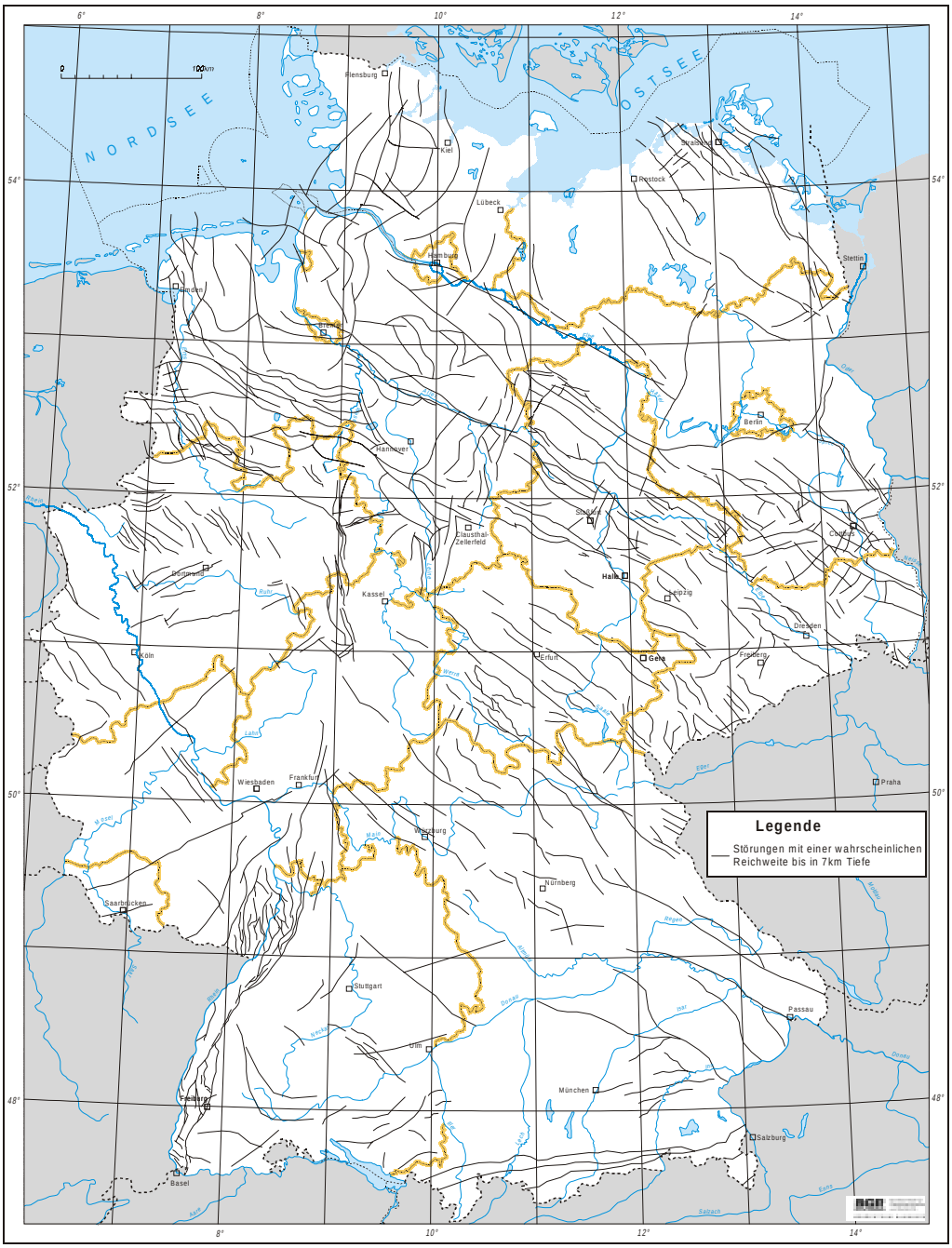
Die Tiefenstörungen in Deutschland weisen vor allem drei Richtungen auf (Streichen in NW-SO-, NNO-SSW- oder W-O-Richtung), wobei die Störungen mit den beiden erst genannten Richtungen vermutlich größere Chancen für höhere Transmissibilitäten bieten. Sie erscheinen daher für die geothermische Nutzung besonders interessant. Insgesamt ist allerdings das Wissen über die hydraulischen Eigenschaften von Störungen noch gering. Bekannt ist jedoch, dass die Transmissibilität von Störungen sehr unterschiedlich sein kann. Für manche Störungen gibt es Hinweise auf starken Wassertransport (z.B. Thermalquellen auf der Aachener Überschiebung, Flericher Sprung bei Hamm/NRW).

---

8 Das Potenzial der Störungszonen, das innerhalb der Heißwasser-Aquifere bzw. der Kristallingesteine liegt, müsste genau genommen bei der Berechnung des Potenzials der Heißwasser-Aquifere und der Kristallingesteine abgezogen werden, da es sonst doppelt gezählt wird. Wegen des großen mittleren Abstands der Störungszonen bzw. der geringen (flächenbezogenen) Störungsdichte macht dieser Anteil jedoch nur wenige Prozent dieser Potenziale aus und kann daher bei ihrer Berechnung vernachlässigt werden.

Andere aber wirken als Wasserstauer, an denen sich die Grundwassergleichen um viele Dutzend Meter unterscheiden können (z.B. Rur-Sprung bei Niederzier am Niederrhein).

Abb. 15: Karte der Tiefenstörungen in Deutschland

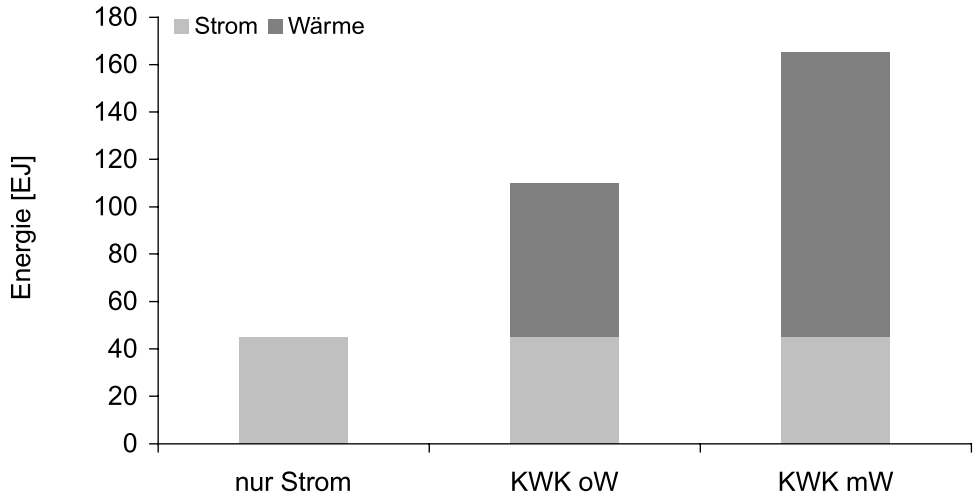


Quelle: Jung et al. 2002, S. 55, nach Brückner-Röhling et al. 2002; Haenel/Staroste 1988; Röllig et al. 1990; Söllig/Röllig 1990; Zitzmann 1981; Störungslinien, die sich näher als 5 km nebeneinander befinden, wurden zusammengelegt, da solche Störungen in Tiefen von wenigen Kilometern i.d.R. zu einer Störung verschmelzen.

Störungen können entweder nur wenige Zentimeter breit sein, dann können sie geometrisch als Fläche beschrieben werden, oder sie sind bis zu einigen Dekametern breit und formen dann eine Störungszone, die dreidimensional vereinfacht als Quader beschrieben werden kann. Da nur zu einzelnen Störungen Informationen zu ihrer wahren Breite vorliegen, wurde bei der Berechnung generell von der Annahme dünner Störungsflächen ausgegangen. Somit gibt das errechnete Potenzial eine Untergrenze für diese geothermische Energiequelle an. Zur Potenzialermittlung wurden die Längen aller Störungen in der Karte bestimmt und zu einer Gesamtlänge aufaddiert. Insgesamt ergibt sich für die Bundesrepublik Deutschland eine Länge der Tiefenstörungen von ca. 20.000 km (Berechnungsmethode A, Besonderheiten Störungen s. Anhang 1.2).

Die berechneten technischen Potenziale zur geothermischen Strom- und Wärmeerzeugung sind ausführlich im Anhang 1.8 sowie in einer Übersicht in Tabelle 4 zusammengestellt. Das **technische Potenzial zur Bereitstellung elektrischer Energie (Stromerzeugung) der Störungszonen liegt bei ca. 45 EJ** (1.400 GWa). In Kraft-Wärme-Kopplung könnten zusätzlich 65 EJ (ohne Wärmepumpen) bzw. 120 EJ (mit Wärmepumpen) an thermischer Energie genutzt werden (Abb. 16).

Abb. 16: Technisches Potenzial der Störungszonen zur Bereitstellung elektrischer und thermischer Energie für unterschiedliche Betriebsarten



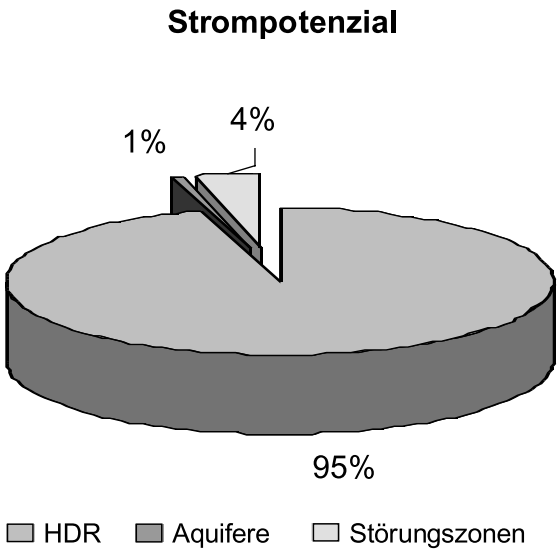
Quelle: Jung et al. 2002, S. 57; KWK oW = Kraft-Wärme-Kopplung ohne Wärmepumpe, KWK mW = mit Wärmepumpe

6. Abschätzung des technischen Gesamtpotenzials für Deutschland

Das technische Gesamtpotenzial zur geothermischen Stromerzeugung (ohne KWK) in Deutschland beträgt unter den geschilderten Randbedingungen ca. **1.200 EJ**. Dies entspricht etwa **dem 600fachen des deutschen Jahresstrombedarfes** von ca. 2 EJ. 95 % (ca. 1.100 EJ) des Potenzials entfallen auf kristalline Gesteine, etwa 4 % (ca. 45 EJ) auf die Störungszonen und etwa 1 % (ca. 9 EJ) auf Heißwasser-Aquifere. Selbst das Potenzial der kleinsten Ressource (Heißwasser-Aquifere) entspricht noch ungefähr dem Fünffachen des deutschen Jahresstrombedarfs (Abb. 17).

Das **zusätzliche Potenzial an thermischer Energie** (Wärme bei KWK-Nutzung) beträgt etwa das 1,5fache des Strompotenzials, wenn keine Wärmepumpen eingesetzt werden, bzw. das 2,5fache, wenn Wärmepumpen verwendet werden. Dies entspricht etwa dem 350fachen bzw. dem 600fachen Jahreswärmebedarf in Deutschland. Dabei ist jedoch zu bedenken, dass die KWK-Nutzung nur an Standorten mit hoher Siedlungsdichte sinnvoll erfolgen kann, da Wärme nur über relativ kurze Entfernungen wirtschaftlich transportiert werden kann.

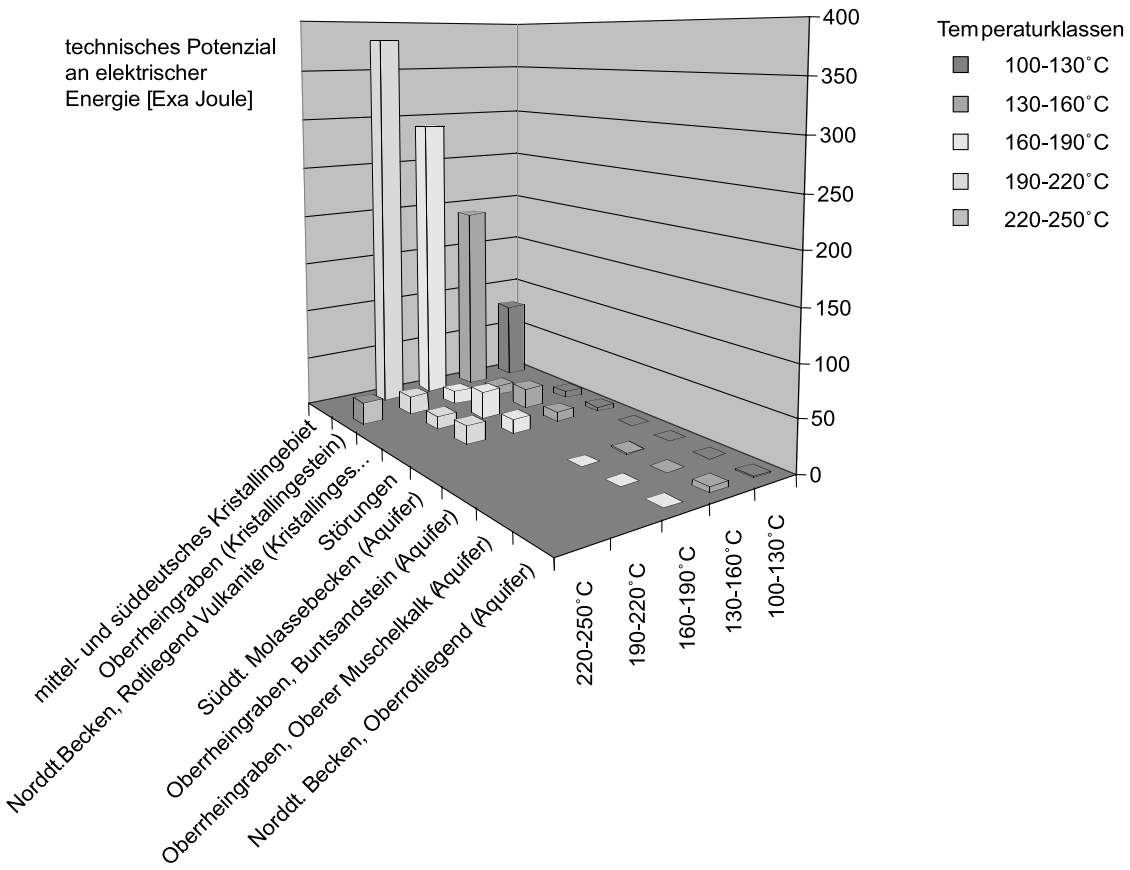
Abb. 17: Anteil der drei Reservoirtypen am technischen Potenzial geothermischer Stromerzeugung



Quelle: Jung et al. 2002, S. 78

Eine detaillierte Übersicht über die technischen Potenziale geothermischer Strom- und Wärmeproduktion in Deutschland gibt Tabelle 4. Abbildung 18 enthält eine Zusammenstellung der Verteilung des technischen Potenzials zur Stromerzeugung nach Temperaturklassen für alle betrachteten Reservoire.

Abb. 18: Zusammenstellung der Verteilung des technischen Potenzials zur Stromerzeugung (ohne KWK-Betrieb) aller betrachteten Reservoire nach Temperaturklassen



Quelle: Zusammenstellung des TAB auf Basis von Daten aus Jung et al. 2002

Mit zunehmenden Temperaturen nimmt in den unteren Temperaturklassen auch die nutzbare Wärmemenge zu. Nicht alle Temperaturklassen sind in jedem Reservoirtyp vertreten. Beispielsweise wird die Temperaturklasse 220–250°C nur im Kristallingestein des Oberrheingraben erreicht.

Insgesamt ist festzustellen, dass die in den Festgesteinen des tiefen Untergrundes gespeicherte Wärme **auch in Deutschland eine bedeutende Ressource für die Stromerzeugung und KWK-Nutzung darstellt**. Die Erschließbarkeit dieses Potenzials hängt wesentlich von der erzielbaren Thermalwasserproduktion

Tab. 4: Zusammenstellung des technischen Potenzials zur geothermischen Strom- und Wärmeproduktion

räumliche Zuordnung	*Unter-kategorien räumliche Zuordnung*	*heat in place* [EJ]	*davon zur Stromerzeu-gung prinzi-piell nutzbare therm. Energie* [EJ]	*elek. Energie unter Berück-sichtigung v. Umwand-lungswir-kungsgraden* [EJ]	*Summe (gerundet)* [EJ]	*Summe (gerundet)* [TWh]	*KWK oW (Wärme-anteil)* [EJ]	*KWK mW (max. gewinn-bare therm. Energie)* [EJ]	*Erfolgswahr-scheinlichkeit[2)] für Thermalwas-serfließraten von > 50 m³/h (geschätzte max. Fließrate)*	*Berech-nungs-methode[3)]*
Heißwasser-aquifere Norddeutsches Becken[1)]	Sandsteine d. Oberrot-liegend	340	59	**6,8**			18	36	gering (max. 100 m³/h)	A
Oberrheingraben[1)]	Oberer Muschelkalk	12	2,1	**0,24**			0,62	1,2	mittel-hoch (max. 300 m³/h)	A
	Buntsand-stein	87	16	**1,8**			4,4	8,7	mittel (max. 200 m³/h)	A
Südd. Molasse-becken (süddt.-österr. Molasse-becken)[1)]	Malmkarst und zwei weitere Aquifere	k.A.	5,7	**0,6**			2,5	5,1	hoch (> 300 m³/h)	B
Summe Aquifere (gerundet)					**9**	**2.500**	25	50	**9**	
Störungen		8.700	370	**45**			65	120	k.A.	
Summe Störungen (gerundet)					**45**	**12.500**	65	120	**45**	A

Tab. 4: Fortsetzung

räumliche Zuordnung	*Unter-kategorien räumliche Zuordnung*	*heat in place* [EJ]	*davon zur Stromerzeu-gung prinzi-piell nutzbare therm. Energie* [EJ]	*elek. Energie unter Berück-sichtigung v. Umwand-lungswir-kungsgraden* [EJ]	*Summe (gerundet)* [EJ]	*Summe (gerundet)* [TWh]	*KWK oW (Wärme-anteil)* [EJ]	*KWK mW (max. gewinn-bare therm. Energie)* [EJ]	*Erfolgswahr-scheinlichkeit[2)] für Thermalwas-serfließraten von > 50 m³/h (geschätzte max. Fließrate)*	*Berech-nungs-methode[3)]*
kristallines Gestein							100	190		
Norddeutsches Becken[1)]	Rotliegend-Vulkanite	13.000	540	**66**					k.A.	A
Oberrheingraben (Sonderfall)[1)]		9.900	480	**62**			76	140	k.A.	A
mittel- und südd. Kristallingebiet[1)]		180.000	7.600	**940**			1.400	2.500	k.A.	A
Summe Kristallingestein (gerundet)					**1.100**	**305.500**	1.600	2.800		
Summe gesamt (gerundet)					**1.200**	**320.500**				

Legende: EJ = Exa Joule = 10E+18 Joule; heat in place = gesamte thermische Energie im Untergrund. 1) Der auf Störungen entfallende Anteil wurde nicht abgezogen, da er nur wenige Prozent ausmacht; 2) Erfolgswahrscheinlichkeit gering = 0–33 %, mittel = 33–66 %, hoch = 66–100 %; 3) Berechnungsmethode A: Ressource = Wärmeinhalt (heat in place) x Gewinnungsfaktor (s. Kap. II.2.5); Berechnungsmethode B. Abschätzung über vollständigen Dublettenbetrieb (Dublettenraster) und Aufsummierung der Dublettenwerte (s. Kap. II.2.5)

Quelle: Jung et al. 2002; eigene Zusammenstellung des TAB

und der Reservoirtemperatur ab. Die **Abhängigkeit von den natürlichen Bedingungen** ist bei der Erschließung der kristallinen Gesteine nach dem HDR-Konzept am geringsten und bei der Erschließung der Heißwasser-Aquifere am größten. Geothermische Energiegewinnungssysteme sind damit aus technischer und ökonomischer Sicht **nur bis zu einem gewissen Grad planbar**.

Die Nutzung der **kristallinen Gesteine** nach dem Hot-Dry-Rock-Verfahren birgt theoretisch kein Fündigkeitsrisiko, da die Bohrtiefe und mithin die Temperatur wählbar sind und die für den Wärmeentzug benötigten Riss-Systeme künstlich geschaffen werden. Bei **Heißwasser-Aquiferen** sind sowohl die Reservoirtemperatur als auch die Transmissibilität des Aquifers durch die Natur vorgegeben und daher nicht wählbar. Ihre Erschließung birgt deshalb vor allem ein Fündigkeitsrisiko (Nichterreichen von für wirtschaftlichen Betrieb benötigter Temperatur und Fließrate). Das im Vergleich zu den anderen Arten geringere technische Verstromungspotenzial der Heißwasser-Aquifere darf nicht darüber hinwegtäuschen, dass **kurzfristig vor allem Aquifere und weniger das kristalline Grundgebirge oder die Störungszonen zur geothermischen Stromerzeugung genutzt werden**[9].

Bei den steil bis vertikal einfallenden **Störungen** sind die Erschließungstiefe und damit die Reservoirtemperatur in Grenzen wählbar. Durch Temperaturmessungen während des Abteufens der Bohrungen kann gegebenenfalls auf Abweichungen von der Prognose reagiert werden, ein großer Vorteil gegenüber den Heißwasser-Aquiferen. Die Transmissibilität der Störungen ist dagegen wie bei den Heißwasser-Aquiferen weitgehend vorgegeben. Es ist jedoch vorstellbar, dass sie in begrenztem Maß durch Wasserinjektion (Wasser-Fractechnik) erhöht werden kann. Hinsichtlich der zu erreichenden Fließraten sind derzeit keine gesicherten Aussagen möglich.

Diese Anmerkungen relativieren eine nur auf dem technischen Potenzial basierende Gewichtung der einzelnen geothermischen Strukturen. Letztendlich wird bei einer Realisierung eines geothermischen Kraftwerkes viel von den örtlichen Gegebenheiten und dem Kenntnisstand über den Untergrund am Standort abhängen.

---

9 Es existiert zurzeit eine Verstromungsanlage, die Heißwasser aus dem Malmkarst nutzt – allerdings in Oberösterreich (Altheim) –, und eine bestehende Heizzentrale im Norddeutschen Becken wird mit einer ORC-Anlage erweitert (Neustadt-Glewe).

7. Abschätzung des technischen Angebotspotenzials

Das technische Gesamtpotenzial geothermischer Stromerzeugung in Deutschland wurde mit ca. 1.200 EJ (etwa 300.000 TWh) abgeschätzt. **Unter Nachhaltigkeitsaspekten sollte dieses technische Potenzial – auch vor dem Hintergrund seiner gewaltigen Dimensionen – nur innerhalb eines sehr langen Zeitraums erschlossen werden.** Denn eine Regeneration der geothermischen Ressourcen infolge des natürlichen Wärmestroms ist über kürzere Zeiträume nicht möglich. Gründe hierfür liegen u. a. in der relativ geringen Eigenwärmeerzeugung des tieferen Untergrunds, in einem relativ kleinen Wärmestrom aus dem Erdinnern (im Bereich von rund 65 mW/m^2) und der im Allgemeinen vergleichsweise schlechten Wärmeleitfähigkeit von Gesteinen. Eine einmal vollständig abgekühlte Gesteinformation benötigt einige Jahrhunderte oder länger, um wieder die ursprüngliche Temperatur zu erreichen.

Dies wird bei der **Ermittlung des technischen Angebotspotenzials** berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass das o.g. technische Potenzial über einen Zeitraum von 1.000 Jahren sukzessive erschlossen werden kann. Angenommen wird dabei, dass innerhalb eines derart langen Zeitraums Modelle gefunden werden, durch die auch nach Ablauf dieser Zeit eine geothermische Stromerzeugung sichergestellt werden kann. Somit ergibt sich in Summe für Deutschland ein nachhaltiges (quasi regeneratives) **jährliches technisches Angebotspotenzial (s. Kap. II.1) geothermischer Stromerzeugung von ca. 300 TWh/a** (Kaltschmitt et al. 2002).

8. Abschätzung des technischen Nachfragepotenzials

Durch eine Einordnung des geothermisch erzeugbaren Strom und der anfallenden Wärme (in KWK) in das deutsche Energiesystem lassen sich unter Berücksichtigung einer vorhandenen Nachfragestruktur mögliche **technische Nachfragepotenziale** (s. Kap. II.1) bestimmen. Die folgenden Ausführungen basieren im Wesentlichen auf (Kaltschmitt et al. 2002).

8.1 Ausschließliche Stromerzeugung

Aufgrund der **Unabhängigkeit der geothermischen Stromerzeugung von tages- und jahreszeitlichen Schwankungen** kann sie – im Gegensatz zu anderen regenerativen Energien – zur **Bereitstellung von Grundlaststrom** genutzt werden. Auch aus wirtschaftlichen Erwägungen heraus eignet sich die Geothermie vor allem für die Grundlasterzeugung, da es sich um eine kapitalintensive Energiebereitstellungsoption handelt mit hohen Investitionen und niedrigen Betriebskosten.

Der **Grundlastanteil an der deutschen Brutto-Stromproduktion** beträgt etwa 50 %, also ca. 290 TWh/a. Wenn man annimmt, dass die gesamte Grundlast durch Geothermie bereitgestellt würde, dass durch geothermische Kraftwerke maximal die Grundlast bereitgestellt werden kann und dass die Nachfrage nach elektrischer Energie sich in den kommenden Jahren nur langsam verändern wird, **dann würden diese 290 TWh/a die Obergrenze für im Strombereitstellungssystem von Deutschland integrierbare Anteile an geothermisch erzeugtem Strom darstellen**.

Aus technischer Sicht wären geothermische Kraftwerke grundsätzlich auch zur Bereitstellung von Strom in der Mittellast oder sogar Spitzenlast geeignet. Unter dieser Prämisse würde das technische Nachfragepotenzial einer geothermischen Stromerzeugung (ohne KWK) weiter ansteigen. Jedoch wäre ein derart hoher Anteil einer geothermischen Stromerzeugung wenig sinnvoll, da eine sichere, umweltfreundliche und kostengünstige Deckung der Stromnachfrage immer einen den jeweiligen Anforderungen der Nachfragecharakteristik adäquat Rechnung tragenden Stromerzeugungsmix voraussetzt. Auch sollten im Kraftwerkspark Anlagen vorhanden sein, die schneller auf mögliche Lastwechsel reagieren können, als dies geothermische Kraftwerke mit der bisher diskutierten Technik können.

8.2 Kraft-Wärme-Kopplung

Bei Realisierung einer gekoppelten Strom- und Wärmeproduktion **bestimmt die maximal ins Energiesystem integrierbare bzw. in Deutschland nutzbare Wärmemenge die erzeugbare maximale Strommenge**. Aus technischer Sicht wäre dies wünschenswert, da die geothermisch bereitstellbare Wärmeenergie rund eine Größenordnung größer ist als die bereitstellbare elektrische Energie (Wirkungsgrad der Stromerzeugung ca. 10 %). Auch aus ökonomischer Sicht

wäre Kraft-Wärme-Kopplung sinnvoll, da die zusätzlichen Erlöse aus dem Wärmeabsatz die Wirtschaftlichkeit der kapitalintensiven Anlage verbessern.

Eine **theoretische Obergrenze** für in KWK erzeugten Strom aus Geothermie ergibt sich mit der Annahme, dass die gesamte in Deutschland genutzte Niedertemperaturwärme durch Geothermie bereitgestellt werden könnte. Ausgehend von der im Jahre 2000 in Deutschland nachgefragten Niedertemperaturwärme von 5.250 PJ und einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 10 % würde diese theoretische Obergrenze bei rund **140 TWh/a** Strom liegen. Dies entspricht ca. 25 % der Bruttostromerzeugung in Deutschland.

Die Ausschöpfung dieses großen Potenzials ist jedoch unrealistisch, weil einer Reihe von **einschränkenden Faktoren** Rechnung getragen werden muss. Vor allem ist zu berücksichtigen, dass sich geothermische KWK aufgrund technisch-wirtschaftlicher Überlegungen gegenwärtig und wahrscheinlich auch in Zukunft nur in größeren Anlagen sinnvoll darstellen lässt. Damit würden an einem potenziellen Standort einer geothermischen KWK-Anlage große Wärmemengen im Niedertemperaturbereich anfallen, die über ein **Verteilungsnetz** zu potenziellen Verbrauchern aus Industrie, GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Übrige) und Haushalten gebracht werden müssten. **Das technische Nachfragepotenzial ist damit durch die Wärmemenge determiniert, die sinnvoll durch – vorhandene bzw. zu errichtende – Netze an die jeweiligen Endverbraucher verteilt werden kann.**

Um zu einer realistischeren Abschätzung des technischen Nachfragepotenzials zu kommen, wurde deshalb wie folgt vorgegangen: Für die Sektoren **Haushalte und GHD** wurde zur Abschätzung der Nachfrage nach Niedertemperaturwärme, die durch Wärmenetze bereitstellbar wäre, der Anteil der Siedlungsflächen bestimmt, in denen eine genügend hohe Wärmenachfragedichte für den möglichen Ausbau von Wärmenetzen vorhanden ist. Daraus ergibt sich eine transportierbare Wärmemenge von ca. 2.000 PJ/a. Addiert man hierzu den Anteil der Niedertemperaturwärme (bis ca. 150°C) am Wärmebedarf des Sektors **Industrie** – derzeit ca. 530 PJ/a –, so ergibt sich eine **durch Verteilnetze sinnvoll nutzbare geothermische Wärmemenge von insgesamt ca. 2.530 PJ/a.** Dies entspricht einer **damit gekoppelten Stromproduktion von ca. 66 TWh/a** (gerechnet mit einem Stromerzeugungswirkungsgrad von 10 %).

Voraussetzung für die Realisierung dieser immer noch beträchtlichen Potenziale ist allerdings ein **erheblicher Ausbau des Wärmeverteilnetzes**. Die Entwicklung in den letzten Jahren hat aber gezeigt, dass primär aus ökonomischen Gründen, aber auch wegen der weiter zunehmenden Nutzung von Erdgas als leitungsgebundenem Energieträger, keine neuen Wärmeverteilnetze mehr gebaut wurden. Nimmt man dies auch für die Zukunft an, so lässt sich das

(verbleibende) technische Nachfragepotenzial wie folgt abschätzen: Der Umfang der **Einspeisung von Niedertemperaturwärme in sämtliche bestehende Fernwärmenetze** lag in Deutschland im Jahre 1998 bei 355 PJ. Würde diese Wärmemenge durch geothermische Anlagen bereitgestellt – das bedeutet Substitution aller Heizkraftwerke, die in Fernwärmenetze einspeisen – und würde gleichzeitig in KWK Strom produziert, **dann entspräche dies einer Stromerzeugung von knapp 10 TWh/a**. Dies würde ca. 2 % der jährlichen Brutto-Stromerzeugung Deutschlands ausmachen.

Im Ergebnis bleibt festzuhalten, dass der in das Stromversorgungssystem „integrierbare“ Anteil an Strom aus Geothermie durch **nachfrageseitige Restriktionen** gegenüber der theoretischen Obergrenze erheblich eingeschränkt wird (Tab. 5).

Tab. 5: Zusammenstellung der Abschätzungen für technische Angebots- und Nachfrage-Potenziale geothermischer Stromerzeugung

Potenzial		*ermittelter Wert [TWh/a]*
technisches Angebotspotenzial	– zur Stromerzeugung	300
technisches Nachfragepotenzial	– bei stromgeführtem Betrieb mit Deckung der gesamten Grundlast	290
	– bei KWK-Betrieb	
	• für den Fall der Substitution sämtlicher Niedertemperaturwärme	140
	• für den Fall der Substitution der derzeitigen Fernwärmeeinspeisung in bestehende Netze	10
	• für den Fall der Erschließung zusätzlicher KWK-Potenziale durch Zubau von Verteilnetzen	66

Quelle: nach Jung et al. 2002 und Kaltschmitt et al. 2002, ergänzt

9. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die hier wiedergegebenen Abschätzungen zu den technischen Potenzialen geothermischer Stromerzeugung in Deutschland machen deutlich, dass geothermische Energie grundsätzlich eine **ernstzunehmende Option für die zukünftige Energieversorgung** darstellt, wenn auch nur Bruchteile der geschätzten Poten-

ziale tatsächlich genutzt werden können. Abschätzungen in dieser Detaillierung werden **erstmalig für ganz Deutschland** vorgelegt. Die Zahlenangaben bedürfen aber weiterer Konkretisierungen im regionalen und lokalen Maßstab.

Technisches Potenzial

Die Schätzwerte für das technische Potenzial sind als **Obergrenze** zu werten, da in Abhängigkeit vom Reservoirtyp die Erschließungsmethoden noch nicht voll entwickelt oder die für die Erschließung notwendigen Eigenschaften der Ressourcen nicht flächendeckend bekannt oder vorhanden sind. Das **technische Gesamtpotenzial** zur geothermischen Stromerzeugung liegt bei ca. 1.200 EJ (etwa 300.000 TWh), was etwa dem 600fachen des deutschen Jahresstrombedarfes von ca. 2 EJ entspricht. **95 % des Potenzials entfallen auf kristalline Gesteine**, **4 % auf Störungszonen und etwa 1 % auf Heißwasser-Aquifere**. Das zusätzliche Potenzial an thermischer Energie (Wärme bei KWK-Nutzung) beträgt etwa das 1,5fache des Strompotenzials, wenn keine Wärmepumpen eingesetzt werden, bzw. das 2,5fache, wenn Wärmepumpen verwendet werden.

Insbesondere ist die **Erfolgswahrscheinlichkeit zur Erreichung von – wirtschaftlich vertretbaren – Mindestgrößen bei der Thermalwasser-Produktion (Mindestfließraten) und den Reservoirtemperaturen** bei den drei Reservoirtypen unterschiedlich. Die Abhängigkeit von den natürlichen Bedingungen ist bei der Erschließung der kristallinen Gesteine nach dem Hot-Dry-Rock-Konzept am geringsten und bei der Erschließung der Heißwasser-Aquifere am größten. Der unterschiedliche Grad der Abhängigkeit von den geologischen Bedingungen führt jeweils zu spezifischen Problemfeldern für die drei Reservoirtypen. Hinzu kommen Unsicherheiten durch die getroffenen Annahmen bei den Gewinnungsfaktoren. Hier besteht noch **erheblicher Forschungsbedarf**.

Technisches Angebots- und Nachfragepotenzial

Unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeitsaspekten (geringer natürlicher Wärmestrom etc.) sollte das technische Potenzial nur innerhalb eines sehr langen Zeitraums sukzessive erschlossen werden. In diesem Bericht werden hierfür 1.000 Jahre angenommen. Daraus ergibt sich ein **jährliches technisches Angebotspotenzial** zur geothermischen Stromerzeugung von ca. 300 TWh/a, was etwa der Hälfte der gegenwärtigen Bruttostromerzeugung entspricht.

Das **technische Nachfragepotenzial einer geothermischen Stromerzeugung ohne KWK** liegt bei ca. **290 TWh/a**, wenn man annimmt, dass der **gesamte Grundlastanteil** der deutschen Stromerzeugung durch Geothermie bereitgestellt würde.

Wird demgegenüber eine **Nutzung in Kraft-Wärme-Kopplung** unterstellt – was aus ökonomischer und ökologischer Sicht wünschenswert wäre –, definieren sich die technischen Strom-Nachfragepotenziale aus der im Energiesystem nutzbaren Wärmemenge. Nimmt man zunächst an, dass die **gesamte in Deutschland nachgefragte Niedertemperaturwärme** durch geothermische Anlagen bereitgestellt werden könnte, und geht man vom entsprechenden Nachfragevolumen im Jahre 2000 aus, so erhält man als **theoretische Obergrenze** für in KWK erzeugten Strom aus Geothermie einen Wert von rund **140 TWh/a**; dies entspricht rund 25 % der Bruttostromerzeugung in Deutschland.

Um eine realistischere Abschätzung zu erhalten, wurde der Anteil der Niedertemperaturwärme-Nachfrage ermittelt, der **durch Wärmenetze bereitstellbar wäre**. Würde diese Wärmemenge allein durch geothermische KWK-Anlagen geliefert, so ergäbe sich eine damit gekoppelte geothermische Stromproduktion von **ca. 66 TWh/a**. Voraussetzung für diese Option wäre ein **erheblicher Ausbau der Wärmeverteilnetze**.

Ein solcher Ausbau dürfte auch in Zukunft nicht sehr wahrscheinlich sein. Daher wurde in einem weiteren Schritt davon ausgegangen, dass „nur“ die in die **bestehenden Fernwärmenetze eingespeiste Niedertemperaturwärme** durch geothermische KWK-Anlagen bereitgestellt würde. Daraus ergäbe sich eine gekoppelte geothermische Stromproduktion von **ca. 10 TWh/a**, entsprechend etwa 2 % der jährlichen Bruttostromerzeugung Deutschlands.

Vor allem die Abschätzungen zu den technischen Nachfragepotenzialen verdeutlichen die Schwierigkeiten, die mit einer weitergehenden Nutzung der geothermischen Stromerzeugung verbunden sind. Eine wirtschaftliche geothermische Stromerzeugung kann voraussichtlich nur mit KWK erreicht werden. **Damit wird die potenzielle Wärmenachfrage zum wesentlichen Hemmschuh.** Denn selbst das Ersetzen ausnahmslos aller bestehenden Fernwärmeheiz(kraft)-werke erlaubt lediglich eine geothermische Stromproduktion in KWK von 2 % der Bruttostromerzeugung Deutschlands. Dies entspricht einer Größenordnung, die zwar einen Beitrag zur Reduktion der energiebedingten Umweltauswirkungen leisten kann, aber aus energiewirtschaftlicher Sicht nur begrenzt relevant ist.

Zur wesentlichen Voraussetzung für größere Beiträge der geothermischen Stromerzeugung in KWK wird damit der Ausbau des Wärmeverteilnetzes.

III. Wie ist der Stand der Technik?

Im Folgenden wird der Stand der Technik für die Gewinnung von Strom (und ggf. damit gekoppelt Wärme) aus einer geothermischen Lagerstätte dargestellt. Dieses Kapitel stützt sich wesentlich auf das Gutachten der Geothermie Neubrandenburg (Kabus/Seibt 2002). Hierfür wird eine Referenzanlage mit ihren obertägigen und untertägigen Komponenten in einer Auslegung beschrieben, wie sie unter den in Deutschland gegebenen geologischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen gegenwärtig am ehesten realisierbar erscheint. Dieses Anlagendesign wird auch bei der Analyse der Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit der geothermischen Stromerzeugung zugrunde gelegt.

Diese Referenzanlage besteht obertägig aus einer **ORC (Organic-Rankine-Cycle)-Wärmekraftmaschine**, mit der die aus der geothermischen Lagerstätte gewonnene Wärme in elektrische Energie umgewandelt wird. Untertägig besteht das System aus einer **Förderbohrung**, mit der das vom Tiefengestein erhitzte Wasser an die Erdoberfläche gebracht wird, und einer **Injektionsbohrung**, in die das abgekühlte Wasser verpresst wird. Beide Bohrungen werden in den geothermischen Zielhorizont abgeteuft und sind durch Klüfte und Risse im Gestein hydraulisch miteinander verbunden. Dieses Risssystem wirkt wie ein unterirdischer Wärmetauscher. Die hydraulische Durchlässigkeit kann bei Bedarf durch **Stimulation** des Gesteins verbessert werden. Insgesamt entsteht also ein geschlossener Wasserkreislauf.

1. Bohrtechnik

1.1 Einführung

Die Entwicklung der Bohrtechnik begann Mitte des 19. Jahrhunderts mit dem Abteufen der ersten Erdölbohrungen (Baku/Aserbeidschan 1847; Titusville/USA 1859). 1871 wurde die 1.000 m-Grenze und 1893 die 2.000 m-Grenze überschritten. Das heute noch gebräuchliche Rotarybohrverfahren (siehe Kasten) wurde vor über 100 Jahren entwickelt und seitdem kontinuierlich verbessert. Die Entwicklungen auf dem Gebiet der Bohrtechnik in den letzten 50 Jahren ermöglichten ein immer sichereres Abteufen von Tiefbohrungen. Routinemäßig werden heute Tiefen von bis zu 7.000 m erreicht. Die technische Machbar-

keitsgrenze liegt bei 9.000–12.000 m (demonstriert z.B. im kontinentalen Tiefbohrprogramm Windischeschenbach/Oberpfalz mit 9.101 m). Die Bedingungen in solch extremen Tiefen (Bohrstranglänge, temperaturbedingte Materialprobleme, Spülungsstabilität) sind auch heute noch kaum beherrschbar und führen zu enormen Investitionskosten. Eine wichtige Innovation war die Entwicklung von Bohrlochsohlenantrieben (Bohrturbinen), die es ermöglichen, eine Bohrung gezielt aus der Vertikalen abzulenken (Richtbohrtechnik).

Rotarybohrverfahren

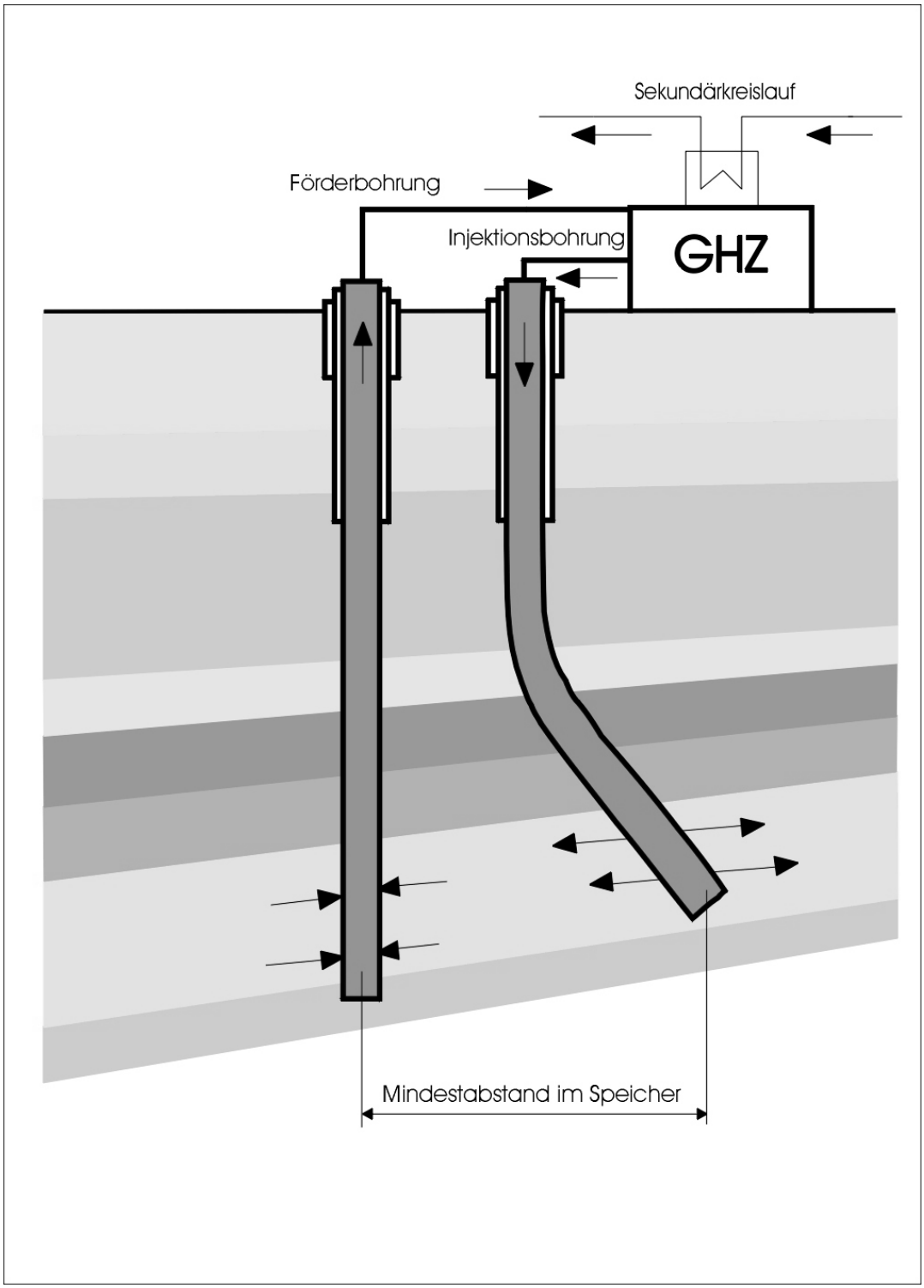
Beim Rotarybohrverfahren (Drehbohrverfahren) wird ein von Motoren angetriebener Drehbohrer eingesetzt. Das Bohrgestänge wird vom Bohrturm gehalten und von einem Drehtisch angetrieben. An der Spitze befindet sich ein diamantbesetzter Bohrkopf, der auch mit einer direkt darüber liegenden Bohrturbine angetrieben sein kann. Durch den Innenraum der Rohre wird während des Abteufens eine Wasser-Spülung mit Drucken bis zu 300 bar in das Bohrloch gepresst. Die Spülung fördert das zerkleinerte Bohrmaterial im Außenraum zwischen Bohrer und Bohrloch an die Oberfläche. Daneben sorgt die Spülung für die Kühlung des Bohrers.

1.2 Bohrtechnischer Aufschluss geothermischer Horizonte

Das Abteufen und Komplettieren von geothermischen Tiefbohrungen orientiert sich seit Beginn der Erdwärmenutzung an den technischen Standards der Erdöl-/Erdgasindustrie und nutzt deren bohrtechnische Erfahrungen. Der für die geothermische Stromerzeugung relevante Tiefenbereich liegt bei etwa 3.000 m bis 7.000 m. Dabei ist die untere Grenze durch das zur Stromerzeugung benötigte Temperaturniveau (mindestens ca. 100°C), die obere Grenze durch den gegenwärtigen Stand der Bohrtechnik bestimmt.

Ein wichtiger Schritt ist die Identifikation potenzieller geothermischer Lagerstätten. Wesentliche Fortschritte haben sich hier im Bereich der seismischen Beobachtung und Vorerkundung vollzogen. Damit kann das Fündigkeitsrisiko begrenzt werden. Dennoch ist immer noch das aufwendige und teure Abteufen einer Bohrung notwendig, bevor man endgültig entscheiden kann, ob die Gegebenheiten im Untergrund für eine Stromerzeugung geeignet sind.

Abb.19: Bohrungsdublette (1x Vertikalbohrung, 1x Richtbohrung) zum Aufschluss geothermischer Horizonte



Quelle: Kabus/Seibt 2002

Das Referenzsystem besteht aus einer Bohrungsdublette mit einer Vertikalbohrung (sog. „saigere Bohrung“) und einer gerichteten Bohrung (Abb. 19). Beide Bohrungen können somit von einem Bohrplatz aus abgeteuft werden, was zum einen die Bohrkosten minimiert und zum anderen zu einem geringen obertägigen Platzbedarf der fertigen Anlage (d.h. auch weniger Rohrleitungen) führt. Bei diesem System kann die erste Bohrung, die gleichzeitig als Erkundungsbohrung dient, kostengünstig saiger abgeteuft werden. Dies minimiert auch das Kostenrisiko für den Fall, dass die aufgefundene Temperatur und die Gesteinseigenschaften nicht den Erwartungen entsprechen und für einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage nicht ausreichen.

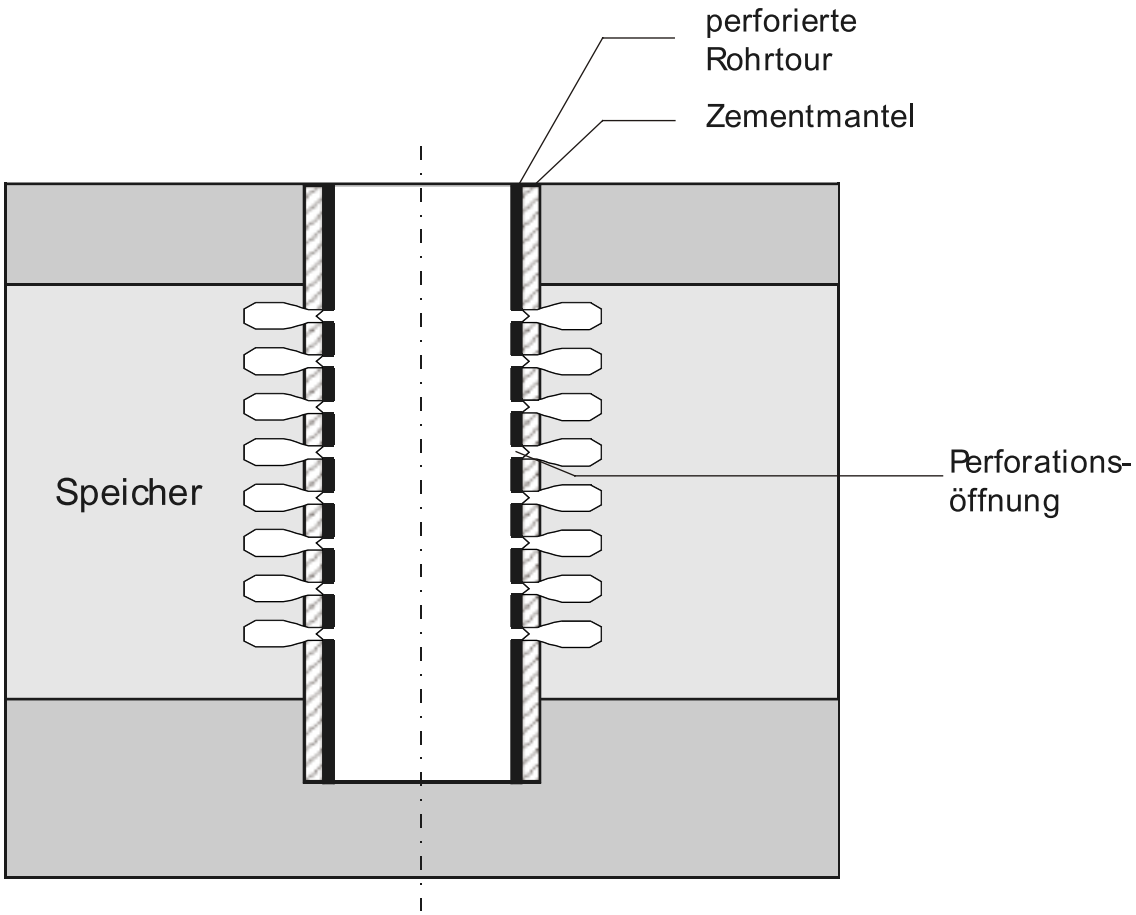
1.3 Bohrungskonstruktion und -komplettierung

Die Bohrlochkonstruktion besteht aus sich teleskopartig nach unten verjüngenden Rohren (sog. Rohrtouren). Diese werden über ihre gesamte Länge zementiert, d.h. der Ringraum zwischen Bohrlochwand und Rohrtour wird mit spezieller Zementsuspension abgedichtet.

Bei der Dimensionierung der Verrohrung muss die zu realisierende Förder- bzw. Injektionsmenge (Volumenstrom) berücksichtigt werden. Da der kleinste Querschnitt im Bohrlochtiefsten liegt, müssen hier zu hohe Druckverluste und kritische Strömungsgeschwindigkeiten vermieden werden. Im oberen Bohrlochbereich muss der Querschnitt groß genug sein für den Einsatz von entsprechend dimensionierten Tiefpumpen (hohe Leistungen – große Durchmesser), mit denen das heiße Wasser an die Oberfläche gefördert wird. Eine typische Auslegung für einen Volumenstrom von 50–100 m^3/h (= 14–28 l/s) ist für die Endrohrtour 7 Zoll und für den Mindestdurchmesser im Pumpenbereich 7–9 5/8 Zoll.

Die Bohrung wird schließlich komplettiert. Für das Referenzsystem ist eine sog. „Cased-Hole-Komplettierung“ (Abb. 20) vorgesehen. Dabei wird auch der Teil der Bohrung, der sich im geothermischen Reservoir befindet, verrohrt und der Ringraum zwischen Rohr und Reservoir zementiert. Die so entstandene Absperrung zwischen Reservoir und Bohrloch muss anschließend dadurch aufgehoben werden, dass die Rohrwand und der dahinter befindliche Zementmantel perforiert werden. Gegenüber der ebenfalls möglichen und kostengünstigeren Open-Hole-Komplettierung, bei der die Bohrung im Reservoirbereich nicht verrohrt wird, birgt die Cased-Hole Komplettierung ein geringeres technisches Risiko.

Abb. 20: Cased-Hole-Komplettierung einer Bohrung



Quelle: Kabus/Seibt 2002

1.4 Entwicklungsperspektiven

Geothermische Bohrungen sind gegenwärtig sowohl in technischer als auch preislicher Hinsicht weitgehend von den Entwicklungen in der Erdöl-/Erdgasindustrie abhängig. Wegen der vergleichsweise geringen Anzahl geothermischer Bohrungen sind umfangreiche speziell auf die Geothermie zugeschnittene Entwicklungen der Bohrtechnik auch in näherer Zukunft nicht sehr wahrscheinlich.

Ein Beispiel für die Schwierigkeiten, neue Verfahren in der Bohrindustrie zu etablieren, ist das Schicksal des sog. Slim-Hole-Konzepts (kleinkalibrige Bohrungen < 6 Zoll bis ca. 5.000 m), das in der Ölkrise Mitte der 1980er Jahre zur Senkung der Explorationskosten entwickelt wurde. Obwohl diese Technik bis zur Praxistauglichkeit geführt wurde und über 1 Mrd. US-Dollar in die Ent-

wicklung investiert wurden, verzichtete die Bohrindustrie auf seine Anwendung und pflegt weiterhin die herkömmliche Rotarybohrtechnik.

Da die Bohrkosten einen erheblichen Anteil an den Gesamtkosten ausmachen (s. Kap. IV), sind technische Weiterentwicklungen zur Kostensenkung von großer Bedeutung für die zukünftige Konkurrenzfähigkeit der geothermischen Stromerzeugung. Hierfür könnte z.B. das Einsonden-Zweischichtverfahren geeignet sein. Bei diesem Verfahren wird nur eine Bohrung benötigt, die gleichzeitig als Förder- und Reinjektionsbohrung genutzt wird. Die Förderung erfolgt in einem tiefergelegenen Horizont über ein Rohr mit geringerem Querschnitt als die Bohrung, die Reinjektion in einen höheren Horizont über den Ringraum zwischen Förderrohr und Bohrlochwand. Dieses Verfahren setzt jedoch das Vorhandensein von zwei zur Produktion bzw. Injektion geeigneten Speicherhorizonten am Standort voraus und ist aufgrund des kleineren Querschnittes des Förderrohres nur für Volumenströme bis max. 100 m^3/h geeignet, was die erreichbare elektrische Leistung begrenzt.

2. Stimulationstechnik

Ein für die Machbarkeit der Stromerzeugung entscheidender Parameter ist neben der ausreichenden Temperatur (mind. 100°C) des geförderten Heißwassers die Fließrate (mind. 50 m^3/h). Diese ist durch die hydraulische Durchlässigkeit des Gesteins bestimmt, d.h. von der Anzahl, der Größe und der Vernetztheit der Klüfte und Poren. Um diese zu verbessern, werden Stimulationstechniken eingesetzt. Hierzu zählen die Methode des Hydraulic-Fracturing, die Säureinjektion und die Richtbohrverfahren.

Diese Verfahren können prinzipiell bei allen Lagerstättentypen – Heißwasser-Aquifere, Störungszonen und Kristallingestein – zur Produktivitätssteigerung eingesetzt werden. Eine besondere Bedeutung hat allerdings die Stimulation – insbesondere das Hydraulic-Fracturing – für die Erdwärmegewinnung aus dem Kristallingestein, da hiermit ein riesiges nahezu flächendeckendes Energiepotenzial erschlossen werden kann (vgl. Kap. II). Diese Technik ist auch unter den Begriffen „Hot-Dry-Rock (HDR)“ bzw. „Hot-Fractured-Rock“ bekannt.

2.1 Hydraulic-Fracturing

Ziel des Verfahrens, das ursprünglich aus der Erdöl-/Erdgastechnik stammt, ist es, durch die Schaffung neuer und/oder die Erweiterung bestehender Rissflächen ein System mit hoher Durchlässigkeit zu schaffen. Dieses System verbindet die Produktionsbohrung und die Injektionsbohrung und fungiert als unterirdischer Wärmetauscher.

Die Hydraulic-Fracturing-Technik wurde in den HDR-Projekten, insbesondere im europäischen Projekt in Soulz-sous-Forêts/Elsass, mit Erfolg entwickelt und angewandt. Dabei verpresst man unter hohem Druck große Mengen von Wasser (bis zu 100 l/s) in den Zielhorizont. Durch den Druck und die im Gebirge herrschenden Spannungen können mehrere hundert Meter lange und bis zu zehn Millimeter breite Risse aufscheren. Um die Risse offen zu halten, wird der Flüssigkeit ein Stützmittel (z.B. Sand) zugemischt. Bei einem Bohrlochabstand von ca. 1 km kann eine Gesamtrissfläche von 5 bis 10 km^2 erzeugt werden.

Durch das Öffnen der Risse während der Stimulation werden Mikroerdbeben induziert, die als Knackgeräusche mit Messinstrumenten in sog. Lauschbohrungen aufgezeichnet und genau geortet werden können. Dadurch erhält man wichtige Informationen über die Ausbreitung und Lage des Risssystems und kann nun die zweite Bohrung gezielt in das Reservoir abteufen. Damit soll eine möglichst hohe hydraulische Durchlässigkeit erreicht werden. Nach der Stimulation muss das gesamte System einem hydraulischen Langzeittest unterzogen werden, um zu prüfen, ob die gewünschte Produktivität dauerhaft erreicht wird.

In hochporösen Sandsteinen kann eine Produktivitätssteigerung um den Faktor 2 bis 3 erzielt werden. In klüftigen oder verkarsteten Gesteinen ist bei niedriger Ausgangsproduktivität eine sehr viel höhere relative Produktivitätssteigerung möglich. Es ist bisher jedoch noch nicht nachgewiesen, ob mit diesem Verfahren die für eine geothermische Stromerzeugung benötigten hohen Fließraten von mindestens 50 m^3/h flächendeckend erreicht werden können.

2.2 Säureinjektion

Säurebehandlungen (d.h. das Einleiten von Säure in die Formation) haben im Allgemeinen nur eine geringe Reichweite und versprechen nur dann Erfolg, wenn bohrlochnahe Fließwiderstände beseitigt werden müssen. Erfolgversprechend sind sie in Karbonatgesteinen und in kristallinen Gesteinen. Die Art und

Zusammensetzung der Säure richtet sich dabei hauptsächlich nach dem Gesteinstyp.

Lediglich in klüftigen Karbonatgesteinen lässt sich durch das Erweitern von Fließwegen in bereits vorhandenen Klüften oder Rissen eine weiter ins Gebirge reichende Wirkung erzielen. Stehen in nicht allzu großer Entfernung von der Bohrung hochdurchlässige Karsthohlräume oder Kluftzonen an, kann auf diese Weise eine hohe Produktivitätssteigerung erreicht werden.

2.3 Richtbohrtechnik

Die Richtbohrtechnik eignet sich besonders, um die Produktivität von Aquiferen zu verbessern, denn damit können Bohrungen über mehrere hundert Meter bis zu einigen Kilometern innerhalb der Aquiferschicht vorangetrieben werden. Dadurch wird die Zulaufstrecke, die bei senkrechter Durchdringung der Aquiferschicht im Allgemeinen nur wenige zehn Meter beträgt, vervielfacht. In der Praxis werden, z.B. in Kluft- oder Karstaquiferen, Produktivitätssteigerungen um eine Größenordnung oder mehr gegenüber einer Vertikalbohrung erreicht.

Auch bei Störungszonen kann durch die Richtbohrtechnik die Wahrscheinlichkeit, die Zone oder eine große Anzahl der Einzelflächen zu erbohren, deutlich erhöht werden. Dies ist insbesondere dann vorteilhaft, wenn – wie dies häufig der Fall ist – die genaue Lage der Störungszone vorab nicht hinreichend bekannt ist.

Die Richtbohrtechnik kann auch als Sekundärmaßnahme nach dem Niederbringen und dem erfolglosen Testen einer Vertikalbohrung eingesetzt werden. Die Vertikalbohrung wird dazu meist im unteren Teil zementiert und aus der Verrohrung heraus seitlich abgelenkt.

2.4 Entwicklungsperspektiven

Für die zukünftige Entwicklung der Geothermischen Stromerzeugung ist es von zentraler Bedeutung, dass das Fündigkeitsrisiko einer Bohrung minimiert werden kann. Im Idealfall hieße dies, dass man garantieren könnte, dass unabhängig von den geologischen Bedingungen, die man im Untergrund vorfindet, mit Hilfe der Stimulationstechniken hohe Förderraten zuverlässig und dauerhaft erreicht werden können.

Im Gegensatz zur Stimulation klüftig poröser Speicher kann man bei der Stimulation von kristallinem Gestein (HDR) nur eingeschränkt auf die Erfahrungen und Erkenntnisse der Erdöl- und Erdgasindustrie zurückgreifen. Hier müssen eigene Erfahrungen in der geothermischen Energieerzeugung gewonnen werden. Notwendig sind vor allem Erfahrungen mit unterschiedlichen geologischen Gegebenheiten (Gesteinsart, Spannungsfeld, Porosität/Klüftigkeit, Wasserchemismus). Diesem Zweck dienen gegenwärtig laufende Pilotprojekte (Bad Urach, Groß Schönebeck).

3. Stromerzeugungsanlagen

Die im Folgenden beschriebene Referenzanlage zur geothermischen Stromerzeugung wurde so ausgelegt, dass eine heute zu errichtende Anlage mit hoher Wahrscheinlichkeit in dieser Form ausgeführt werden würde. Dabei wurde ein Standort in Deutschland mit durchschnittlichen geologischen Bedingungen sowie nutzbarer Temperatur und Förderrate zugrunde gelegt (Kap. IV.1.1). In der Praxis können konkrete Standortbedingungen auch eine andere Wahl der Technologien bedingen. Eine ausführlichere Beschreibung alternativer Erzeugungsanlagen findet sich in (Kabus/Seibt 2002).

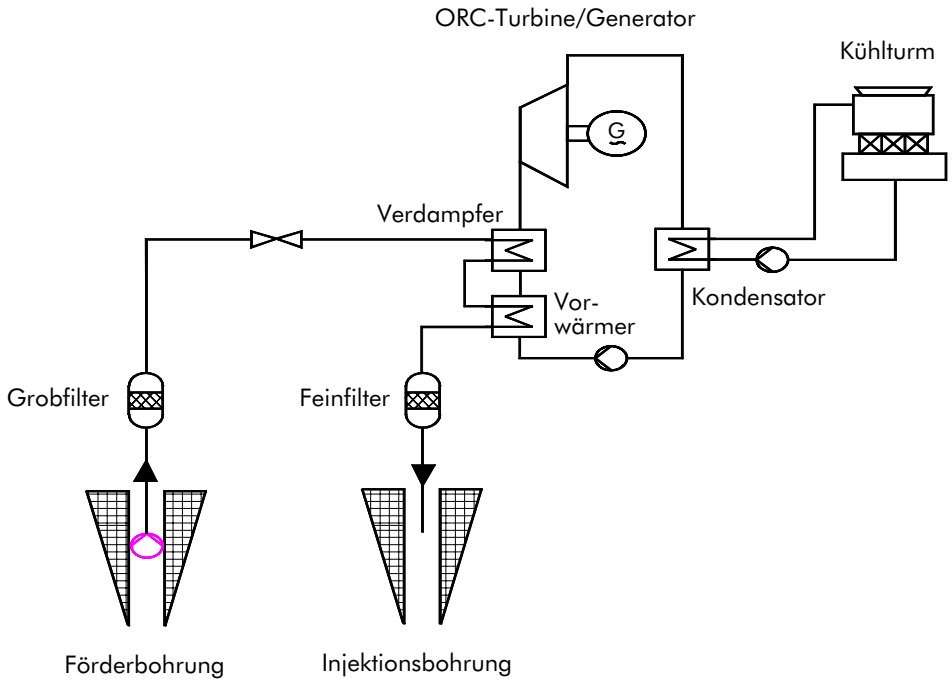
3.1 Stromerzeugung

Die Referenzanlage arbeitet nach dem Clausius-Rankine-Prozess mit organischen Arbeitsstoffen (Organic Rankine Cycle, ORC). Wärmeenergie wird hier in mechanische Energie umgewandelt, indem Dampf bei hoher Temperatur und hohem Druck über eine Turbine geleitet und dabei abgekühlt und entspannt wird. Die Turbine treibt einen Generator, mit dem die mechanische in elektrische Energie umgewandelt wird. Die meisten konventionellen Dampfkraftwerke erzeugen Strom auf diese Weise. Der Unterschied des ORC-Prozesses zum Dampfturbinenprozess liegt darin, dass anstelle von Wasser ein organisches Arbeitsfluid (Kohlenwasserstoffe wie n-Pentan, Isobutan) eingesetzt wird.

Das organische Arbeitsfluid zirkuliert in einem geschlossenen Kreislauf und wird über einen Wärmetauscher vom Thermalwasser, das ebenfalls in einen geschlossenen Kreislauf geführt wird, erhitzt bzw. verdampft. Da dieses Arbeitsfluid bei geringeren Temperaturen verdampft als Wasser, ist der Prozess besser

dem Temperaturniveau des geothermischen Reservoirs angepasst, wodurch höhere elektrische Wirkungsgrade ermöglicht werden.

Abb. 21: Vereinfachtes Schema einer ORC-Anlage

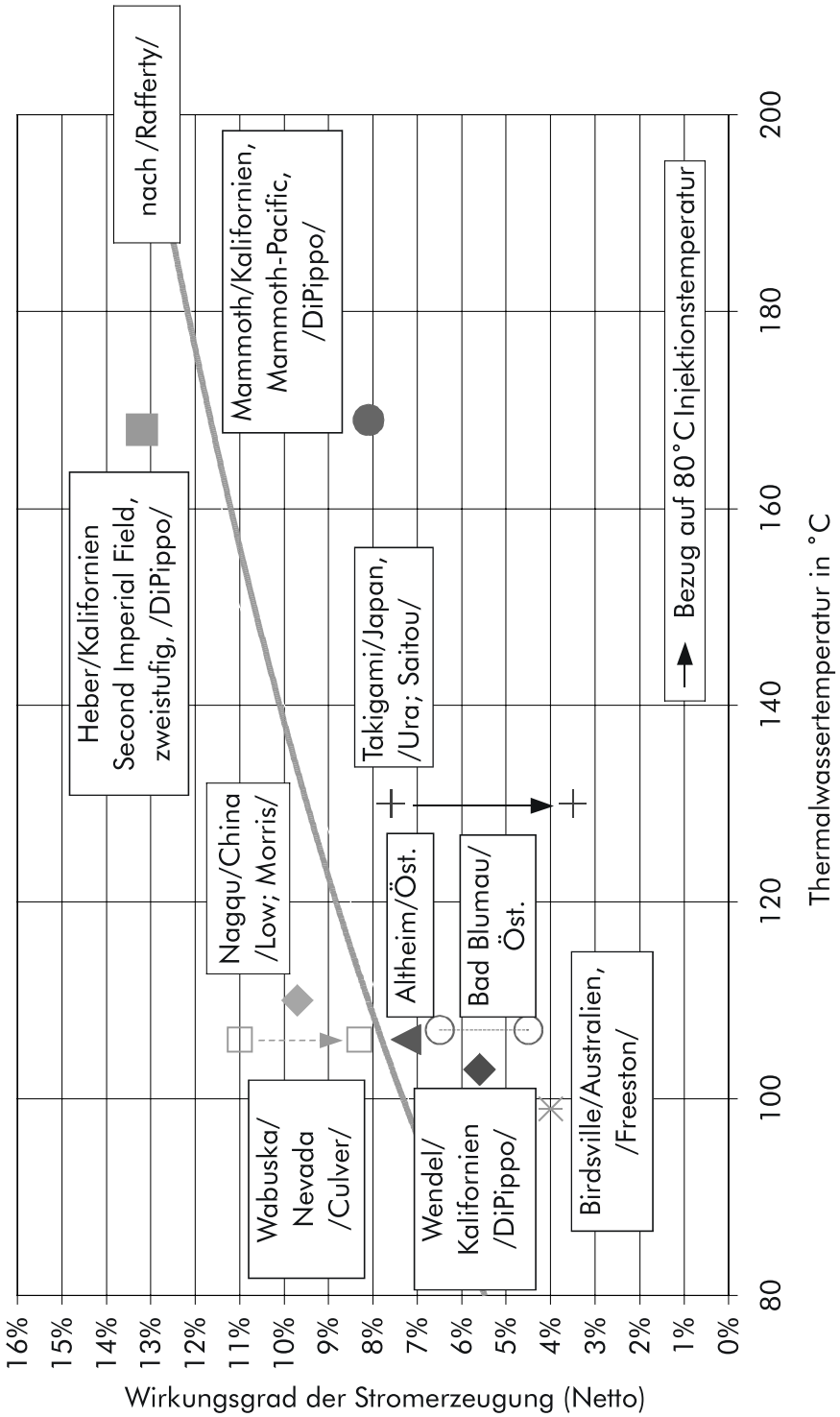


Quelle: Kabus/Seibt 2002

Der Generator-Wirkungsgrad von ORC-Anlagen beträgt bei einer Thermalwassertemperatur von 100°C ca. 8 %, bei 200°C steigt er auf etwa 13 % an (Abb. 22). Der elektrische Eigenbedarf der Anlage, vor allem für die Pumpleistung zur Förderung und Reinjektion des Thermalwassers, beträgt – je nach Fließwiderstand im Gebirge – bis zu 50 % der erzeugten elektrischen Energie. Obwohl thermodynamisch auch bei geringeren Temperaturen (bis 80°C) denkbar, sollten Wirtschaftlichkeitserwägungen die Grenze der Einsetzbarkeit bei etwa 100°C ziehen.

Anlagenkomponenten, z.B. Wärmetauscher, die dem Thermalfluid ausgesetzt sind, müssen so ausgelegt sein, dass sie eine hohe Toleranz gegenüber dem typischerweise vorhandenen hohen Salzgehalt des Fluids und den damit verbundenen Begleiterscheinungen (Korrosion, Ausfällungen, Ablagerungen) aufweisen.

Abb. 22: Wirkungsgrade von ORC-Systemen



Die Datenlage ist allerdings schwierig. In einigen Quellen ist nicht eindeutig angegeben, ob die Stromproduktion mit oder ohne Berücksichtigung der Pumpaufwendungen genannt wird.

Quelle: Kabus/Seibt 2002

3.2 Gekoppelte Wärmeerzeugung

Da der Generator-Wirkungsgrad bei der geothermischen Stromerzeugung in der Größenordnung 10 % beträgt, fallen für jede Kilowattstunde Strom etwa 10 kWh Niedertemperaturwärme als Kuppelprodukt an. Daher ist es sowohl aus energetischer Sicht als auch aus ökonomischer Sicht (s. Kap. IV) sinnvoll, diese anfallende Wärmemenge auch zu nutzen. Das Thermalwasser wird bei der Stromerzeugung in der ORC-Anlage auf ein Temperaturniveau, z.B. 70°C, abgekühlt, das zum Betrieb eines Heißwassernetzes zu Fern- bzw. Prozesswärmebereitstellung geeignet ist. Wird ein höheres Temperaturniveau benötigt, kann auch Wärme aus dem Vorlauf der Stromerzeugungsanlage ausgekoppelt werden. Damit sinkt aber der Stromertrag der Anlage.

Für die Wärmeversorgung kann konventionelle erprobte Anlagentechnik eingesetzt werden. Im Normalfall ist auch ein konventionelles, meist fossil befeuertes, System für den Spitzenlast-Ausgleich und zur Reservestellung notwendig.

3.3 Entwicklungsperspektiven

Obwohl die ORC-Technik ausgereift ist und international verbreitet eingesetzt wird, gibt es noch ein erhebliches anlagentechnisches Optimierungspotenzial. Insbesondere die Möglichkeit, durch die Wahl eines geeigneten Arbeitsmittels die Anlage optimal auf die vorhandene Thermalwassertemperatur einzustellen und auf diese Weise höhere Wirkungsgrade zu erzielen, ist hier von großer Bedeutung. Da es jedoch weltweit nur wenige Anbieter für ORC-Anlagen gibt, vollzieht sich die technische Entwicklung gegenwärtig nicht so schnell, wie es möglich wäre. Daneben wirkt sich diese Anbietersituation auch negativ auf das Preisniveau von ORC-Anlagen aus.

Eine vielversprechende Weiterentwicklung ist der so genannte Kalina-Prozess. Hier wird als Arbeitsmittel kein reiner Stoff eingesetzt, sondern ein Gemisch von Ammoniak und Wasser. Ein bedeutender Vorteil gegenüber ORC-Anlagen ist der deutlich höhere thermodynamische Wirkungsgrad, insbesondere bei niedrigen Vorlauftemperaturen (unter 140°C). Gegenüber ORC sollen Steigerungen je nach Rahmenbedingungen von 10–60 % erreichbar sein verbunden mit einer Senkung der Erzeugungskosten von bis zu 30 % (Exergy 2002). Die Kalina-Technologie steht allerdings noch am Anfang der Entwicklung. Eine erste Anlage wurde 2001 in Husavik/Island in den Probebetrieb genommen, eine weitere in Steamboat Springs/Nevada (Chemische Rundschau 2002).

3.4 Vergleich technischer Kenngrößen regenerativer Energiesysteme

Im Folgenden werden verschiedene regenerative Energiesysteme zur Stromerzeugung in Bezug auf die technischen Kenngrößen Leistung, Nutzungsgrad, Verfügbarkeit und Volllaststunden mit der Geothermie verglichen (Tab. 6). Dabei wird vom derzeitigen Stand der Technik ausgegangen. Ausführlicher werden die verschiedenen regenerativen Optionen der Stromerzeugung in (TAB 2000) diskutiert. Dort werden auch mögliche Konsequenzen einer verstärkten Nutzung regenerativer fluktuierender Quellen auf das Stromnetz thematisiert.

Tab. 6: Vergleich technischer Kenngrößen regenerativer Optionen zur Stromerzeugung

	Photovoltaik	*Windkraft*[a]	*Wasserkraft*	*Biomasse*[b]	*Geothermie*
Leistung [kW][c]	1–1.000	100–5.000	10–100.000	10–5.000	100–5.000
Wirkungsgrad [%][d]	5–15[e]	20–35	ca. 70	20–35	max. 10[f]
Verfügbarkeit [%]	95–97	97–99	99	95	95[g]
Volllaststunden [h/a]	800–1.020	1.400–3.200	4.500–6.500	max.8.300[h]	max. 8.300[h]

a) nur Onshore; b) feste Biomasse und Biogas; c) jeweils bezogen auf eine Anlage zur netzgekoppelten Stromerzeugung (d.h. nicht Windpark und nicht die Zusammenschaltung mehrerer Photovoltaikanlagen); d) Systemwirkungsgrad bezogen auf das regenerative Energieangebot; e) unterer Wert: amorphe Solarzellen, oberer Wert: monokristalline Solarzellen; f) durchschnittlicher Standort, ausschließliche Stromerzeugung (d.h. keine Kraft-Wärme-Kopplung); g) für ausgereifte Anlagen nach Ablauf einer Lernphase; h) bei der angegebenen Verfügbarkeit.

Quelle: nach Kaltschmitt et al. 2003, ergänzt durch TAB

Wie die anderen aufgeführten regenerativen Stromerzeugungsoptionen zeichnet sich auch die Geothermie durch eine erhebliche Bandbreite der installierbaren **Leistung** aus. Ausgehend von den sich derzeit in Deutschland abzeichnenden Marktentwicklungen bewegen sich die Anlagenleistungen zwischen einigen 100 kW für eine kleine Anlage und einigen Megawatt für ein geothermisches Kraft- oder Heizkraftwerk. Damit bewegt sich die Geothermie im Rahmen der anderen regenerativen Stromerzeugungsanlagen. Lediglich bei der Wasserkraft sind größere Anlagenblöcke in der Größenordnung von 100 MW und mehr

Stand der Technik. Die Photovoltaik zeichnet sich dadurch aus, dass auch Kleinstanlagen im Bereich um 1 kW realisierbar sind.

Beim Vergleich der derzeit technisch realisierbaren **Systemwirkungsgrade** liegt die geothermische Stromerzeugung mit maximal etwa 10 % am unteren Rand des Spektrums. Der Wirkungsgrad ist durch das nutzbare Temperaturniveau des Wärmeträgermediums begrenzt, das an einem durchschnittlichen Standort in Deutschland etwa 150°C beträgt. Ist die anfallende Wärme zusätzlich nutzbar, sind erheblich höhere energetische Gesamtwirkungsgrade möglich. Ein isolierter Vergleich der Wirkungsgrade regenerativer Stromerzeugungsanlagen untereinander oder mit fossil befeuerten konventionellen Anlagen ist allerdings nicht sinnvoll, da das regenerative Primärenergieangebot im Allgemeinen – bis auf Biomasse – keine Kosten verursacht.

Die **Verfügbarkeit** als Maß für die Anlagenzuverlässigkeit ist bei den hier verglichenen regenerativen Erzeugungsanlagen mit 95–99 % sehr hoch. Hierin drückt sich die langjährige Erfahrung mit der Entwicklung und Nutzung dieser Technologien aus. Im Gegensatz dazu existieren geothermische Kraftwerke in Deutschland bisher noch nicht. Es ist jedoch zu erwarten, dass die Zuverlässigkeit bei den ersten Demonstrationsanlagen relativ gering sein wird und dann – mit zunehmender Erfahrung und dadurch verbesserter Technik – sukzessive ansteigen wird. Wegen des hohen Anteils an konventionellen Anlagenkomponenten erscheint der angegebene Wert von 95 % erreichbar.

Wenn diese Verfügbarkeit realisiert wird, ist der Betrieb geothermischer Anlagen mit mehr als 8.000 **Volllaststunden** im Jahr möglich. Ebenso wie die Stromerzeugung mittels Biomasse ist die Geothermie daher **uneingeschränkt für die Deckung der Grundlast geeignet**. Dies ist ein gewichtiger Vorteil der geothermischen Stromerzeugung gegenüber anderen regenerativen Optionen zur Stromerzeugung (außer Biomasse).

Der Grund hierfür ist, dass im geothermischen Energiedargebot keine Fluktuationen wie bei anderen regenerativen Energien auftreten (Tab. 7). Das bedeutet, geothermisch erzeugter Strom kann nachfrageorientiert zur Verfügung gestellt werden.

Tab. 7: Vergleich der zeitlichen Charakteristika des Dargebotes regenerativer Optionen zur Stromerzeugung

	Photovoltaik	*Windkraft*	*Wasserkraft*	*Biomasse*	*Geothermie*
kurzfristige Fluktuationen	sehr hoch	extrem hoch	kaum	keine	keine
mittelfristige Fluktuationen	sehr hoch	extrem hoch	gering	keine	keine
langfristige Fluktuationen	hoch	sehr hoch	meist gering	keine	keine
Variationen Jahresstromerz.	gering	hoch	hoch	keine	keine
Tagesgang	sehr ausgeprägt	wenig ausgeprägt	kein	kein	kein
Jahresgang	sehr ausgeprägt	kaum ausgeprägt	teilweise ausgeprägt	kein	kein

Quelle: nach Kaltschmitt/Wiese 2002 (noch unveröffentlicht); Kaltschmitt persönliche Kommunikation 2002

4. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die wesentlichen technischen Elemente, die zur Integration in ein Gesamtsystem zur geothermischen Strom- bzw. Strom- und Wärmebereitstellung erforderlich sind, sind durch einen recht unterschiedlichen Entwicklungsstand gekennzeichnet (Abb. 23). Während z.B. die Bohrtechnik – als Schlüsseltechnologie in der Erdöl-/Erdgasindustrie – technologisch ausgereift ist, befindet sich die Stimulationstechnik noch im Pilotstadium.

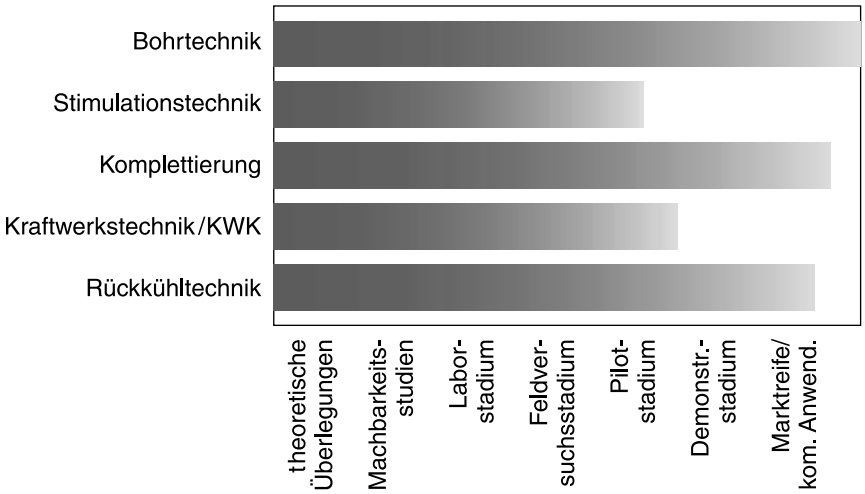
Die Weiterentwicklung der Stimulationstechnik ist von herausragender Bedeutung, da damit ein riesiges Energiepotenzial, vor allem in kristallinem Gestein (HDR), erschlossen werden könnte. Auch zur Verringerung des Fündigkeitsrisikos beim Erbohren von Aquiferen und Störungszonen ist die Stimulationstechnik bedeutsam.

Auch bei der Kraftwerkstechnik gibt es noch wesentliche Entwicklungspotenziale – Stichwort Kalina-Technologie.

Die Integration der einzelnen Komponenten in ein Gesamtsystem wird derzeit in verschiedenen Pilotprojekten betrieben. Es kann davon ausgegangen

werden, dass im Laufe der nächsten Jahre geothermisch erzeugter Strom in das deutsche Netz eingespeist werden wird.[10]

Abb. 23: Entwicklungsstand einzelner Systemkomponenten geothermischer Kraft- bzw. Heizkraftwerke



Quelle: Kaltschmitt et al. 2002

Voraussetzung für eine erfolgreiche Entwicklung der Ansätze und Pilotanlagen zu marktreifen kommerziellen Anwendungen ist auf der einen Seite eine merkliche Kostenreduktion in allen Bereichen, vor allem aber im Untertageteil (vgl. Kap. IV.). Auf der anderen Seite ist die Entwicklung von angepassten Stimulationsverfahren, Niedertemperaturkreisprozessen und schlüssigen Konzepten einer Gesamtsystemintegration von ausschlaggebender Bedeutung.

10 Im Herbst 2003 soll im mecklenburgischen Neustadt-Glewe das erste Erdwärmekraftwerk Deutschlands in Betrieb gehen (Annex-Anlage an eine vorhandene Wärmezentrale) (Solarthemen 152, 30.01.03).

IV. Ist geothermische Stromerzeugung wirtschaftlich?

Für die vergleichende Bewertung von Stromerzeugungsoptionen sind neben den Potenzialen dieser Optionen deren Kosten und die mit ihnen verbundenen Umwelteffekte von zentraler Bedeutung. In diesem Kapitel werden für einen „Referenzfall“ (mit Variationen) die Kosten geothermischer Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung beispielhaft abgeschätzt und mit den Stromgestehungskosten anderer regenerativer Quellen sowie der fossilen Energieträger Steinkohle und Erdgas verglichen. Die Abhängigkeit der Kostenschätzungen von Faktoren wie der Temperatur des geförderten Thermalwassers und dem Volumenstrom (Förderrate) wird diskutiert (Kaltschmitt et al. 2002 u. 2002a; Kabus/Seibt 2002).

1. Die Kosten geothermischer Stromerzeugung

1.1 Beschreibung des Referenzfalls und der finanzmathematischen Randbedingungen

Bei der Abschätzung der Kosten geothermischer Stromerzeugung wird hier von den im Folgenden dargestellten Annahmen ausgegangen (Referenzfall) (Kaltschmitt et al. 2002a). Der Referenzfall definiert eine Kombination aus Erschließungstechnik, Verstromungsanlage, Standort und anderen Faktoren, die beim gegenwärtigen Stand der Technik die Erschließung eines energiewirtschaftlich relevanten Teils des geothermischen Gesamtpotenzials ermöglichen könnte.

Ausschließliche Stromerzeugung

- Erschließungstechnik ist das **Hot-Dry-Rock (HDR)-Verfahren**. Die Erschließung des geothermischen Nutzhorizonts erfolgt mit einer „Dublette“ aus einer senkrechten und einer abgelenkten Bohrung (Förder- und Injektionsbohrung).
- Betrachtet wird ein Standort im **Norddeutschen Becken (NDB)**. Am betrachteten Standort liegt ein **normaler geothermischer Gradient** von 3,5°C

pro 100 m vor. Bei einer Bohrtiefe von 4.500 m hat damit das geförderte Wasser eine **Temperatur von rund 150°C**. Diese Thermalfluidtemperatur wird im Referenzfall angenommen.

- Der Förderhorizont kann **erfolgreich stimuliert** werden, so dass eine **Förderrate von 100 m^3/h** sichergestellt werden kann.
- Die geförderte geothermische Energie wird in einer **ORC-Anlage** (s. Kap. III) mit einer **elektrischen Leistung** von 850 kW und einem **Anlagen-Wirkungsgrad** von rund 11 % bei einer **Rücklauftemperatur** von 70°C verstromt. Die Anlage wird in der **Grundlast** mit 7.500 Volllaststunden/Jahr betrieben. Die elektrische Energie zum **Betrieb der Förderpumpe** (Leistung: 190 kW) wird von der ORC-Anlage zur Verfügung gestellt; wird diese abgezogen, verbleibt ein Wirkungsgrad (Netto[11]) von ca. 8,5 %. Unter diesen Bedingungen ergibt sich ein **jährlicher Nettostromertrag** von 4.950 MWh. Die **Lebensdauer der Anlage** beträgt 30 Jahre.

Kraft-Wärme-Kopplung

Die Energie der tiefen Gesteinsschichten kann auch zur gekoppelten Produktion von Strom und Wärme (Kraft-Wärme-Kopplung, KWK) genutzt werden. Um den Einfluss der Wärmeauskopplung auf die Kosten (und die ökologischen Kenngrößen) zu analysieren, wird neben der ausschließlichen Stromerzeugung auch eine **gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung** untersucht. Hierzu wird die zusätzliche Versorgung eines **Wärmenetzes** (70°C über 1.900 Volllaststunden pro Jahr) angenommen. Die jährlich dazu von der Geothermieanlage bereitgestellte Wärme beläuft sich auf 13.500 MWh. Die Auskopplung der Wärme erfolgt **ohne Einbußen an elektrischer Leistung in der ORC-Anlage**, so dass hier weiterhin jährlich 4.950 MWh an elektrischer Energie bereitgestellt werden können. Die Stromgestehungskosten werden mit einer **Gutschrift** für die frei Heizkraftwerk abgegebene und mit 2 Cent/kWh vergütete Wärme berechnet.

11 In der geothermischen Literatur wird oftmals unter „Netto-Wirkungsgrad“ derjenige verstanden, der sich nach Abzug des Eigenbedarfes der Anlage, aber ohne Berücksichtigung des Bedarfes der Förderpumpe ergibt. Dem wird hier, wegen der Gefahr von Missverständnissen, nicht gefolgt.

Finanzmathematische Randbedingungen

Die Kostenanalyse erfolgt nach VDI 2067.

Mit Hilfe der **Annuitätenmethode** können aus den Gesamtinvestitionen und den jährlich anfallenden Betriebskosten die Stromgestehungskosten ermittelt werden. Dabei wird von einem **realen Zinssatz** von 4,5 % und von einer **Abschreibung** über die technische Lebensdauer ausgegangen (volkswirtschaftliche Betrachtung). Steuern und Abgaben werden nicht berücksichtigt. Es wird eine ausschließliche Kostenbetrachtung der **realen** Stromgestehungskosten (d.h. keine Berücksichtigung einer Inflation) durchgeführt. Der **Kosten- und Preisstand** ist der von 2001.

1.2 Ergebnisse der Kostenschätzung

Geht man von **ausschließlicher Stromerzeugung** aus, so errechnen sich für den geschilderten **Referenzfall** und unter den genannten finanzmathematischen Bedingungen Stromgestehungskosten in Höhe von **knapp 22 Cent/kWh**. Dazu tragen die Sondenkosten, die die Kosten für Bohrungen, Stimulation und Pumpen beinhalten, mit rund 70 % bei; die restlichen 30 % werden durch die ORC-Anlage, die Thermalwasserleitung und Sonstiges sowie die Betriebskosten verursacht.

Wird **zusätzlich Wärme bereitgestellt** und kann sie frei Anlage zu den beschriebenen Konditionen verkauft werden, sinken die Stromgestehungskosten auf **etwas über 18 Cent/kWh** für die Bedingungen des Referenzfalls. Obwohl sich unter diesen Bedingungen die Investitionskosten im Vergleich zur ausschließlichen Strombereitstellung geringfügig erhöhen, verringert die zusätzliche, auf die bereitgestellte elektrische Energie umgelegte, Wärmegutschrift die jährlichen Stromgestehungskosten merklich. Dies ist auf die unterstellten Abnahmebedingungen für die Wärme zurückzuführen, durch die die potenzielle Strombereitstellung nicht tangiert wird. So sind bei relativ geringen Mehrkosten zusätzliche Wärmegutschriften erzielbar, die dann die Stromgestehungskosten reduzieren.

Die Stromgestehungskosten werden in hohem Maße von der **Thermalfluidtemperatur** beeinflusst. Ändert man im Referenzfall die Annahme über die Temperatur des geförderten Wassers von rund 150°C auf beispielsweise rund 180°C, so errechnen sich bei ausschließlicher Stromerzeugung Stromgestehungskosten von **ca. 18 Cent/kWh**.

Errichtet man, im Gegensatz zum Referenzfall, die Stromerzeugungsanlage auf einer **Temperaturanomalie** (über dem durchschnittlichen geothermischen Gradienten liegender Temperaturanstieg), so muss, wie z.B. im **Oberrheingraben (ORG)**, deutlich weniger tief gebohrt werden, um gleiche Temperaturen wie bei normalem Gradienten zu erreichen. Wegen der geringeren Bohrkosten käme man dann bei sonst gegenüber dem Referenzfall unveränderten Annahmen und bei ausschließlicher Stromerzeugung auf Stromgestehungskosten von **knapp 17 Cent/kWh**.

Bei **zusätzlicher Nutzung der Wärme** (unter den oben beschriebenen Bedingungen) könnten die Stromgestehungskosten auf **ca. 13 Cent/kWh** weiter reduziert werden.

Reduktionen der Gestehungskosten können auch durch **Vergrößerungen des Thermalwasserfördervolumens** je Dublette erreicht werden. Unter den Bedingungen des **Oberrheingrabens** errechnen sich beispielsweise für ein **Fördervolumen von 200 m^3/h** und **180°C Thermalfluidtemperatur** bei ausschließlicher Stromerzeugung Stromerzeugungskosten von **ca. 8 Cent/kWh**.

Diese Beispiele verdeutlichen die starke Abhängigkeit der Schätzungen über die Stromgestehungskosten der Geothermie von den jeweiligen Annahmen, einschließlich der gewählten finanzmathematischen Randbedingungen. Unbedingt zu beachten ist auch, dass es sich bei der geothermischen Stromerzeugung um eine Technologie handelt, die sich weitgehend noch im **Forschungs- und Entwicklungsstadium** befindet, und dass daher die verfügbaren Kostenangaben, z.B. für die Stimulation, noch sehr unsicher sind. Auch „Fündigkeitsrisiken“ (und damit Investitionsrisiken) werden bei den Kostenschätzungen nicht explizit berücksichtigt. Infolgedessen sind Angaben über die Stromgestehungskosten der Geothermie stets sorgfältig im Hinblick auf die den Schätzungen zugrunde liegenden Annahmen und deren Realitätsgehalt sowie auf die Qualität der verfügbaren Datenbasis zu überprüfen, bevor energiepolitische Schlussfolgerungen gezogen werden.

Die Tatsache, dass die Technologie der geothermischen Stromerzeugung noch ziemlich am Anfang ihrer Entwicklung steht und noch wenige Erfahrungen mit dem konkreten Betrieb von Anlagen vorliegen, lässt allerdings auch erwarten, dass die Kosten dieser Option durch erfolgreiche Umsetzung sich abzeichnender Entwicklungen in den kommenden Jahren reduziert werden können. Sowohl bei den untertägigen als auch bei den obertägigen Anlagenteilen gibt es **Kostenreduktionsmöglichkeiten**, z.B. durch effizientere Bohr- und Stimulationsverfahren und -techniken oder Verbesserungen der Wirkungsgrade der Stromerzeugungsanlagen.

2. Kostenvergleich verschiedener Stromerzeugungsoptionen

In diesem Kapitel werden die Schätzungen über die Kosten geothermischer Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung mit Angaben über die Stromgestehungskosten der regenerativen Optionen Windkraft, Photovoltaik, Wasser und Biomasse sowie der fossilen Optionen Steinkohle und Erdgas verglichen.

2.1 Spezifizierung der Referenztechniken

Für die in den Vergleich einbezogenen Optionen zur Stromerzeugung aus **erneuerbaren Energien** werden folgende **Referenztechniken** unterstellt: ein Windkraftkonverter im Binnenland, eine Photovoltaik-Dachanlage auf Basis von Modulen aus multikristallinem Silizium, ein kleines Flusskraftwerk (Laufwasseranlage) und eine mit Waldrestholz befeuerte Biomasseanlage zur ausschließlichen Stromerzeugung. Zum Vergleich mit einer Stromerzeugung in mit **fossilen Brennstoffen** befeuerten Kraftwerken werden zusätzlich auch ein modernes Steinkohle-Dampfkraftwerk und ein modernes Erdgas-GuD-Kraftwerk bilanziert. Wichtige Spezifikationen der Stromerzeugungstechniken sind in Tabelle 8 aufgeführt. Die Angaben zur Option Geothermie entsprechen dem in Kapitel IV.1 beschriebenen Referenzfall.

Tab. 8: Spezifizierung der ausgewählten Referenztechniken

Energieform	*Leistung [kW]*	*elek. Nettonutzungsgrad [%]*	*Volllaststunden [h/a]*	*Lebensdauer [a]*
Geothermie	850	8,2/11[a]	7.500	30
Geothermie KWK	850	8,2/11[a]	5.600[b]/1.900[c]	30
Windkraft	1.500	-	1.550	20
Wasserkraft	300	-	5.000	70[d]/40[e]
Sonnenenergie	5	-	800	30
Biomasse	11.500	25	8.000	35
Steinkohle	700.000	43	5.000	35
Erdgas	400.000	58	5.000	35

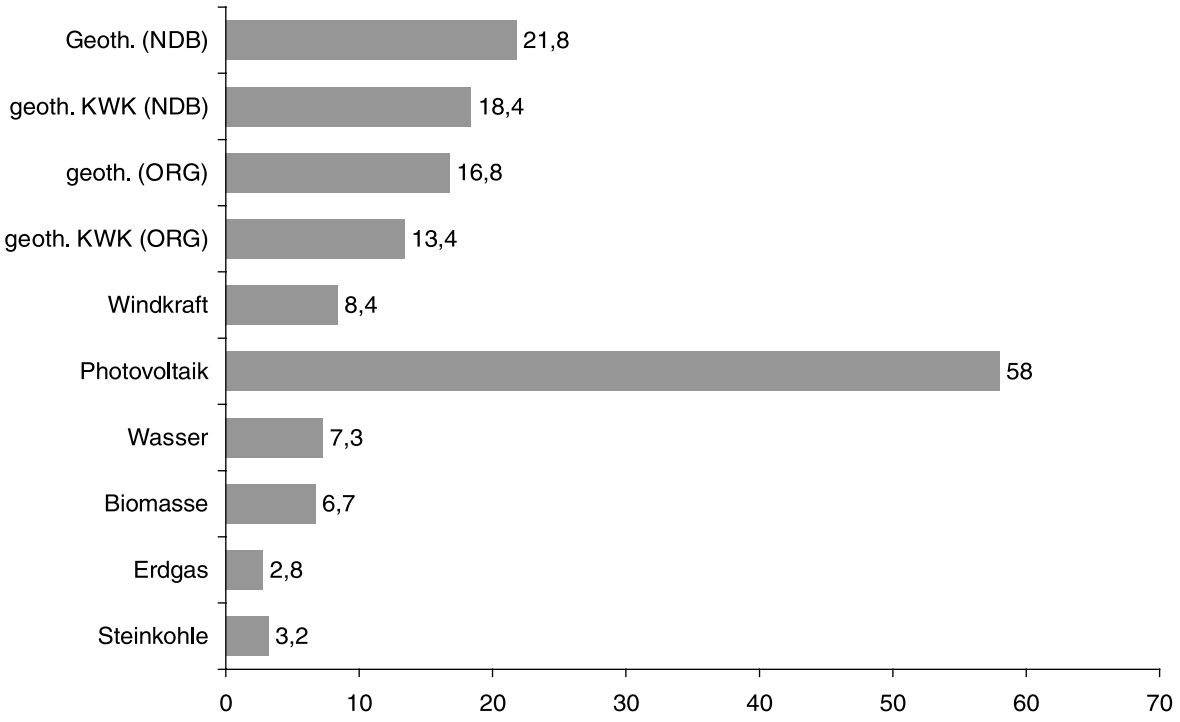
a) mit/ohne Berücksichtigung des Eigenbedarfs für die Förderpumpe; b) ausschließliche Stromerzeugung; c) KWK-Betrieb; d) bauliche Anlagenteile; e) maschinenbauliche Anlagenteile

Quelle: Kaltschmitt et al. 2000a

2.2 Ergebnisse des Kostenvergleichs

Abbildung 24 enthält für die ausgewählten Stromerzeugungsoptionen eine Gegenüberstellung der Kostenschätzungen unter den in Kapitel IV.2.1 festgelegten Bedingungen. Unter der Option Geothermie werden Kostenschätzungen für den „Referenzfall“ (Norddeutsches Becken) und für den Fall „Oberrheingraben“ („guter“ Temperaturgradient) angegeben, jeweils ohne und mit Kraft-Wärme-Kopplung (s. Kap. IV.1.2).

Abb. 24: Gestehungskosten einer Stromerzeugung aus regenerativen Energien, Erdgas, Steinkohle



NDB = Norddeutsches Becken; ORG = Oberrheingraben

Quelle: Kaltschmitt et al. 2002a

Die Kosten geothermischer Stromerzeugung liegen im **Referenzfall deutlich über den Kosten der anderen regenerativen Optionen**, mit Ausnahme der wesentlich teureren photovoltaischen Stromerzeugung. Bei **„gutem“ Gradienten (ORG)** verringert sich aber der Kostenabstand zu den Optionen Windkraft, Wasserkraft und Biomasse, vor allem bei zusätzlicher Nutzung der Wärme. Wie in Kapitel IV.1.2 gezeigt, hätten – gegenüber den Annahmen des Referenz-

falls – **höhere Temperaturen** des geförderten Thermalwassers bei konstanter Tiefe und/oder **größere Volumenströme** weitere **Kostenreduktionen** zur Folge.

Die Stromgestehungskosten aller betrachteten regenerativen Optionen liegen weit über denjenigen der fossilen Optionen **Erdgas** und **Steinkohle**.

Zu beachten ist bei diesem Kostenvergleich sehr unterschiedlicher Stromerzeugungsoptionen, dass nur Anlagen zur Nutzung der Erdwärme, Biomasseanlagen und Anlagen zur Nutzung fossiler Energieträger die Nachfrage nach elektrischer Energie **jederzeit** decken können. Photovoltaik, Windkraft und Wasserkraft können dagegen nur in eingeschränktem Ausmaß zur Deckung einer definierten Versorgungsaufgabe beitragen. Sie sind – um dem gesetzlich verankerten Anspruch einer jederzeit sicheren und zuverlässigen Stromversorgung gerecht zu werden – deshalb sinnvoll nur im Kontext von Kraftwerken einzusetzen, die nachfrageorientiert betrieben werden können. Dieses so genannte **Backup-System**, das damit zwingend benötigt wird, verursacht ebenfalls Kosten, die u.a. von der Angebotscharakteristik des regenerativen Energieangebots, der Struktur des Backup-Systems und vom Anteil der Stromerzeugung aus diesen angebotsorientierten Energieströmen am gesamten Stromaufkommen abhängt. Diese Kosten wären im Rahmen eines fairen Vergleichs zwischen den einzelnen Optionen den in Abbildung 24 ausgewiesenen Stromgestehungskosten grundsätzlich noch anzulasten.

3. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Der hier vorgenommene Vergleich der Stromerzeugungskosten ergibt, dass die geothermische Stromerzeugung auf der Basis der heute vorhandenen Techniken und Verfahren als eine **vergleichsweise teure Option** einzustufen ist. Ihre Stromerzeugungskosten liegen mehr oder weniger deutlich über denen der regenerativen Optionen Windkraft, Wasserkraft und Biomasse und weit über den Stromerzeugungskosten der betrachteten fossilen Optionen Steinkohle und Erdgas. Nur Strom aus Photovoltaik ist (weitaus) teurer.

Bei der Beurteilung dieser Ergebnisse ist aber zu beachten, dass die dargestellten Kostenschätzungen für die geothermische Stromerzeugung **in hohem Maße von den getroffenen Annahmen abhängig sind**. „Günstigere“ Annahmen, z.B. über die Thermalfluidtemperatur und das Thermalwasserfördervolumen, würden zu zum Teil beträchtlich niedrigeren Kostenschätzungen führen.

Zu beachten ist vor allem auch, dass die Technologie der geothermischen Stromerzeugung sich noch in einem **frühen Entwicklungs- und Einsatzstadium** befindet und noch **große Entwicklungspotenziale** aufweist, deren Nutzung weitere Kostenreduktionen erwarten lässt.

Schließlich muss berücksichtigt werden, dass bei den Kostenvergleichen die beträchtlichen Vorteile der Geothermie und anderer regenerativer Energien gegenüber den fossilen Energieträgern bei den **externen Kosten** der Stromerzeugung nicht berücksichtigt wurden (Hohmeyer 2001).

V. Ist geothermische Stromerzeugung umweltfreundlich?

Zur Analyse der ökologischen Folgewirkungen der geothermischen Strombereitstellung wird das Referenzsystem zugrunde gelegt, das im Kapitel IV bereits ausführlich beschrieben wurde. Ausgewählte Umweltkenngrößen – Treibhauseffekt, Versauerung, Primärenergieaufwand – werden jeweils unter Berücksichtigung vor- und nachgelagerter Prozesse quantitativ analysiert und bilanziert. Die Ergebnisse werden mit den Umweltwirkungen anderer regenerativer und fossiler Systeme der Energiebereitstellung verglichen.

1. Methodik und Systemannahmen

Die quantitative Analyse ausgewählter Umwelteffekte der geothermischen Stromerzeugung und ihrer Alternativen erfolgt mit Hilfe der **Ökobilanz-Methodik**. Hierbei werden die Umwelteffekte über den gesamten Lebensweg der Anlagen – Bau, Betrieb, Abriss und Nachsorge – und mit sämtlichen relevanten vor- und nachgelagerten Prozessen bilanziert. Dieses schließt die Produktion benötigter Stoffe ebenso ein wie anfallende Transporte, Bereitstellung benötigter Infrastruktur und Dienstleistungen (Planung, Instandhaltung usw.). Durchgeführt wurde die Analyse vom Institut für Energetik (Kaltschmitt et al. 2002 u. 2002a).

Als **funktionelle Einheit für die Analyse der Stromerzeugung** wird die Bereitstellung von 1 GWh Strom ab Klemme Kraftwerk gewählt. Die Versorgungssicherheit der Strombereitstellung ist dabei nicht berücksichtigt. Für die im Lebensweg eingesetzte elektrische Energie wird der deutsche Strommix von 1999 angesetzt. Die Daten der Input-Output-Rechnung beziehen sich dabei auf Deutschland 1997 bzw. 1999 (Statistisches Bundesamt 2002a u. 2002b). Die Herstellung der Basismaterialien erfolgt nach dem technischen Stand in Mitteleuropa.

Die **untersuchten Wirkungsgrößen** sind der anthropogene Treibhauseffekt, die Versauerung von Böden und Gewässern und der kumulierte Aufwand erschöpflicher Primärenergieträger (Tab. 9).

Für den **Vergleich der geothermischen Kraft-Wärme-Kopplung mit der ungekoppelten Stromerzeugung** werden folgende Annahmen getroffen. Es

wird Wärme an ein Nahwärmenetz abgegeben (13.500 MWh, 70°C, 1900 Volllaststunden). Die elektrische Leistung der ORC-Anlage wird dadurch nicht vermindert. Die Aufteilung der Umweltwirkungen auf die Kuppelprodukte Strom und Wärme geschieht auf Basis ihres Energieinhaltes. Ein im Wärmenetz eventuell zu installierendes fossiles Spitzenlast- und Backup-System wird der Wärmebereitstellung angelastet und stromseitig nicht berücksichtigt.

Tab. 9: Zusammenstellung der bilanzierten Umweltwirkungen

Wirkungskategorie	*Wirkungsindikator*	*Substanzen*
zusätzlicher anthropogener Treibhauseffekt	CO_2-Äquivalente	Kohlendioxid[a], Methan, N_2O, SF_6, CF_4, C_2F_6 usw.
Versauerung von Böden und Gewässern	SO_2-Äquivalente	Schwefeldioxid, Stickoxide, Chlorwasserstoff, Ammoniak usw.
kumulierter erschöpflicher Primärenergieaufwand	Primärenergie	Erdöl, Steinkohle, Braunkohle, Erdgas, Uran[b]

a) Das in der Biomasse gebundene CO_2 wird nicht ausgewiesen; b) Strom aus Kernenergie wird über einen Wirkungsgrad von 33 % in Primärenergie umgerechnet.

Quelle: Kaltschmitt et al. 2002a

Die geothermische Stromerzeugung wird mit folgenden Optionen der regenerativen Strombereitstellung verglichen: ein **Windkraftkonverter** im Binnenland, eine **Photovoltaik-Dachanlage** auf Basis von Modulen aus multikristallinem Silizium, ein **kleines Flusskraftwerk** (Laufwasseranlage) und eine mit Waldrestholz befeuerte **Biomasseanlage** zur ausschließlichen Stromerzeugung. Zusätzlich werden als fossil befeuerte Optionen auch ein **modernes Steinkohle-Dampfkraftwerk** und ein **modernes Erdgas-GuD-Kraftwerk** bilanziert. Wichtige Daten der Stromerzeugungstechniken enthält Tabelle 8 (Kap. IV).

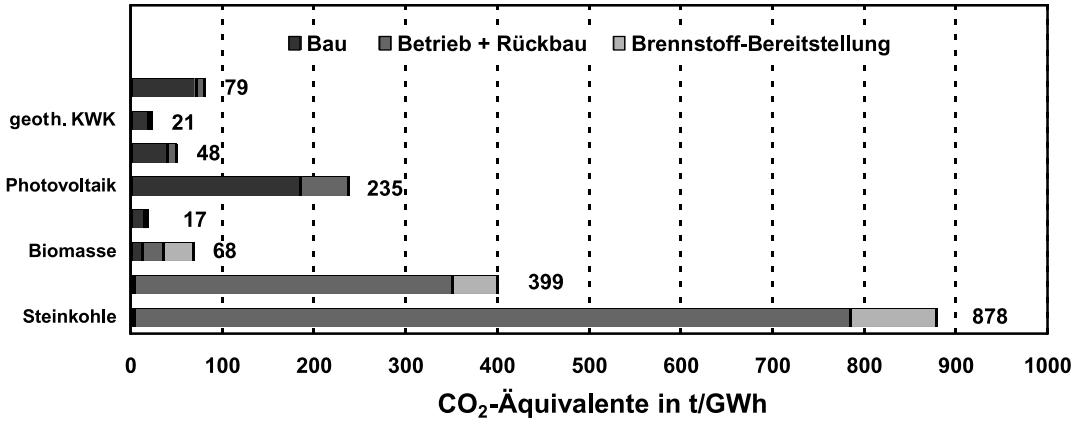
Es ist zu beachten, dass fluktuierende Energiequellen, insbesondere Windkraft und Photovoltaik, zur Deckung von definierten Versorgungsaufgaben nur in einem Verbundsystem zusammen mit regelbaren Kraftwerkskapazitäten geeignet sind. Für einen umfassenden Vergleich müssten daher die Umweltbelastungen dieser so genannten **Back-up Kapazitäten** den fluktuierenden Energiequellen mit angelastet werden. Hierauf ist hier jedoch, ebenso wie bei der Analyse der Wirtschaftlichkeit (Kap. IV), aus Gründen der methodischen Klarheit verzichtet worden.

2. Ergebnisse

2.1 Treibhauseffekt

Die CO_2-Äquivalent-Emissionen (CO_2, CH_4, N_2O, SF_6 u.a.) des geothermischen Referenzsystems liegen mit 79 t/GWh in der Größenordnung der übrigen betrachteten regenerativen Optionen (außer Photovoltaik) und betragen weniger als ein Zehntel der Emissionen eines Steinkohlekraftwerkes (878 t/GWh) (Abb. 25).

Abb. 25: CO_2-Äquivalent-Emissionen der untersuchten Stromerzeugungsoptionen und deren Aufteilung auf Bau, Betrieb und Rückbau sowie Brennstoff-Bereitstellung



Quelle: Kaltschmitt et al. 2002a

Die Emissionen des geothermischen Referenzsystems werden etwa zu einem Drittel durch den Energiebedarf zum Abteufen der Bohrung verursacht. Ein weiteres Drittel stammt aus der Bereitstellung des für die Bohrungen benötigten Materials (u.a. Stahl, Zement, Beton). Der Antransport der Rohre und der Bohrgeräte, die Materialbereitstellung für die Thermalwasserpumpe, die Stimulation und die Errichtung des Bohrplatzes tragen etwa 15 % bei. Demgegenüber spielen der Bau der übertägigen Anlage sowie der laufende Betrieb nur eine untergeordnete Rolle. Direkte Emissionen von Treibhausgasen, die mit dem Thermalwasser an die Oberfläche gefördert werden (z.B. Methan, CO_2), treten im Normalbetrieb nicht auf, da das Thermalwasser in einem geschlossenen Kreislauf geführt wird.

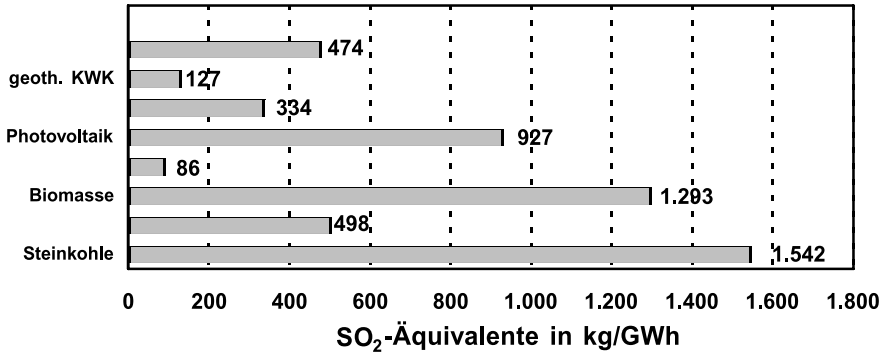
Gegenüber der reinen Stromerzeugung reduzieren sich die CO_2-Aquivalent-Emissionen der **geothermischen KWK** auf etwa ein Viertel (21 t/GWh), da die Gesamtemissionen auf die Kuppelprodukte Strom und Wärme aufgeteilt werden.

Betrachtet man eine geothermische Anlage an einem Standort mit **überdurchschnittlich gutem geothermischen Gradienten**, wie er z.B. im Oberrheingraben zu finden ist, findet man im Ergebnis um ein Viertel niedrigere Emissionen. Dies liegt daran, dass man an diesem günstigen Standort nur ca. 2700 m tief bohren muss, verglichen mit 4.500 m am Referenzstandort, um die gewünschte Temperatur zu erreichen.

2.2 Versauerung

Die geothermische Referenzanlage trägt mit 474 kg/GWh SO_2-Äquivalent-Emissionen (SO_2, NO_x, NH_3, HCl) zur Versauerung von Böden und Gewässern bei (Abb. 26). Dies ist annähernd gleich den Belastungen durch des Erdgas-GuD-Kraftwerk (498 kg/GWh) und etwas weniger als ein Drittel derjenigen durch das Steinkohlekraftwerk (1.542 kg/GWh). Photovoltaik (927 kg/GWh) und Biomasse (1.293 kg/GWh) schneiden verglichen mit der Geothermie schlechter ab, Windkraft (334 kg/GWh) und Wasserkraft (86 kg/GWh) sind dagegen günstiger.

Abb. 26: SO_2-Äquivalent-Emissionen der untersuchten Stromerzeugungsoptionen



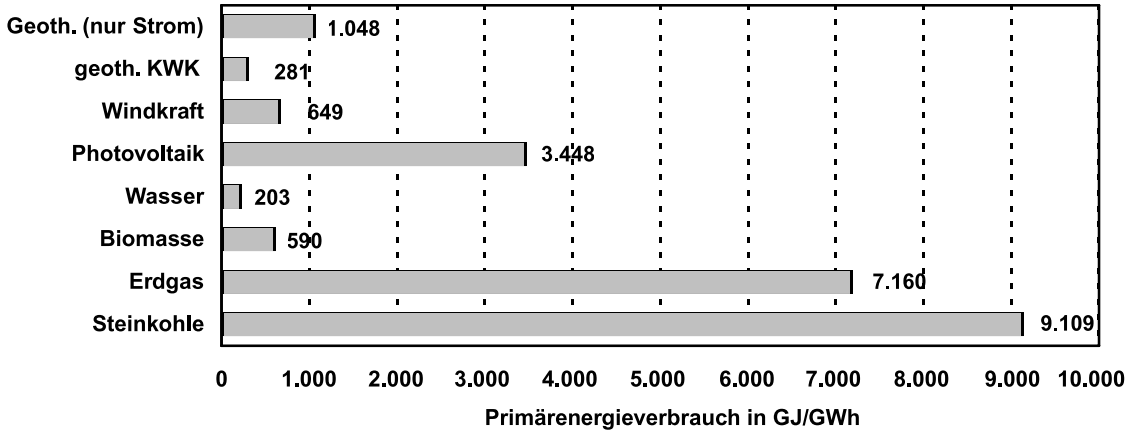
Quelle: Kaltschmitt et al. 2002a

Wie bei den CO_2-Emissionen sinken die SO_2-Äquivalent-Emissionen bei der **geothermischen KWK** auf etwa ein Viertel verglichen mit der reinen Stromerzeugung. Ebenfalls wirkt sich ein günstiger Standort, z.B. im Oberrheingraben, positiv auf die Emissionen aus.

2.3 Primärenergieverbrauch

Ein ähnliches Bild wie bei den CO_2-Äquivalent-Emissionen ergibt sich für den Verbrauch erschöpflicher Energieträger, wie Abbildung 27 zeigt. Die geothermische Referenzanlage liegt im Bereich der anderen regenerativen Optionen (außer Photovoltaik) und ist in dieser Hinsicht wesentlich günstiger als die fossilen Versorgungsoptionen Erdgas und Steinkohle.

Abb. 27: Kumulierter Primärenergieverbrauch der untersuchten Stromerzeugungsoptionen



KWK Kraft-Wärme-Kopplung, NDB Norddeutsches Becken, ORG Oberrheingraben

Quelle: Kaltschmitt et al. 2002a

Während bei der Stromerzeugung aus Erdwärme, Sonne, Wind und Wasserkraft der Bau der Kraftwerke die Emissionen dominiert, sind es bei den mit fossilen Brennstoffen befeuerten Kraftwerken die direkten Emissionen infolge des Betriebs. Bei der Biomassenutzung entfallen die Emissionen in ähnlicher Größenordnung auf den Betrieb und die Brennstoffbereitstellung.

3. Weitere Umwelteffekte

Die Geothermie stellt – wie andere Formen der Energiebereitstellung – einen Eingriff in das natürliche Gleichgewicht der oberen Erdkruste dar. Ausgehend davon lassen sich eine Reihe von Umwelteffekten identifizieren, die zurzeit nicht im Rahmen einer Lebensweganalyse quantifiziert oder abgeschätzt wer-

den können. Die wichtigsten dieser Umwelteinwirkungen werden im Folgenden qualitativ diskutiert, wobei zwischen der Errichtung der Anlage, dem Normalbetrieb, möglichen Störfällen sowie der Nachsorge unterschieden wird. Die Diskussion stützt sich vornehmlich auf das Gutachten der Gothermie Neubrandenburg (Kabus/Seibt 2002).

3.1 Anlagenerrichtung

Umweltauswirkungen – beispielsweise durch Aufbereitung und Deponierung von Bohrspülung und Bohrklein, Landverbrauch oder Lärmemissionen – können bereits bei der Exploration und beim Erbohren der heißen Gesteinsschichten im tiefen Untergrund auftreten. Sie sind in etwa denen der Erdöl- bzw. der Erdgassuche vergleichbar.

Die Folgen auf die natürliche Umwelt infolge der Abteufung der Bohrungen sind jedoch – ggf. abgesehen von Lärmbelästigungen, die sich aber innerhalb der gesetzlich vorgegebenen Grenzen bewegen müssen – gering, da der Bohrplatz nach Abschluss der Bohrarbeiten bis auf den eigentlichen Bohrlochkopf rekultiviert werden kann. Außerdem sind die Belastungen der Umwelt durch die Bohrarbeiten selbst zeitlich eng begrenzt. Hierfür kann je nach Tiefe ein Zeitraum von 3 bis 6 Monaten angesetzt werden.

3.2 Normalbetrieb

Im ordnungsgemäßen Betrieb einer Geothermieanlage kommt es zu **keinen direkten Freisetzungen von Stoffen oder Partikeln**. Dies betrifft sowohl Emissionen von Gasen als auch die Freisetzung von Salzen und Mineralien, die im Thermalfluid enthalten sind bzw. im Untergrund bei der Wasserzirkulation gelöst werden. Dies liegt darin begründet, dass das Thermalwasser bei den hier untersuchten geothermischen Systemen in einem geschlossenen Kreislauf geführt wird.

Eine Abkühlung des Untergrundes wird zu **Veränderungen der Chemie im Reservoir** – mit allen damit verbundenen Effekten – führen. Da sich dies aber in großer Tiefe abspielt und i.A. keine Verbindung mit der Biosphäre besteht, sind Umwelteffekte auf Flora und Fauna bisher nicht bekannt geworden.

Durch lokale Auskühlung des Untergrundes oder durch Änderung des Porendruckes im Gestein kann es zu **mikroseismischen Erscheinungen** kommen.

Bei den Versuchen in Soultz-sous-Forêts wurde Mikroseismizität bisher jedoch nur bei den Stimulationen und damit bei der Erzeugung des Wärmetauschers und nicht bei der Zirkulation beobachtet. In seismisch labilen Zonen könnten durch diese Mikroseismizität kleine Erdbeben vor ihrem natürlichen Eintritt angestoßen werden. Dies ist in der Praxis jedoch sehr unwahrscheinlich, da solche Lokationen bei einer Standortuntersuchung bzw. spätestens bei den in situ durchgeführten Spannungsmessungen auffallen würden.

Eine Kontraktion der Speicherschichten aufgrund der Abkühlung des Gesteins kann theoretisch zu einer **Absenkung der Erdoberfläche** führen. Solche Absenkungen werden allerdings nur innerhalb sehr langer Zeiträume und in sehr geringem Umfang auftreten. Verglichen mit Absenkungen, wie sie aus dem Bergbau bzw. aus der Erdöl- und Erdgasförderung bekannt sind, sind diese Auswirkungen vernachlässigbar. Eine Schädigung der Gebäudeinfrastruktur durch Absenkungen ist damit sehr unwahrscheinlich.

Bei einer Erzeugung elektrischer Energie ist wegen der relativ niedrigen Temperaturen von 150–250°C der Wirkungsgrad im Vergleich zu konventionellen Wärmekraftwerken gering. Daraus resultieren **hohe Abwärmemengen**, die ggf. die Umwelt belasten können. Ist jedoch in der Nähe des Kraftwerkes eine entsprechende Nachfrage nach Niedertemperaturwärme gegeben, ist eine Nutzung im Rahmen einer Kraft-Wärme-Kopplung denkbar. Außerdem besteht die Möglichkeit, Abwärme wieder dem Untergrund zuzuführen.

Der **Landverbrauch** durch die übertägigen Einrichtungen einer Geothermieanlage ist in der Regel gering. Durch die Rohrleitungen für den Transport des Wärmeträgermediums zum Kraftwerk kommt es zu einem weiteren Flächenverbrauch und – bei einer übertägigen Installation – zu einer visuellen Beeinträchtigung des Landschaftsbildes. Die Flächeninanspruchnahme unterscheidet sich aber nicht grundsätzlich von der fossil befeuerter Kraftwerke.

3.3 Störfall

Im Störfall kann es zu Freisetzungen des Thermalwassers bzw. Dampfes kommen. Aufgrund des Salz- und Mineralstoffgehaltes kann es dabei zu Umweltbelastungen kommen. Durch entsprechende Planungen und Maßnahmen (Lecküberwachungssysteme usw.) lassen sich derartige Gefährdungen jedoch deutlich einschränken.

Auch kann es bei einer Druckentlastung (z.B. Leck am Oberflächenleitungssystem) zur Freisetzung geringer Mengen gelöster Gase kommen. Auch hiergegen können entsprechende Sicherheitsvorkehrungen getroffen werden.

Damit sind störungsbedingte Umweltauswirkungen – wie bei jeder anderen technischen Anlage auch – zwar durchaus möglich; sie sind jedoch immer nur lokaler Natur und ohne bisher erkennbare globale Auswirkungen.

3.4 Nachsorge

Bei der Nachsorge nach Betriebsende der Anlage kommt der sorgfältigen Bohrabdichtung eine besondere Bedeutung zu. Diese muss so erfolgen, dass Schadstoffeinträge von der Erdoberfläche in die Bohrung dauerhaft ausgeschlossen werden können und ein hydraulischer Kurzschluss unterschiedlicher Schichten im Untergrund vermieden werden kann. Wenn entsprechende Maßnahmen ordnungsgemäß durchgeführt werden, sind negative Umweltwirkungen nicht zu erwarten.

Die Entsorgung der eingesetzten Anlagenkomponenten ist mit keinen größeren Umweltproblemen verbunden. Die Umweltauswirkungen entsprechen denen konventioneller Maschinentechniken.

4. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die Umweltauswirkungen der geothermischen Stromerzeugung sind aus gegenwärtiger Sicht bei der Errichtung der Anlage, im Normalbetrieb, bei möglichen Störfällen sowie bei der Nachsorge gering. Bei allen quantitativ untersuchten Umwelteffekten – Treibhauseffekt, Versauerung, Primärenergieverbrauch – liegt die Geothermie ähnlich günstig wie andere regenerative Optionen zur Stromerzeugung. Besonders bei den CO_2-Emissionen schneidet sie wesentlich besser ab als die Stromerzeugung aus Erdgas (Faktor 5) oder Steinkohle (Faktor 10). **Geothermische Stromerzeugung könnte daher einen substanziellen Beitrag zum Klimaschutz leisten**. Durch Nutzung der mit der Stromerzeugung gekoppelten anfallenden Wärme können die an sich schon sehr guten Umwelteigenschaften der geothermischen Stromerzeugung noch günstiger gestaltet werden.

VI. Handlungsbedarf

1. Vor- und Nachteile geothermischer Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung

Erdwärme ist auch in Deutschland grundsätzlich eine bedeutende Ressource für eine nachhaltigere Energieversorgung. Das **technische Potenzial** der geothermischen Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung ist **sehr hoch**. Ein besonderer Vorteil dieser Option gegenüber anderen regenerativen Optionen zur Stromerzeugung (mit Ausnahme der Biomasse) ergibt sich daraus, dass die Geothermie **für die Deckung der Grundlast geeignet ist**. Außerdem könnte die geothermische Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung **signifikante Beiträge zur Reduktion energiebedingter Umweltbelastungen leisten**.

Diesen Vorzügen stehen derzeit noch gewichtige Probleme und Nachteile gegenüber:

- Ein gravierendes Problem besteht darin, dass die für den wirtschaftlichen Erfolg von geothermischen Energiegewinnungssystemen wesentlichen Einflussgrößen „Thermalwasserproduktion“ und „Reservoirtemperatur“ **nur bis zu einem gewissen Grade planbar sind**. Sie hängen je nach Reservoirtyp unterschiedlich stark von den natürlichen Bedingungen ab. Am stärksten ist diese Abhängigkeit bei den **Heißwasser-Aquiferen**; das **Fündigkeitsrisiko** (Nichterreichen von für wirtschaftlichen Betrieb notwendiger Temperatur und Fließrate), und damit das **Investitionsrisiko**, ist hier also besonders hoch (s. Kap. II.6).
- Im Vergleich zu anderen regenerativen Stromerzeugungsoptionen (mit Ausnahme der Photovoltaik) und insbesondere zu fossilen Optionen ist die geothermische Stromerzeugung – auf der Basis der heute vorhandenen Technik – eine **teure Option**.
- Sowohl aus technischer und ökonomischer als auch aus ökologischer Sicht **wäre die Realisierung einer gekoppelten geothermischen Strom- und Wärmeproduktion vorteilhaft**. Damit würden sich aber die technischen Strom-Nachfragepotenziale aus der im Energiesystem nutzbaren Wärmemenge definieren. Selbst wenn man es für möglich hält, dass die gesamte in die bestehenden Fernwärmenetze eingespeiste Niedertemperaturwärme durch geothermische KWK-Anlagen bereitgestellt würde, also alle bestehenden

Fernwärmeheiz(kraft)werke substituiert würden, ergäbe dies lediglich eine geothermische Stromproduktion (in KWK) von 2 % der Bruttostromproduktion Deutschlands. **Damit wird der Ausbau des Wärmeverteilnetzes zu einer wesentlichen Voraussetzung für größere Beiträge der geothermischen Stromerzeugung in KWK**. Dem steht aber die Tatsache entgegen, dass **in den letzten Jahren keine neuen Wärmeverteilnetze mehr gebaut wurden**, unter anderem wegen der zunehmenden Nutzung von Erdgas als leitungsgebundenem Energieträger.

Anhand einiger **skizzenhafter Szenariobetrachtungen** sollen im Folgenden wesentliche Vor- und Nachteile geothermischer Stromerzeugung noch einmal verdeutlicht werden. Dafür werden zunächst folgende **Annahmen** getroffen:

Es wird davon ausgegangen, dass **5 % der Bruttostromerzeugung Deutschlands durch Geothermie bereitgestellt werden soll (d.h. keine Kraft-Wärme-Kopplung)**. Dies entspricht einer Energiemenge von ca. 28 TWh/a. Dabei werden die Geothermiekraftwerke in der **Grundlast** betrieben. Es wird ein **problemloser Anlagenbetrieb** unterstellt; damit kann ein Dauerbetrieb der Anlagen mit **8.000 h Volllast im Jahr** angenommen werden. Unter diesen Prämissen müssen geothermische Kraftwerke mit einer **elektrischen Leistung von insgesamt ca. 3.500 MW** errichtet werden. Wird von einer potenziell erreichbaren elektrischen Leistung pro Anlage von 10 MW ausgegangen, **müssen demnach rund 350 Anlagen errichtet werden**. Unter diesen Bedingungen dürfte bei der hier unterstellten ausschließlichen geothermischen Stromerzeugung **Grundlaststrom, der in Braunkohlekraftwerken mit durchschnittlichen Wirkungsgraden erzeugt wird, ersetzt werden**.

Es wird weiterhin unterstellt, dass die geothermischen Anlagen alle in Gebieten mit **überdurchschnittlichen Temperaturgradienten** (z.B. Oberrheingraben) und **ausreichenden erschließbaren Potenzialen** errichtet werden.

Tabelle 10 zeigt die für diesen – von den Annahmen her sehr günstigen – Fall ausschließlicher geothermischer Stromerzeugung abgeschätzten Werte für die spezifischen Investitions- und Betriebskosten, die Stromgestehungskosten[12], den Primärenergieverbrauch und die spezifischen Schadstoffemissionen, jeweils im Vergleich zu den entsprechenden Werten für die substituierte Grundlaststromproduktion aus Braunkohlekraftwerken.

12 Die in dieser Szenariobetrachtung abgeschätzten Stromgestehungskosten sind nicht ohne weiteres vergleichbar mit den Kostenschätzungen in Kapitel IV.

Tab. 10: Abschätzungen der (spezifischen) Kosten und Emissionen für den Fall einer geothermischen Stromerzeugung in Höhe von 5% der Bruttostromerzeugung Deutschlands zur Substitution von Grundlaststrom aus Braunkohlekraftwerken

		Geothermie-kraftwerke	*Braunkohle-kraftwerke*
Leistung	MW	10	800
Anzahl	Stück	350	4,375
spez. Investitionskosten	Mio. Euro/MW	6,75	1,2
spez. Betriebskosten	Mio. Euro/TWh	14	15,45
Stromgestehungskosten	Euro/kWh	0,06	0,025
Primärenergieverbrauch	GJ/GWh_{el}	775	10.761
CO_2-Äquivalente	t/GWh_{el}	59	1.199
SO_2-Äquivalente	kg/GWh_{el}	324	4.320
Schwefeldioxid	kg/GWh_{el}	89	477
Stickstoffoxide	kg/GWh_{el}	271	869

Quelle: Kaltschmitt et al. 2002, S. 65

Da Braunkohlekraftwerke bereits heute aus technischer und ökonomischer Sicht weitgehend optimiert sind, werden sie in entsprechend großen Leistungseinheiten realisiert; daraus resultieren vergleichsweise niedrige spezifische Investitionen. Demgegenüber befinden sich Geothermieanlagen noch in der Entwicklung. Daraus – und aus der Tatsache, dass die Erschließung der untertägigen Ressource aufwändig und damit teuer ist – resultieren **merklich höhere Investitionskosten**. Dafür sind, da für den Anlagenbetrieb keine zusätzlichen Brennstoffe benötigt werden, die **spezifischen Betriebskosten** einer geothermischen Stromerzeugung im Vergleich zur Braunkohlestromerzeugung **entsprechend geringer**. Insgesamt ergeben sich aber für die Geothermie-Stromerzeugung selbst in dem betrachteten günstigen Fall **merklich höhere Stromgestehungskosten** im Vergleich zur Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken. Daraus errechnen sich **Mehrausgaben für die Bereitstellung elektrischer Energie** von rund einer halben Mrd. Euro/a im Verlauf einer unterstellten technischen Lebensdauer von rund 30 Jahren.

Diesen Mehrkosten steht aber ein entsprechend **geringerer Einsatz an fossiler Primärenergie** gegenüber. Für die Bereitstellung der Endenergie Strom in Geothermieanlagen sinkt er auf weniger als ein Zehntel. **Ähnliches gilt für die Emissionen an CO_2- und SO_2-Äquivalenten sowie an SO_2 und NO_x**. Ab-

solut gesehen ließen sich durch die hier unterstellte geothermische Stromerzeugung in Deutschland die CO_2-Äquivalente um absolut 31,9 Mio. t/a vermindern; das sind 3,6 % der gesamten CO_2-Äquivalente in Deutschland im Jahr 2001. Entsprechend könnten auch die Freisetzungen an SO_2-Äquivalenten, an SO_2 bzw. NO_x in beachtlichem Umfang reduziert werden.

Damit kann die geothermische Stromerzeugung in der Tat einen merklichen Beitrag zum Umwelt- und Klimaschutz leisten. Dies hat jedoch seinen Preis.

Wird das geschilderte Szenario dahingehend modifiziert, dass eine **gekoppelte Strom- und Wärmeproduktion angenommen wird**, so ist unter anderem folgendes zu bedenken: Da die geothermische Stromproduktion auf einem relativ niedrigen Temperaturniveau realisiert wird, ist der Stromwirkungsgrad (d.h. der Wirkungsgrad der Umwandlung von Wärmeenergie in elektrische Energie) vergleichsweise klein. Unter den zu erwartenden Bedingungen in Deutschland kann von rund 10 % ausgegangen werden (s. Kap. III.4). Bei der Bereitstellung einer Strommenge von 28 TWh/a fällt daher rund die zehnfache Wärmemenge, d.h. ca. 1.000 PJ/a, auf einem Temperaturniveau deutlich unter 100°C an. Diese Niedertemperaturwärme muss dann bei der hier unterstellten Kraft-Wärme-Kopplung über Wärmenetze an Haushaltskunden oder an ggf. umliegende Industriekunden weitergeleitet werden, damit sie nutzbar gemacht werden kann. Sie entspricht vom Umfang her ungefähr dem **Dreifachen der in Deutschland derzeit über Fernwärmenetze verteilten Niedertemperaturwärme**. Vor diesem Hintergrund erscheint ein derartiges Szenario unter den in Deutschland vorliegenden Randbedingungen **vorläufig wenig realistisch** (vgl. Kap. II.8.2).

2. Handlungsbedarf

Als Hauptschwierigkeiten, die einer breiten Nutzung der Geothermie in Deutschland derzeit noch im Wege stehen, wurden in diesem Bericht die bestehenden **Fündigkeits- und damit Investitionsrisiken**, die **vergleichsweise hohen Kosten** und der **unzureichende Ausbau der Wärmeverteilnetze** identifiziert. Vor allem bei diesen Problemen muss angesetzt werden, wenn angesichts der unbestreitbaren Vorzüge der Geothermie – sehr hohes technisches Potenzial, Eignung zur Deckung der Grundlast sowie Umwelt- und Klimaverträglichkeit – **eine energiewirtschaftlich relevante Nutzung dieser Option erreicht werden soll**.

2.1 Verbesserung der Datenbasis

2.1.1 Reduzierung der Fündigkeitsrisiken durch Verbesserung der Datenbasis

Ein zentrales Thema bei der Erschließung geothermischer Ressourcen zur Stromerzeugung bleibt die **Erfolgswahrscheinlichkeit zur Erreichung der Mindestfließrate und Mindesttemperatur.** Bei **Heißwasser-Aquiferen** kommt beispielsweise nicht das gesamte Potenzial für die technische Nutzung in Frage, da selbst die sehr gering angesetzte Mindestfließrate von 50 m^3/h (s. Kap. II.2) – die bei den derzeitigen Energiepreisen für eine wirtschaftliche Nutzung viel zu niedrig ist – nur mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit erreicht wird. Eine deutlich unter 100 % liegende Erfolgswahrscheinlichkeit stellt die Nutzung eines Aquifers überhaupt in Frage, da das Risiko für Investitionen zu hoch sein könnte. Erforderlich ist daher eine **weitestgehende Minderung des Fündigkeitsrisikos**. Aus der Perspektive der Verbesserung der Datenbasis bieten sich hier an:

- Die beständige **Ergänzung der Temperatur-Datenbank** durch Temperaturmessungen in Bohrungen und durch Bereitstellung unveröffentlichter Temperaturdaten sowie die **verfeinerte Kartierung der Untergrundtemperaturen**.
- Die **systematische Erfassung und Kartierung aller verfügbaren Daten der hydraulischen Eigenschaften** (z.B. Transmissibilität) der Heißwasser-Aquifere, evtl. unter Einsatz geostatistischer Methoden.
- Die **Weiterentwicklung von Explorationsverfahren** zur Prognose der Aquifereigenschaften.

Auch bei **Störungszonen** ist eine quantitative Einschätzung der Erfolgswahrscheinlichkeit für die Erreichung der Mindestfließrate derzeit nicht möglich. Daher kann zurzeit auch nicht eingeschätzt werden, welcher Teil des sehr beachtlichen Potenzials tatsächlich genutzt werden kann. Wichtig wäre daher:

- Die **systematische Sammlung von Daten über die hydraulischen Eigenschaften** von Störungen.
- Die **Kompilierung und Auswertung reflexionsseismischer Profile** hinsichtlich des Verlaufs und des Versatzes von Störungen und die **Erstellung eines tektonischen Atlas** für ganz Deutschland (nach dem Muster des tektonischen Atlas von Nordwestdeutschland [Baldschuhn et al. 2000]).

- Die **Durchführung hydraulischer Tests in Störungen** (Flachbohrungen oder vorhandene Tiefbohrungen) zur Untersuchung ihrer hydraulischen Eigenschaften.

Für die geothermische Nutzung **kristallinen Gesteins** ist zurzeit noch nicht sicher, ob das HDR-Verfahren an allen Standorten in den ausgewiesenen Kristallingebieten anwendbar und welcher Anteil des riesigen Potenzials tatsächlich nutzbar ist. **Daher ist es erforderlich, Pilot- und Demonstrationsvorhaben unter unterschiedlichen Standortbedingungen durchzuführen**.

Neben der Verbesserung der Datenbasis kommt im Hinblick auf die Minderung des Fündigkeitsrisikos natürlich auch der **Erprobung und breiten Anwendung geeigneter Stimulationsverfahren** zur Verbesserung der hydraulischen Eigenschaften geothermischer Lagerstätten große Bedeutung zu.

2.1.2 Erstellung eines Atlas der geothermischen Stromressourcen in Deutschland

Der folgende Vorschlag knüpft an die Überlegungen zur Reduzierung der Fündigkeitsrisiken an.

Die Anlage geothermischer Kraftwerke erfordert in jedem Einzelfall detaillierte Kenntnisse der lokalen geologischen und geothermischen Standortbedingungen, die in der Regel eigene Standorterkundungen oder aber ein detailliertes Studium vorhandener Unterlagen nötig machen. Um den möglichen Nutzern (Gemeinden, Industriebetreibern, Stadtwerken, EVU's u.a.) eine Übersicht zu verschaffen, **ob eine geothermische Stromerzeugung oder KWK-Nutzung an ihrem Standort generell in Frage kommt, welcher Reservoirtyp genutzt werden kann, wo besonders günstige Standortbedingungen vorliegen, ist ein Atlas der geothermischen Stromressourcen in Deutschland erforderlich**. Als Vorlage können die beiden von der EU geförderten geothermischen Atlanten für Europa (Haenel/Staroste 1988) dienen, die auf die geothermische Direktwärmenutzung abzielen. Der Atlas sollte alle drei Reservoirtypen: Heißwasser-Aquifere, Störungen und Kristallingesteine behandeln. Für Übersichtsdarstellungen sind Karten im Maßstab 1:500.000 angemessen. Geothermisch besonders interessante und gut explorierte Gebiete sollten im Maßstab 1:200.000 oder 1:300.000 kartiert werden. Der Atlas sollte folgende **Parameter der Ressourcen** enthalten:

- Tiefenlage
- Temperatur

- Mächtigkeit
- Permeabilität bzw. Transmissibilität
- Salinität des Thermalwassers
- Formationswasserdruck
- nutzbare thermische Energie pro Flächeneinheit
- nutzbare elektrische Energie pro Flächeneinheit

Besonderer Wert sollte auf die Kartierung von Störungen gelegt werden. Diese sind nicht nur als eigenständiger Reservoirtyp von Interesse, sondern sind auch für die Nutzung der Heißwasser-Aquifere und der kristallinen Gesteine interessant, da sie die Erfolgswahrscheinlichkeit für die Erreichung der geforderten Mindestfließraten bzw. der erforderlichen Mindestleistung in diesen Reservoiren deutlich erhöhen können.

Die Erstellung des Atlas ist ohne die Nutzung der im Archiv des Geozentrums Hannover gelagerten Daten aus der Kohlenwasserstoffexploration nicht möglich. Im Gegensatz zu anderen Industriestaaten räumt das deutsche Recht den Erdöl-/Erdgasfirmen ein zeitlich nicht beschränktes Eigentumsrecht an diesen zum großen Teil nicht veröffentlichten Explorationsdaten ein. Für die Nutzung der Daten ist daher eine Nutzungserlaubnis von den betreffenden Firmen einzuholen, die in der Regel nur erteilt wird, wenn keine eigenen wirtschaftlichen Interessen davon berührt sind. Gesetzliche Regelungen, wie z.B. in den Niederlanden, würden einen sehr viel leichteren Zugang zu diesen Daten ermöglichen.

2.2 Weiterentwicklung der Technik

Die Technologie der geothermischen Stromerzeugung befindet sich noch weitgehend im Forschungs- und Entwicklungsstadium. In der Weiterentwicklung von Anlagenteilen, technischen Komponenten und Verfahren und insbesondere auch in der Verbesserung des Zusammenspiels der einzelnen Elemente des Gesamtsystems liegen nach allgemeiner Auffassung noch **beträchtliche Potenziale für signifikante Kostenreduzierungen**. Nur wenn es gelingt, diese Kostenreduktionspotenziale zu erschließen, können sich auch in Deutschland größere Marktchancen für die geothermische Stromerzeugung eröffnen.

Kapitel IV dieses Berichts enthält einen Überblick über den Stand der Technik zur Gewinnung von Strom und – damit gekoppelt – Wärme aus geothermischen Lagerstätten sowie über die Entwicklungsperspektiven in diesem Technikbereich. Als besonders notwendig und wichtig wird die Weiterentwicklung der

Stimulationstechnik herausgestellt. Es muss eine wesentliche Aufgabe der nächsten Jahre sein, an die Gegebenheiten geothermischer Ressourcen angepasste Stimulationsverfahren aus dem Forschungs- und Entwicklungs- bzw. dem Pilotstadium in die Marktreife und damit eine kommerzielle Anwendung zu überführen.

Die **Bohrtechnik** ist technologisch ausgereift, hat aber noch ein geothermiespezifisches Weiterentwicklungspotenzial; dies gilt vor allem für Bohrungen im Kristallin.

Bei der **Kraftwerkstechnik** gibt es erhebliche anlagentechnische Optimierungs- (ORC-Prozess) und Weiterentwicklungspotenziale (Kalina-Prozess).

Die Entwicklung und praktische Umsetzung **schlüssiger Konzepte einer Gesamtsystemintegration** ist eine vordringliche Aufgabe. Bisher ist das Zusammenfügen der einzelnen Komponenten und Anlagenteile (untertägig und übertägig) zu einem vollständigen funktionsfähigen geothermischen Kraft- bzw. Heizkraftwerk in Deutschland noch nicht realisiert worden. Nach (Solarthemen 152, 30.01.03) soll aber im Herbst 2003 in Neustadt-Glewe (Mecklenburg-Vorpommern) das erste Erdwärmekraftwerk Deutschlands in Betrieb gehen; dabei handelt es sich allerdings um eine Annex-Anlage an eine vorhandene Wärmezentrale, so dass die oben angesprochenen Risiken bei der Erschließung der geothermischen Ressourcen nicht bestehen.

2.3 Ansatzpunkte für staatliches Handeln

Finanzielle Unterstützung erfährt die Geothermie derzeit über das Zukunfts-Investitions-Programm (ZIP) der Bundesregierung und im Rahmen des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG). **Wenn das Ziel einer energiewirtschaftlich relevanten Nutzung dieser Option ernsthaft verfolgt werden soll, müsste diese Unterstützung verstärkt und ergänzt werden**. Die folgenden Abschnitte enthalten hierzu Vorschläge.

Reduzierung und Absicherung der Investitionsrisiken

Die in Kapitel VI.2.1 angeregten **Aktivitäten zur Verbesserung der Datenbasis sollten öffentlich gefördert werden**. Detaillierte Kenntnisse über die lokalen geologischen und geothermischen Standortbedingungen, wie sie oben

aufgelistet wurden, bilden die Voraussetzung für realistische Einschätzungen von Investitionsrisiken und damit für Standortentscheidungsprozesse.[13]

Das Abteufen der ersten Bohrung an einem neuen Standort bleibt allerdings auch bei verbesserter Informationsbasis letztlich ein nicht unbeträchtliches Risiko. Es sollte daher überlegt werden, **ob und wie die Bohrrisiken der Erkundungs- und Probebohrungen vor allem bei den ersten Demonstrationsprojekten von staatlicher Seite abgesichert werden können**; denn das notwendige Kapital für diese sehr kapitalintensiven und risikobehafteten Aktivitäten wird im Allgemeinen vom Finanzmarkt nur zu vergleichsweise ungünstigen Konditionen bereitgestellt.

Förderung technischer Entwicklungen und Projekte

Die Förderung von Techniken und Projekten zur geothermischen Stromerzeugung **durch das Zukunfts-Investitions-Programm (ZIP) sollte verstärkt fortgeführt werden**. Das laufende ZIP sollte **um mindestens fünf Jahre verlängert werden**, um die bereits geförderten Vorhaben fortzusetzen und um **weitere Projekte initiieren zu können**. Diese sollten exemplarisch für die geothermische Energiegewinnung aus den **unterschiedlichen Reservoirtypen** sein. Durch Konstanz der staatlichen Förderpolitik auch im längerfristigen Zeitrahmen sollte **Planungssicherheit für die Pilot- und Demonstrationsprojekte** gewährleistet werden.

Zu den Demonstrationsprojekten sollten **begleitende Untersuchungen** initiiert und gefördert werden, unter anderem um das Verständnis für die Integration der Gesamtsysteme in den Energiemarkt zu verbessern.

Förderung im Rahmen der Energiepolitik

Es ist eher unwahrscheinlich, dass die geothermische Stromerzeugung innerhalb der nächsten Dekade so weit entwickelt werden kann, dass Stromgestehungskosten möglich werden, die mit denen des konventionellen Kraftwerkparks konkurrieren können. **Die energiepolitischen Randbedingungen sollten sich daher für die Geothermie keinesfalls verschlechtern**. Das bedeutet,

13 Es sei an dieser Stelle mit Blick auf die bergrechtliche Genehmigungspraxis angemerkt, dass das Bundesberggesetz die technische Nutzbarkeit geothermischer Potenziale offenbar nicht einschränkt (Kabus/Seibt 2002).

dass die Einspeisevergütungen des EEG für Strom aus geothermischer Energie **mindestens** auf dem jetzigen Stand gehalten werden sollten.

Ausbau der Wärmeverteilnetze

Die Schwierigkeiten beim weiteren Ausbau der Wärmeverteilnetze stellen, wie mehrfach hervorgehoben, ein wesentliches Hemmniss dar für die Realisierung größerer Beiträge der geothermischen Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung (s. Kap. II.8.2). Man muss hier auf jeden Fall von einem **sehr langfristigen Prozess ausgehen, der bei günstiger Entwicklung der technischen und ökonomischen Voraussetzungen** etwa wie folgt aussehen könnte: In einer ersten Stufe werden einige wenige geothermische KWK-Anlagen dort gebaut, wo günstige geothermische Randbedingungen mit einer großen und einfach erschließbaren Nachfrage nach Niedertemperaturwärme und der Möglichkeit des Anschlusses an vorhandene Wärmenetze zusammentreffen. Sinkende Stromgestehungskosten und zuverlässiger Anlagenbetrieb führen in einer zweiten Stufe zu einer umfangreicheren Substitution vorhandener KWK-Anlagen. Schließlich entwickeln sich die technischen und ökonomischen Bedingungen so, dass **auch der Zubau von Wärmeverteilnetzen für die Investoren attraktiv wird**.

Die Möglichkeiten der staatlichen Einflussnahme auf Bundesebene auf einen solchen Prozess – und insbesondere auf den Zubau von Wärmeverteilnetzen – sind nur indirekter Natur. Es sollte das Ziel sein, durch die zuvor geschilderten unterstützenden staatlichen Maßnahmen – zur Verbesserung der Datenbasis, zur Absicherung von Investitionsrisiken, zur Förderung von technischen Entwicklungen, Pilot- und Demonstrationsprojekten, zur Erlössicherung für geothermisch erzeugten Strom – **die Voraussetzungen dafür zu schaffen bzw. günstiger zu gestalten, dass ein Prozess dieser Art in Gang kommen kann**.

3. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Handlungsbedarf besteht vor allem im Hinblick auf die Erschließung der Kostenreduktionspotenziale, die in der Weiterentwicklung der Technik liegen, die Reduzierung von Fündigkeits- und die Absicherung von Investitionsrisiken sowie die Problematik der Nutzung der großen bei Kraft-Wärme-Kopplung anfallenden Wärmemengen.

Wenn das Ziel einer energiewirtschaftlich relevanten Nutzung geothermischer Ressourcen ernsthaft verfolgt werden soll, müsste die bestehende staatliche Unterstützung dieser Option verstärkt und ergänzt werden. Die Förderung von Techniken und Projekten zur geothermischen Stromerzeugung im Rahmen des **Zukunfts-Investitionsprogramms (ZIP) der Bundesregierung** sollte **verstärkt** werden. Die Laufzeit des Programms sollte um mindestens fünf Jahre **verlängert** werden, um weitere Projekte für unterschiedliche Standortbedingungen initiieren zu können. Es sollten **begleitende Untersuchungen zu den Demonstrationsprojekten** gefördert werden mit dem Ziel, das Verständnis für die Integration der Gesamtsysteme in den Energiemarkt zu verbessern.

Die **Einspeisevergütungen des EEG** für Strom aus geothermischer Energie sollten **mindestens** auf dem gegenwärtigen Stand gehalten werden.

Zur Reduzierung von Fündigkeitsrisiken sind **erhebliche Verbesserungen der Datenbasis** erforderlich. Besonders wichtig ist die umfassende und systematische Zusammenstellung von **Untergrundtemperaturdaten** und von Daten über die hydraulischen Eigenschaften der Reservoirs**.** Ein zu erstellender **„Atlas der geothermischen Stromressourcen in Deutschland“** mit detaillierten Informationen über die lokalen geologischen und geothermischen Standortbedingungen würde eine wichtige Voraussetzung schaffen für realistische Einschätzungen von Investitionsrisiken und damit für Standortentscheidungsprozesse. Solche Aktivitäten zur Verbesserung der Datenlage sollten öffentlich gefördert werden.

Da beim Abteufen der ersten Bohrungen an neuen Standorten immer Fündigkeitsrisiken verbleiben, sollte vor allem bei den ersten Demonstrationsprojekten eine **Absicherung der Bohrrisiken von staatlicher Seite** erwogen werden.

Die Möglichkeiten staatlicher Einflussnahme auf Bundesebene auf den Prozess der Realisierung größerer Beiträge der geothermischen Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung – insbesondere auf den **Zubau von Wärmeverteilnetzen** – sind nur **indirekter** Natur. Die Aufgabe besteht darin, vor allem durch die Förderung von technischen Entwicklungen, Pilot- und Demoprojekten, die Absicherung von Investitionsrisiken und die Erlössicherung für geothermisch erzeugten Strom die **Voraussetzungen für einen solchen Prozess zu verbessern**.

TAB

Literatur

1. In Auftrag gegebene Gutachten

JUNG, R., RÖHLING, S., OCHMANN, N., ROGGE, S., SCHELLSCHMIDT, R., SCHULZ, R., THIELEMANN, T. (2002): Abschätzung des technischen Potenzials der geothermischen Stromerzeugung und der geothermischen Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in Deutschland. Institut für Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben (Hannover); Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (Hannover); Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart

KALTSCHMITT, M., SCHRÖDER, G. (2002): Energiewirtschaftliche Einordnung, Konkurrenzsituation, FuE-Bedarf, Handlungsoptionen und Zeitachse. Institut für Energetik und Umwelt (IfE), Leipzig

KABUS, F., SEIBT, P. (2002): Stand und Perspektiven der Erdwärmenutzung in Deutschland. Geothermie Neubrandenburg (GTN) GmbH (unter Mitarbeit von Hoffmann, F. [GTN], Kaltschmitt, M., Schröder, G. [IfE], Rogge, S. [IER])

2. Weitere Literatur

ADAM, CHR., GLÄßER, W., HÖLTING, B. (2002): Hydrogeologisches Wörterbuch. Stuttgart

BALDSCHUHN, R., BINOT, F., FLEIG, S., KOCKEL, F. (2001): Geotektonischer Atlas von NW-Deutschland und dem deutschen Nordsee-Sektor. In: Geologisches Jahrbuch, S. 3–95, Hannover

BODVARSSON, G. (1974): Geothermal Resource Energetics. In: Geothermics 3, S. 83–92

BRÜCKNER-RÖHLING, S., HOFFMANN, N., KOCKEL, F., KRULL, P., STUMM, M. (1994): Die Struktur- und Mächtigkeitskarten des Norddeutschen Oberkarbon- und Permbeckens und seiner Ränder – 1:500 000. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover (unveröffentlicht)

BRÜCKNER-RÖHLING, S. et al. (2002): Standsicherheitsnachweise Nachbetriebsphase: Seismische Gefährdung – Teil 1: Strukturgeologie. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover (unveröffentlicht)

CHEMISCHE RUNDSCHAU (2002): Mit weniger Wärme mehr Strom. Chemische Rundschau, S. 6, 03.05.2002

DRONG, H.-J., PLEIN, E., SANNEMANN, D., SCHUEPBACH, M.A., ZIMDARS, J. (1982): Der Schneverdingen-Sandstein des Rotliegenden – eine äolische Sedimentfüllung alter Grabenstrukturen. In: Z. dt. geol. Ges., S. 699–725, Hannover

EUROPÄISCHES PARLAMENT (2001): Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt vom 27.09.2001 (Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften vom 27.10.2001, S. 283–33 ff.

EXERGY (2002): Exergy Inc. California. www.exrg.com am 16.12.2002

GAST, R. (1988): Rifting im Rotliegenden Niedersachsens. In: Die Geowissenschaften, 6, 4, S. 115–122, Weinheim

GRALLA, P. (1988): Das Oberrotliegende in NW-Deutschland – Lithostratigraphie und Faziesanalyse. In: Geologisches Jahrbuch, Hannover

HÄNEL, R., KLEEFELDT, M., KOPPE, I. (1983): Geothermisches Energiepotenzial – Pilotstudie: Abschätzung der geothermischen Energievorräte an ausgewählten Beispielen in der Bundesrepublik Deutschland. NLfB-Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben, Hannover (unveröffentlicht)

HAENEL, R., STAROSTE, E. (Eds.) (1988): Atlas of Geothermal Ressources in the European Community, Austria and Switzerland. Publ. No. EUR 17811 of the European Commission, Office of Official Publications of the European Communities, Luxemburg

HELMUTH, H.-J., SÜßMUTH S. (1993): Die lithostratigraphische Gliederung des Oberrotliegend II in NE-Deutschland. In: Geologisches Jahrbuch, S. 31–55, Hannover

HOHMEYER, O. (2001): Vergleich externer Kosten der Stromerzeugung in Bezug auf das Erneuerbare Energien Gesetz. Gutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes, Flensburg (Manuskript)

KALTSCHMITT, M., SCHRÖDER, G., ROGGE, S. (2002): Zur geothermischen Stromerzeugung in Deutschland. Gutachten im Auftrag des TAB

KALTSCHMITT, M., NILL, M., SCHRÖDER, G., ROGGE, S. (2002a): „Geothermische Stromerzeugung – Umweltaspekte im Vergleich zu anderen Optionen einer Stromerzeugung aus regenerativen Energien sowie Marktchancen.“ VDI-Berichte 1703, Tagung Potsdam 17./18.10.2002, „Geothermische Stromerzeugung, Stand der Technik und Perspektiven“, S. 139–150

KALTSCHMITT, M., WIESE, A., STREICHER, W. (2003): Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. Heidelberg, Berlin, 3. Aufl. (im Druck)

KAPPELMEYER, O., DORNSTÄDTER, J., WELTER, M. (1997): Geothermisches Potential im Oberrheingraben – Bericht zum Forschungsvorhaben 0326690 B (BMBF), GTC Kappelmeyer GmbH, Karlsruhe

KIRALY, L. (1991): Projekt Malmkarst: Programmbeschreibung zum Grundwasserströmungsmodell; Abschlußbericht zum Entwicklungsvorhaben „Hydrogeothermische Energiebilanz und Grundwasserhaushalt des Malmkarstes im süddeutschen Molassebecken“, Centre d´Hydrogéologie, Université de Neuchâtel

KLEEFELDT, M., KOPPE, I., HÄNEL, R. (1984): Geothermisches Energiepotential, Potentialstudie: Abschätzung der geothermischen Energievorräte an ausgewählten Beispielen in der Bundesrepublik Deutschland – Abschlußbericht, NLfB-Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben, Hannover

MUFFLER, P., CATALDI, R. (1978): Methods for Regional Assessment of Geothermal Resources. In: Geothermics 3, S. 53–89

NATHENSON, M. (1975): Physical factors determining the fraction of stored energy recoverable from hydrothermal convection systems and conduction-dominated areas. In: U.S. Geol. Survey Open-File Report, 75–525: 38 S.

ORTLAM, D. (1974): Studie über den Aufbau des Buntsandsteins im Oberrheingraben im Hinblick auf das geothermische Energieprojekt „Landau“. In: Bericht über das geothermische Energiepotential in der Bundesrepublik Deutschland. NLfB-Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben, S. 7–15, Hannover

PERNECKER, G. (1999): Altheim geothermal plant for electricity production by ORC-turbogenerator. In: Bulletin d´Hydrogéologie, 17, S. 225–232

PLEIN, E. (1995): Rotliegendablagerungen im norddeutschen Becken. In: Z. dt. geol. Ges., 129, S. 71–97, Hannover

RÖLLIG, G., VIEHWEG, M., MUSSTOW, R. (1990): Geologische Karte der DDR, Geologische Karte 1:500.000 ohne känozoische Sedimente. Zentrales Geologisches Institut, Berlin

SAUER, K., MUNCK, F. (Hg.) (1979): Geothermische Synthese des Oberrheingrabens (Bestandsaufnahme) (Bearbeiter: Maget, P., Neeb, I., Tietze, R., Walgen-Witz, F.) Veröff. des geologischen Landesamtes Baden-Württemberg, Strasbourg/Freiburg

SAUER, K., NÄGELE, R., TIETZE, R. (1981): Geothermische Synthese des Oberrheingrabens zwischen Karlsruhe und Mannheim (Anteil Baden-Württemberg), Bestandsaufnahme. Geologisches Landesamt Baden Württemberg, Freiburg

SCHNEIDER, J., GEBHARDT, U. (1993): Litho- und biofaziesmuster in intra- und extramontanen Senken des Rotliegend (Perm, Nord- und Ostdeutschland). In: Geologisches Jahrbuch, A131, S. 57–98, Hannover

SCHRÖDER, L., PLEIN, E., BACHMANN, G.H., GAST, R., GEBHARDT, U., GRAF, R., HELMUTH, H.-J., PASTERNACK, M., PORTH, H., SÜßMUTH, S. (1995): Stratigraphische Neugliederung des Rotliegend im Norddeutschen Becken. In: Geologisches Jahrbuch, A148, S. 3–21, Hannover

SCHULZ, R., JOBMANN, M. (1989): Hydrogeothermische Energiebilanz und Grundwasserhaushalt des Malmkarstes im süddeutschen Molassebecken – Teilgebiet: Hydrogeothermik – Abschlußbericht. NLfB-Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben, Hannover

SCHULZ, R. (1987): Analytical model calculations for heat exchange in a confined aquifer. In: J. Geophys., 61, S. 12–20

SÖLLIG, A., RÖLLIG, G. (1990): Geologische Karte der DDR, Tektonische Karte 1:500.000. Zentrales Geologisches Institut, Berlin

STATISTISCHES BUNDESAMT (2002a): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Fachserie 18, Reihe 2. Input-Output-Rechnung. Wiesbaden

STATISTISCHES BUNDESAMT (2002b): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Fachserie 19, Reihe 5. Umweltökonomische Gesamtrechnungen. Wiesbaden

TAB (Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag) (2000): Elemente einer Strategie für eine nachhaltige Energieversorgung (Autoren: Paschen, H., Oertel, D., Grünwald, R., Fleischer, T.) TAB Arbeitsbericht Nr. 69, Berlin

ZITZMANN, A. (1981): Tektonische Karte der Bundesrepublik Deutschland 1:1.000.000. Bundesanstalt für Geowissenschaft und Rohstoffe, Hannover

Anhang

1. Ergänzende Anhänge

1.1 Berechnung der Mindest-Transmissibilität

Die Berechnung der **Mindest-Transmissibilität** T (hydraulisches Leitvermögen der durchströmten Gesteinsschicht) erfolgt nach folgender Gleichung (Jung et al. 2002):

(1) $T \cong 2\mu \cdot Q/\Delta p$

T	Transmissibilität der Gesteinsschicht [m^3]
μ	Viskosität des Thermalwassers (temperaturabhängig) [Pa·s]
Δp	Druckdifferenz im Thermalwasserkreislauf [Pa]

Für eine Druckdifferenz im Thermalwasserkreislauf von Δp = 80 bar = $8 \cdot 10^6$ Pa, einer Viskosität des Thermalwassers von $\mu = 5 \cdot 10^{-4}$ Pa·s und einer Mindest-Fließrate von Q = 50 m^3/h = $14 \cdot 10^{-3}$ m^3/s beträgt die Mindest-Transmissibilität $T_{MIN} \cong 2 \cdot 10^{-12}$ m^3 = 2 dm (Darcy-Meter).

Die **Mindest-Permeabilität** k des Gesteins ergibt sich zu:

$k_{MIN} = T_{MIN}/h$

mit	k_{MIN}	Mindest-Permeabilität des Gesteins [m^2]
	h	Mächtigkeit der durchströmten Gesteinsschicht [m]

Für Heißwasser-Aquifere, deren Mächtigkeit im Allgemeinen zwischen 10 und 100 m liegt, ergibt sich daraus eine Mindestpermeabilität des Gesteins von $2 \cdot 10^{-14}$ $m^2 < k_{MIN} < 2 \cdot 10^{-13}$ m^2. Diese Werte werden nur von wenigen Gesteinen erreicht, die insgesamt nur einen geringen Bruchteil des bohrtechnisch erreichbaren Teils der Erdkruste ausmachen.

1.2 Methodisches Vorgehen zur Abschätzung des technischen Potenzials – Berechnungsmethode A

Berechnung des Wärmeinhalts E_{th} (heat in place) des betrachteten Gesteinsvolumens (Berechnungsmethode A) (Jung et al. 2002)

(2) $E_{th} = c_G \cdot \rho_G \cdot V \cdot (T_G - T_S)$

E_{th}	Wärmeinhalt (heat in place) [J]
c_G	spezifische Wärmekapazität des Gesteins [J/kg K]
ρ_G	Dichte des Gesteins [kg/m^3]
V	Gesteinsvolumen [m^3]
T_G	Temperatur des Gesteins [°C]
T_S	Temperatur an der Erdoberfläche [°C]

Annahmen:

- Für die Berechnungen wurden folgende Zahlenwerte angenommen: c_G = 840 [J/kg·K], ρ_G = 2600 kg/^{m3}, T_S = 10°C (entspricht der mittleren Jahrestemperatur in Deutschland) (T_G siehe Tab. 11)
- Die Gleichung (2) vernachlässigt, dass Gesteine eine Porosität besitzen und der Porenraum im Allgemeinen mit Wasser gefüllt ist, das eine höhere Wärmekapazität besitzt als das Gestein. Der Fehler dieser Vereinfachung liegt unter 10 % und wird daher als vertretbar angesehen.
- Des Weiteren unterstellt die Gleichung eine konstante Gesteinstemperatur im betrachteten Gesteinsvolumen. Da die Temperatur in der Erdkruste tiefen- und ortsabhängig ist, ist dies nur für hinreichend kleine Volumina richtig. Der Wärmeinhalt eines großen Gebirgskomplexes müsste – bei einem hohen Genauigkeitsanspruch – durch Integration ermittelt werden. Ein solches Verfahren ist unter den Randbedingungen der Studie – auch unter Berücksichtigung der Datenlage – zu aufwändig. Daher wurden Temperaturklassen (Tab. 11) eingeführt. Auf Basis der mittleren Temperatur T_G wurden zur jeweiligen Temperaturklasse gehörende Teilvolumina des betrachteten Gebirgskomplexes (Reservoirs) bestimmt. Die einzeln berechneten Wärmeinhalte der Teilvolumina wurden anschließend summiert.

Tab. 11: Temperaturklassen für die Bestimmung des Wärmeinhalts

Temperaturklasse	*Temperaturintervall [°C]*	*mittlere Temperatur T_G [°C]*
I	100–130	115
II	130–160	145
III	160–190	175
IV	190–220	205
V	220–250	235

Quelle: Jung et al. 2002, S. 14

Da der Wärmeinhalt des Gesteins nicht vollständig genutzt werden kann, wird ein **Gewinnungsfaktor R (recovery factor)** eingeführt. Dieser repräsentiert das Verhältnis zwischen der gewinnbaren Wärmemenge und dem Wärmeinhalt und hängt von der Art der Nutzung und vom Erschließungskonzept (Fördertechnik) ab. Mit seiner Hilfe lässt sich die nutzbare Wärmemenge nach Gleichung (3) berechnen.

(3) $E_n = R \cdot E_{th}$

E_{th} Wärmeinhalt (heat in place) [J]
E_n nutzbare Wärmemenge [J]
R Gewinnungsfaktor (recovery factor) [ ]

Der Gewinnungsfaktor R setzt sich aus zwei Einzelfaktoren – dem Geometriefaktor R_G und dem Temperaturfaktor R_T – zusammen:

(4) $R = R_G \cdot R_T$

R Gewinnungsfaktor (recovery factor) [ ]
R_G Geometriefaktor [ ]
R_T Temperaturfaktor [ ]

Der **Temperaturfaktor R_T** trägt der Tatsache Rechnung, dass das Thermalwasser bei der praktischen Nutzung nicht auf die Temperatur der Erdoberfläche T_S abgekühlt wird, sondern nur auf die Injektions-Temperatur $T_{IN} \cdot T_{IN}$ ist von der Nutzungsart (reine Stromerzeugung, KWK ohne Wärmepumpe, KWK mit Wärmepumpe) abhängig (Tab. 12). Der Temperaturfaktor R_T errechnet sich durch Gleichung (5). Verwendete Zahlenwerte für den Temperaturfaktor R_T sind in Tabelle 12 aufgelistet.

(5) $R_T = (T_G - T_{IN})/(T_G - T_S)$

R_T Temperaturfaktor [ ]
T_G Temperatur des Gesteins [°C]
T_{IN} Injektionstemperatur [°C]
T_S Temperatur an der Erdoberfläche [°C]

Tab. 12: Werte des Temperaturfaktors R_T für die verschiedenen Temperaturklassen und Nutzungsarten

Temperatur-klasse	*Temperaturbereich [°C]*	*R_T Strom*[1)] *[%]*	*R_T KWK oW*[2)] *[%]*	*R_T KWK mW*[3)] *[%]*
I	100–130	43	62	81
II	130–160	56	70	85
III	160–190	64	76	88
IV	190–220	69	79	90
V	220–250	73	82	91

1) reine Stromerzeugung; 2) Kraft-Wärme-Kopplung ohne Wärmepumpe; 3) Kraft-Wärme-Kopplung mit Wärmepumpe

Quelle: Jung et al. 2002, S. 15

Der **Geometriefaktor R_G** berücksichtigt, dass nur ein Bruchteil des Reservoirvolumens bei der Nutzung ausgekühlt wird. Er kann näherungsweise empirisch oder unter Annahme bestimmter Modelle rechnerisch bestimmt werden. Seine Auswirkung auf das Endergebnis des technischen Potenzials ist signifikant. Damit stellt er eine der kritischen Einflussgrößen dar. Er lässt sich seinerseits wieder in zwei Einzelfaktoren aufspalten:

(6) $R_G = R_F \cdot R_M$

R_G Geometriefaktor [ ]
R_F Flächenfaktor [ ]
R_M Mächtigkeitsfaktor [ ]

Der **Flächenfaktor R_F** berücksichtigt, dass nur ein Teil Fläche (z.B. des Aquifers) ausgekühlt wird. Der **Mächtigkeitsfaktor R_M** berücksichtigt, dass auch in vertikaler Richtung der vorhandene Wärmeinhalt nicht vollständig entzogen werden kann. Beide Faktoren werden für die drei ausgewählten Reservoirtypen getrennt berechnet.

Das **technische Potenzial zur geothermischen Stromerzeugung** ergibt sich aus der nutzbaren Wärmemenge nach Gleichung (7):

(7) $E_{el} = \eta \cdot E_n$

η Wirkungsgrad bei der Stromerzeugung [ ]
E_{el} elektrische Energie [J]
E_n nutzbare Wärmemenge [J]

Der Wirkungsgrad η einer geothermischen Stromerzeugung ist wegen des relativ niedrigen Temperaturniveaus gering. Er hängt von der Wandlungstechnik und von der Temperatur ab (vgl. auch Kap. III). Zu unterscheiden ist zwischen Brutto- (ohne Eigenverbrauch) und Nettowirkungsgraden (mit Eigenbedarf). Verwendet werden Brutto-Wirkungsgrade.

Besonderheiten bei Heißwasser-Aquiferen

Heißwasser-Aquifere sind geringmächtige Schichten. Ihre Tiefenlage im regionalen Maßstab ist infolge von Faltungen, Beckenbildung oder Bruchschollentektonik sehr unterschiedlich. In der Regel ist die Tiefenlage kartiert (Top oder Basis). Zur Berechnung des Wärmeinhalts von Heißwasser-Aquiferen wurde die GAA-Temperaturdatenbank verwendet. Die entsprechenden Flächen sowie deren Nettomächtigkeit (aufsummierte Gesamtmächtigkeit der durchlässigen Schichten innerhalb der stratigraphischen Einheit) wurden ermittelt. Bei großen regionalen Unterschieden der Nettomächtigkeit wurden Teilflächen mit jeweils konstanter durchschnittlicher Nettomächtigkeit innerhalb der Gesamtflächen abgegrenzt. Bei Verwendung der Nettomächtigkeit gilt für den Mächtigkeitsfaktor $R_M = 1$ (100 %). Für die Wärmegewinnung mittels Bohrlochdubletten aus einem Aquifer wird $R_F = 0{,}33$ (33%) (Lavigne 1976) verwendet (unter Berücksichtigung eines theoretischen Auskühlungsmodells).

Da dem ganzen Verfahren die Temperaturen am Top der stratigraphischen Einheit zugrunde liegen, werden die Aquifertemperaturen tendenziell leicht unterschätzt.

Besonderheiten bei Störungen

Störungszonen verlaufen meist steil bis vertikal und weisen i.A. eine gewisse Mächtigkeit auf. Da diese meist gering und im Grenzfall annähernd Null ist, werden sie hier als Flächen behandelt. Flächen haben selbst keinen Wärmeinhalt, können, wenn sie für die Nutzung durchströmt werden, aber Wärme aus ihrer Umgebung entziehen. Für die Berechnung der Auskühlungstiefe wird von folgender Gleichung ausgegangen (Nathenson 1975):

(8) $d/2 = 3 \cdot (\kappa_G \cdot t)^{1/2}$

$d/2$ Auskühlungstiefe [m], Abstand von der Fläche, bis zu der eine Auskühlung gerade noch fühlbar ist
κ_G Temperaturleitfähigkeit [m^2/s]
t Zeit [s]

Für eine für die meisten Gesteine typische Temperaturleitfähigkeit κ_G von 10^{-6} m^2/s beträgt die Auskühlungstiefe d/2 nach 100 Jahren Nutzungsdauer rund 170 m. Die Gesamtdicke der von der Fläche thermisch beeinflussten Schicht beträgt damit $d \cong 340$ m. Ausgehend von Gleichung (2) ergibt sich daher für den Wärmeinhalt der Störungszone:

(9) $E_{th} = c_G \cdot \rho_G \cdot L \cdot h \cdot d \cdot (T_G - T_S)$

E_{th} Wärmeinhalt (heat in place) [J]
c_G spezifische Wärmekapazität des Gesteins [J/kg K]
ρ_G Dichte des Gesteins [kg/m^3]
L Länge der Störungszone [m]
h Höhe der Störungszone [m]
d Auskühlungstiefe [m]

Der Bestimmung des Mächtigkeitsfaktors R_M von Störungen liegt die analytische Auswertung eines Erschließungskonzeptes von Bodvarsson (1975), Muffler/ Cataldi (1978), Nathenson (1975) zugrunde. Dabei wird unterstellt, dass die Produktionsbedingungen optimal sind.

Besonderheiten bei kristallinem Gestein

Die kristallinen Gesteinsformationen haben große Mächtigkeit und erstrecken sich daher meist über mehrere Temperaturklassen. Der Wärmeinhalt wurde nach Gleichung (10) berechnet.

(10) $E_{th} = c_g \cdot \rho_g \cdot F_i \cdot h_i \cdot (T_{Gi} - T_S)$

E_{th} Wärmeinhalt (heat in place) [J]
c_G spezifische Wärmekapazität des Gesteins [J/kg K]
ρ_G Dichte des Gesteins [kg/m^3]
F_i Fläche in der jeweiligen Temperaturklasse [m^2]
h_i Höhe der Schicht in der jeweiligen Temperaturklasse [m]
T_{Gi} Gesteinstemperatur der jeweiligen Temperaturklasse [°C]

Der Gewinnungsfaktor basiert auf einem theoretischen Erschließungskonzept, in welchem in Abständen von jeweils 340 m parallele künstliche Rissflächen

im Kristallingestein geschaffen und diese für jeweils 25 Jahre genutzt werden. Das Erschließungskonzept entspricht einer Aneinanderreihung des Modells für Störungen. Nimmt man wie bei den Störungen an, dass die Rissflächen punktförmig von den Bohrungen durchörtet werden und sich daher ein Dipolströmungsfeld in den Rissflächen ausbildet, können dieselben Gewinnungsfaktoren wie bei den Störungen verwendet werden.

Zusammenstellung der Gewinnungsfaktoren für alle drei Reservoirtypen

Die Werte für den Gewinnungsfaktor beruhen auf relativ einfachen theoretischen Modellen mit realistischen Annahmen. Dennoch können sich in der Praxis zusätzliche Einschränkungen ergeben, die den Gewinnungsfaktor weiter (erheblich) reduzieren. So werden z.B. die Heißwasser-Aquifere an vielen Lokationen die geforderte Mindest-Transmissibilität vermutlich nicht erreichen. Ähnliches gilt möglicherweise auch für Störungszonen, über deren Durchlässigkeit zurzeit relativ wenig bekannt ist. Bei den kristallinen Gesteinen ist unterstellt, dass sich die noch im FuE-Stadium befindliche HDR-Technik, mit der bisher nur im Oberrheingraben der als Minimum angesetzte Wert von 50 m^3/h deutlich überschritten wurde, flächendeckend im gesamten Kristallingebiet angewendet werden kann. Die mit den Gewinnungsfaktoren aus Tabelle 13 ermittelten technischen Potenziale sind deshalb als obere Grenzwerte zu verstehen.

Tab. 13: Gewinnungsfaktor R und Wirkungsgrad η für die drei Reservoirtypen und Temperaturklassen in [%]

	Heißwasser-Aquifere			*Störungen*			*kristalline Gesteine*			η
	R			*R*			*R*			
Temp.-Kl. [°C]	*Strom*	*KWK oW*	*KWK mW*	*Strom*	*KWK oW*	*KWK mW*	*Strom*	*KWK oW*	*KWK mW*	
100–130	14	20	27	2,4	2,9	3,2	2,4	2,9	3,2	10,3
130–160	18	23	28	4,0	4,9	5,3	4,0	4,9	5,3	11,7
160–190	21	25	29	4,6	5,5	6,4	4,6	5,5	6,4	12,6
190–220				5,0	5,8	6,5	5,0	5,8	6,5	13,1
220–250							5,3	6,0	6,6	13,5

oW = ohne Wärmepumpe, mW = mit Wärmepumpe, Brutto-Wirkungsgrad (ohne Abzug des Eigenbedarfes)

Quelle: Jung et al. 2002, S. 22

1.3 Methodisches Vorgehen zur Abschätzung des technischen Potenzials – Berechnungsmethode B

Die Berechnungsmethode B (Jung et al. 2002) wird nur eingesetzt für das Süddeutsche Molassebecken. Die gesamte geothermische Ressource H_{th} (analog heat in place bei Berechnungsmethode A) wird durch Aufsummieren der je Dublette gewinnbaren (Wärme-)Energie über die Fläche mit Temperaturen über 100°C ermittelt. Dadurch ergeben sich Isolinien mit einem definierten Abstand zueinander. Näherungsweise gilt:

(11) $H_{th} = ½ \sum F_i \cdot R_i$

H_{th} Wärmeinhalt [J]
F_i Flächeninhalt zwischen den Ressourcen-Isolinien [km^2],
R_i Mittelwert der Ressourcen (theoretisch gewinnbare Energie je Dublette) [10^{15} J/km^2]

Der Faktor ½ ergibt sich aus der Tatsache, dass die geothermische Ressource pro Dublette mit einem Bohrpunktabstand von 1 km, d.h. für eine Fläche von 2 km^2, angegeben wird.

Zusätzlich muss berücksichtigt werden, dass für die Verstromung eine minimale Rücklauftemperatur von 70°C angesetzt werden muss, während bei der Wärmegewinnung eine Injektionstemperatur von 15°C angenommen wurde. Damit reduziert sich das Potenzial um den Temperaturfaktor

$$R_T = (T\text{-}70°C)/(T\text{-}15°C).$$

Setzt man die Extraktionstemperatur T mit dem Durchschnittswert 115°C an, so ergibt sich R_T mit 0,45.

Die geothermische Ressource des Malm für die Stromerzeugung H_{el} ergibt sich durch Berücksichtigung des Wirkungsgrades η, der für den Temperaturbereich von 100–130°C mit 10% angegeben wird:

(12) $H_{el} = R_T \cdot \eta \cdot H_{th}$

H_{el} elektrische Energie [J]
R_T Temperaturfaktor [ ]
η Wirkungsgrad [ ]
H_{th} Wärmeinhalt [J]

1.4 Einzeldaten des technischen Potenzials der Heißwasser-Aquifere im Norddeutschen Becken (sedimentäres Rotliegend)

Temperatur-klasse [°C]	durch-schnittl. Nettomäch-tigkeit	Fläche [km²]	Wärmekapazität [J/kg*K]	Dichte [kg/m³]	thermische Energie (heat in place) [J]
100–130	20	15.620	840	2.600	7,2 E+19
100–130	50	1.730	840	2.600	2,0 E+19
130–160	20	31.400	840	2.600	1,9 E+20
130–160	50	4.350	840	2.600	4,6 E+19
160–190	20	2.370	840	2.600	1,7 E+19
				Gesamtwärmeenergie [J]	**3,4 E+20**
				Gesamtwärmeenergie [GWa]	**1,1 E+04**

Maximal gewinnbare Energie (nur Stromerzeugung)

Temperatur-klassen [°C]	durch-schnittl. Nettomäch-tigkeit	Gewin-nungs-faktor [%]	zur Stromerzeugung nutzbare thermische Energie [J]	Wirkungsgrad Stromerzeugung [%]	elektrische Energie [J]
100–130	20	14	1,0 E+19	10,3	1,0 E+18
100–130	50	14	2,8 E+18	10,3	2,9 E+17
130–160	20	18	3,4 E+19	11,7	4,0 E+18
130–160	50	18	8,5 E+18	11,7	1,0 E+18
160–190	20	21	3,6 E+18	12,6	4,5 E+17
		Gesamtenergie [J]	**5,9 E+19**		**6,8 E+18**
		Gesamtenergie [GWa]	**1,9 E+03**		**2,1 E+02**

Maximal gewinnbare Energie (Kraft-Wärme-Kopplung ohne Wärmepumpen)

Temperatur-klassen [°C]	durch-schnittl. Nettomäch-tigkeit [m]	Gewin-nungs-faktor [%]	max. gewinnbare thermische Energie [J]	elektrische Energie [J]	Wärme-anteil [J]
100–130	20	20	1,5 E+19	1,0 E+18	4,5 E+18
100–130	50	20	4,1 E+18	2,9 E+17	1,2 E+18
130–160	20	23	4,3 E+19	4,0 E+18	9,1 E+18
130–160	50	23	1,1 E+19	1,0 E+18	2,3 E+18
160–190	20	25	4,3 E+18	4,5 E+17	6,8 E+17
		Gesamtenergie [J]	**7,7 E+19**	**6,8 E+18**	**1,8 E+19**
		Gesamtenergie [GWa]	**2,4 E+03**	**2,1 E+02**	**5,6 E+02**

Maximal gewinnbare Energie (Kraft-Wärme-Kopplung mit Wärmepumpen)

Temperatur-klassen [°C]	durch-schnittl. Nettomäch-tigkeit [m]	Gewin-nungs-faktor [%]	max. gewinnbare thermische Energie [J]	elektrische Energie [J]	Wärme-anteil [J]
100–130	20	27	1,9 E+19	1,0 E+18	9,0 E+18
100–130	50	27	5,3 E+18	2,9 E+17	2,5 E+18
130–160	20	28	5,2 E+19	4,0 E+18	1,8 E+19
130–160	50	28	1,3 E+19	1,0 E+18	4,5 E+18
160–190	20	29	5,0 E+18	4,5 E+17	1,4 E+18
		Gesamtenergie [J]	**9,4 E+19**	**6,8 E+18**	**3,6 E+19**
		Gesamtenergie [GWa]	**3,0 E+03**	**2,1 E+02**	**1,1 E+03**

Quelle: Jung et al. 2002. Der auf Störungszonen entfallende Anteil wurde nicht abgezogen, da er nur wenige Prozent ausmacht.

1.5 Einzeldaten des technischen Potenzials der Heißwasser-Aquifere im Oberrheingraben (Oberer Muschelkalk)

Temperatur-klasse [°C]	Fläche [km²]	Wärmekapazität [J/kg*K]	Dichte [kg/m³]	thermische Energie (heat in place) [J]
100–130	1.100	840	2.600	4,1 E+18
130–160	1.100	840	2.600	5,7 E+18
160–190	360	840	2.600	2,2 E+18
		Gesamtwärmeenergie [J]		**1,2 E+19**
		Gesamtwärmeenergie [GWa]		**3,8 E+02**

Maximal gewinnbare Energie (nur Stromerzeugung)

Temperatur-klassen [°C]	Gewin-nungs-faktor [%]	zur Stromerzeugung nutzbare therm. Energie [J]	Wirkungsgrad Stromerzeugung [%]	elektrische Energie [J]
100–130	14	5,8 E+17	10,3	5,9 E+16
130–160	18	1,0 E+18	11,7	1,2 E+17
160–190	21	4,6 E+17	12,6	5,8 E+16
Gesamtenergie [J]		**2,1 E+18**		**2,4 E+17**
Gesamtenergie [GWa]		**6,6 E+01**		**7,6**

Maximal gewinnbare Energie (Kraft-Wärme-Kopplung ohne Wärmepumpen)

Temperatur-klassen [°C]	Gewin-nungs-faktor [%]	max. gewinnbare thermische Energie [J]	elektrische Energie [J]	Wärme-anteil [J]
100–130	20	8,3 E+17	5,9 E+16	2,6 E+17
130–160	23	1,3 E+18	1,2 E+17	2,8 E+17
160–190	25	5,5 E+17	5,8 E+16	8,7 E+16
Gesamtenergie [J]		**2,7 E+18**	**2,4 E+17**	**6,2 E+17**
Gesamtenergie [GWa]		**8,6 E+01**	**7,6**	**2,0 E+01**

Maximal gewinnbare Energie (Kraft-Wärme-Kopplung mit Wärmepumpen)

Temperatur-klassen [°C]	Gewin-nungs-faktor [%]	max. gewinnbare thermische Energie [J]	elektrische Energie [J]	Wärme-anteil [J]
100–130	27	1,1 E+18	5,9 E+16	5,1 E+17
130–160	28	1,6 E+18	1,2 E+17	5,6 E+17
160–190	29	6,3 E+17	5,8 E+16	1,8 E+17
Gesamtenergie [J]		**3,3 E+18**	**2,4 E+17**	**1,2 E+18**
Gesamtenergie [GWa]		**1,1 E+02**	**7,6**	**4,0 E+01**

Quelle: Jung et al. 2002. Der auf Störungszonen entfallende Anteil wurde nicht abgezogen, da er nur wenige Prozent ausmacht.

1.6 Einzeldaten des technischen Potenzials der Heißwasser-Aquifere im Oberrheingraben (Buntsandstein)

Temperatur-klasse [°C]	Fläche [km²]	Wärmekapazität [J/kg*K]	Dichte [kg/m³]	thermische Energie (heat in place) [J]
100–130	1.100	840	2.600	2,3 E+19
130–160	1.550	840	2.600	4,2 E+19
160–190	560	840	2.600	2,2 E+19
			Gesamtwärmeenergie [J]	**8,7 E+19**
			Gesamtwärmeenergie [GWa]	**2,8 E+03**

Maximal gewinnbare Energie (nur Stromerzeugung)

Temperatur-klassen [°C]	Gewin-nungs-faktor [%]	zur Stromerzeugung nutzbare therm. Energie [J]	Wirkungsgrad Stromerzeugung [%]	elektrische Energie [J]
100–130	14	3,2 E+18	10,3	3,3 E+17
130–160	18	7,6 E+18	11,7	8,9 E+17
160–190	21	4,7 E+18	12,6	5,9 E+17
Gesamtenergie [J]		**1,6 E+19**		**1,8 E+18**
Gesamtenergie [GWa]		**4,9 E+02**		**5,8 E+01**

Maximal gewinnbare Energie (Kraft-Wärme-Kopplung ohne Wärmepumpen)

Temperatur-klassen [°C]	Gewin-nungs-faktor [%]	max. gewinnbare thermische Energie [J]	elektrische Energie [J]	Wärme-anteil [J]
100–130	20	4,6E+18	3,3 E+17	1,4 E+18
130–160	23	9,7 E+18	8,9 E+17	2,0 E+18
160–190	25	5,6 E+18	5,9 E+17	8,9 E+17
Gesamtenergie [J]		**2,0 E+19**	**1,8 E+18**	**4,4 E+18**
Gesamtenergie [GWa]		**6,3 E+02**	**5,8 E+01**	**1,4 E+02**

Maximal gewinnbare Energie (Kraft-Wärme-Kopplung mit Wärmepumpen)

Temperatur-klassen [°C]	Gewin-nungs-faktor [%]	max. gewinnbare thermische Energie [J]	elektrische Energie [J]	Wärme-anteil [J]
100–130	0,27	6,1 E+18	3,3 E+17	2,9 E+18
130–160	0,28	1,2 E+19	8,9 E+17	4,1 E+18
160–190	0,29	6,4 E+18	5,9 E+17	1,8 E+18
Gesamtenergie [J]		**2,4 E+19**	**1,8 E+18**	**8,7 E+18**
Gesamtenergie [GWa]		**7,7 E+02**	**5,8 E+01**	**2,8 E+02**

Quelle: Jung et al. 2002. Der auf Störungszonen entfallende Anteil wurde nicht abgezogen, da er nur wenige Prozent ausmacht.

1.7 Einzeldaten des technischen Potenzials der Heißwasser-Aquifere im Süddeutschen Molassebecken (Malm inkl. zweier kleiner Aquifere)

Maximal gewinnbare Energie (nur Stromerzeugung)

	Temperatur-klassen [°C]	Fläche [km²]	zur Stromerzeugung nutzbare thermische Energie [J]	Wirkungsgrad Stromerzeugung [%]	elektrische Energie [J]
Malm	100–130	2.320	5,0 E+18	10	0,5 E+18
Muschel-kalk	100–130	196	0,03 E+18	10	0,003 E+18
Unterkreide	100–130	1.264	0,7 E+18	10	0,07 E+18
Gesamtenergie [J]			**5,7 E+18**		**0,6 E+18**
Gesamtenergie [GWa]			**1,8 E+02**		**0,19 E+02**

Maximal gewinnbare Energie (Kraft-Wärme-Kopplung ohne Wärmepumpen)

	Temperatur-klassen [°C]	max. gewinnbare thermische Energie [J]	elektrische Energie [J]	Wärme-anteil [J]
Malm	100–130	7,1 E+18	0,5 E+18	2,2 E+18
Muschelkalk	100–130	0,04 E+18	0,003 E+18	0,01 E+18
Unterkreide	100–130	1,0 E+18	0,07 E+18	0,3 E+18
Gesamtenergie [J]		**8,1 E+18**	**0,6 E+18**	**2,5 E+18**
Gesamtenergie [GWa]		**2,6 E+02**	**0,19 E+02**	**0,79 E+02**

Maximal gewinnbare Energie (Kraft-Wärme-Kopplung mit Wärmepumpen)

	Temperatur-klassen [°C]	max. gewinnbare thermische Energie [J]	elektrische Energie [J]	Wärme-anteil [J]
Malm	100–130	9,6 E+18	0,5 E+18	4,5 E+18
Muschelkalk	100–130	0,06 E+18	0,003 E+18	0,03 E+18
Unterkreide	100–130	1,4 E+18	0,07 E+18	0,6 E+18
Gesamtenergie [J]		**11,1 E+18**	**0,6 E+18**	**5,1 E+18**
Gesamtenergie [GWa]		**3,5 E+02**	**0,19 E+02**	**1,7E+02**

Quelle: Jung et al. 2002. Der auf Störungszonen entfallende Anteil wurde nicht abgezogen, da er nur wenige Prozent ausmacht.

1.8 Einzeldaten des technischen Potenzials der Störungen

Temperatur-klasse [°C]	Teufen-intervall [km]	Länge [km]	Wärmekapazität [J/kg*K]	Dichte [Kg/m³]	thermische Energie (heat in place) [J]
100–130	3–4	19.600	840	2.600	1,5 E+21
130–160	4–5	19.600	840	2.600	2,0 E+21
160–190	5–6	19.600	840	2.600	2,4 E+21
190–220	6–7	19.600	840	2.600	2,8 E+21
				Gesamtwärmeenergie [J]	**8,7 E+21**
				Gesamtwärmeenergie [GWa]	**2,8 E+05**

Maximal gewinnbare Energie (nur Stromerzeugung)

Temperatur-klasse [°C]	Teufen-intervall [km]	Recovery-factor [%]	zur Stromerzeugung nutzbare thermische Energie [J]	Wirkungsgrad Stromerzeugung [%]	elektrische Energie [J]
100–130	3–4	2,4	3,6 E+19	10,3	3,8 E+18
130–160	4–5	4,0	7,9 E+19	11,7	9,8 E+18
160–190	5–6	4,6	1,1 E+20	12,6	1,4 E+19
190–220	6–7	5,0	1,4 E+20	13,1	1,9 E+19
		Gesamtenergie [J]	**3,7 E+20**		**4,5 E+19**
		Gesamtenergie [GWa]	**1,2 E+04**		**1,4 E+03**

Maximal gewinnbare Energie (Kraft-Wärme-Kopplung ohne Wärmepumpen)

Temperatur-klasse [°C]	Teufen-intervall [km]	Recovery-factor [%]	max. gewinnbare thermische Energie [J]	Strom-anteil [J]	Wärme-anteil [J]
100–130	3–4	2,9	4,3 E+19	3,8 E+18	6,9 E+18
130–160	4–5	4,9	9,5 E+19	9,8 E+18	1,6 E+19
160–190	5–6	5,5	1,3 E+20	1,4 E+19	2,1 E+19
190–220	6–7	5,8	1,6 E+20	1,9 E+19	2,1 E+19
		Gesamtenergie [J]	**4,3 E+20**	**4,5 E+19**	**6,5 E+19**
		Gesamtenergie [GWa]	**1,4 E+04**	**1,4 E+03**	**2,1 E+03**

Maximal gewinnbare Energie (Kraft-Wärme-Kopplung mit Wärmepumpen)

Temperatur-klasse [°C]	Teufen-intervall [km]	Recovery-factor [%]	max. gewinnbare thermische Energie [J]	Strom-anteil [J]	Wärme-anteil [J]
100–130	3–4	3,2	4,9 E+19	3,8 E+18	1,2 E+19
130–160	4–5	5,3	1,0 E+20	9,8 E+18	2,5 E+19
160–190	5–6	6,4	1,51 E+20	1,4 E+19	4,2 E+19
190–220	6–7	6,5	1,8 E+20	1,9 E+19	4,2 E+19
		Gesamtenergie [J]	**4,9 E+20**	**4,5 E+19**	**1,2 E+20**
		Gesamtenergie [GWa]	**1,6 E+04**	**1,4 E+03**	**3,9 E+03**

Quelle: Jung et al. 2002

1.9 Einzeldaten des technischen Potenzials der kristallinen Gesteine (Rotliegend-Vulkanite) des Norddeutschen Beckens

Temperatur-klasse [°C]	Fläche [km²]	Wärmekapazität [J/kg*K]	Dichte [Kg/m³]	thermische Energie (heat in place) [J]
100–130	18.560	840	2.600	2,7 E+21
130–160	25.250	840	2.600	4,2 E+21
160–190	24.550	840	2.600	4,7 E+21
190–220	10.000	840	2.600	5,2 E+20
Gesamtwärmeenergie [J]				**1,3 E+22**
Gesamtwärmeenergie [GWa]				**4,3 E+05**

Maximal gewinnbare Energie (nur Stromerzeugung)

Temperatur-klasse [°C]	Recovery-factor [%]	zur Stromerzeugung nutzbare therm. Energie [J]	Wirkungsgrad Stromerzeugung [%]	elektrische Energie [J]
100–130	2,4	6,6 E+19	10,3	6,8 E+18
130–160	4,0	1,7 E+20	11,7	2,0 E+19
160–190	4,6	2,2 E+20	12,6	2,7 E+19
190–220	5,0	9,3 E+19	13,1	1,2 E+19
Gesamtenergie [J]		**5,4 E+20**		**6,6 E+19**
Gesamtenergie [GWa]		**1,7 E+04**		**2,1 E+03**

Maximal gewinnbare Energie (Kraft-Wärme-Kopplung ohne Wärmepumpen)

Temperatur-klasse [°C]	Recovery-factor [%]	max. gewinnbare thermische Energie [J]	Strom-anteil [J]	Wärme-anteil [J]
100–130	2,9	7,9 E+19	6,8 E+18	1,3 E+19
130–160	4,9	2,0 E+20	2,0 E+19	3,5 E+19
160–190	5,5	2,6 E+20	2,7 E+19	4,1 E+19
190–220	5,8	1,1 E+20	1,2 E+19	1,4 E+19
Gesamtenergie [J]		**6,5 E+20**	**6,6 E+19**	**1,0 E+20**
Gesamtenergie [GWa]		**2,1 E+04**	**2,1 E+03**	**3,3 E+03**

Maximal gewinnbare Energie (Kraft-Wärme-Kopplung mit Wärmepumpen)

Temperatur-klasse [°C]	Recovery-factor [%]	max. gewinnbare thermische Energie [J]	Strom-anteil [J]	Wärme-anteil [J]
100–130	3,2	8,8 E+19	6,8 E+19	2,2 E+19
130–160	5,3	2,2 E+20	2,0 E+20	5,5 E+19
160–190	6,4	3,0 E+20	2,7 E+20	8,2 E+19
190–220	6,5	1,2 E+20	1,2 E+19	2,8 E+19
Gesamtenergie [J]		**7,3 E+20**	**6,6 E+20**	**1,9 E+20**
Gesamtenergie [GWa]		**2,3 E+04**	**2,1 E+04**	**3,85 E+03**

Quelle: Jung et al. 2002, S. 66. Der auf Störungszonen entfallende Anteil wurde nicht abgezogen, da er nur wenige Prozent ausmacht.

1.10 Einzeldaten des technischen Potenzials der kristallinen Gesteine im Oberrheingraben

Temperatur-klasse [°C]	Teufen-intervall [km]	Fläche [km²]	Wärmekapazität [J/kg*K]	Dichte [Kg/m³]	thermische Energie (heat in place) [J]
130–160	3–4	6.300	840	2.600	1,9 E+21
160–190	4–5	6.300	840	2.600	2,3 E+21
190–220	5–6	6.300	840	2.600	2,7 E+21
220–250	6–7	6.300	840	2.600	3,1 E+21
				Gesamtwärmeenergie [J]	**9,9 E+21**
				Gesamtwärmeenergie [GWa]	**3,1 E+05**

Maximal gewinnbare Energie (nur Stromerzeugung)

Temperatur-klasse [°C]	Teufen-intervall [km]	Recovery-factor [%]	zur Stromerzeugung nutzbare thermische Energie [J]	Wirkungsgrad Stromerzeugung [%]	elektrische Energie [J]
130–160	3–4	4,0	7,5 E+19	11,7	8,8 E+18
160–190	4–5	4,6	1,1 E+20	12,6	1,3 E+19
190–220	5–6	5,0	1,4 E+20	13,1	1,8 E+19
220–250	6–7	5,3	1,7 E+20	13,5	2,2 E+19
		Gesamtenergie [J]	**4,8 E+20**		**6,2 E+19**
		Gesamtenergie [GWa]	**1,5 E+04**		**2,0 E+03**

Maximal gewinnbare Energie (Kraft-Wärme-Kopplung ohne Wärmepumpen)

Temperatur-klasse [°C]	Teufen-intervall [km]	Recovery-factor [%]	max. gewinnbare thermische Energie [J]	Strom-anteil [J]	Wärme-anteil [J]
130–160	3–4	4,9	9,1 E+19	8,8 E+18	1,6 E+19
160–190	4–5	5,5	1,3 E+20	1,3 E+19	2,0 E+19
190–220	5–6	5,8	1,6 E+20	1,8 E+19	2,0 E+19
220–250	6–7	6,0	1,9 E+20	2,2 E+19	2,0 E+19
		Gesamtenergie [J]	**5,6 E+20**	**6,2 E+19**	**7,6 E+19**
		Gesamtenergie [GWa]	**1,8 E+04**	**2,0 E+03**	**2,4 E+03**

Maximal gewinnbare Energie (Kraft-Wärme-Kopplung mit Wärmepumpen)

Temperatur-klasse [°C]	Teufen-intervall [km]	Recovery-factor [%]	max. gewinnbare thermische Energie [J]	Strom-anteil [J]	Wärme-anteil [J]
130–160	3–4	5,3	9,9 E+19	8,8 E+18	2,4 E+19
160–190	4–5	6,4	1,5 E+20	1,3 E+19	4,0 E+19
190–220	5–6	6,5	1,8 E+20	1,8 E+19	4,0 E+19
220–250	6–7	6,6	2,1 E+20	2,2 E+19	4,0 E+19
		Gesamtenergie [J]	**6,2 E+20**	**6,2 E+19**	**1,4 E+20**
		Gesamtenergie [GWa]	**2,0 E+04**	**2,0 E+03**	**4,6 E+03**

Quelle: Jung et al. 2002, S. 69. Der auf Störungszonen entfallende Anteil wurde nicht abgezogen, da er nur wenige Prozent ausmacht.

1.11 Einzeldaten des technischen Potenzials für das mittel- und süddeutsche Kristallingebiet

Temperatur-klasse [°C]	Teufen-intervall [km]	Fläche [km²]	Wärmekapazität [J/kg*K]	Dichte [Kg/m³]	thermische Energie (heat in place) [J]
100–130	3–4	137.000	840	2.600	3,1 E+22
130–160	4–5	137.000	840	2.600	4,0 E+22
160–190	5–6	137.000	840	2.600	4,9 E+22
190–220	6–7	137.000	840	2.600	5,8 E+22
				Gesamtwärmeenergie [J]	**1,8 E+23**
				Gesamtwärmeenergie [GWa]	**5,7 E+06**

Maximal gewinnbare Energie (nur Stromerzeugung)

Temperatur-klasse [°C]	Teufen-intervall [km]	Recovery-factor [%]	zur Stromerzeugung nutzbare therm. Energie [J]	Wirkungsgrad Stromerzeugung [%]	elektrische Energie [J]
100–130	3–4	2,4	7,6 E+20	10,3	7,8 E+19
130–160	4–5	4,0	1,6 E+21	11,7	1,9 E+20
160–190	5–6	4,6	2,3 E+21	12,6	2,9 E+20
190–220	6–7	5,0	2,9 E+21	13,1	3,8 E+20
		Gesamtenergie [J]	**7,6 E+21**		**9,4 E+20**
		Gesamtenergie [GWa]	**2,4 E+05**		**3,0 E+04**

Maximal gewinnbare Energie (Kraft-Wärme-Kopplung ohne Wärmepumpen)

Temperatur-klasse [°C]	Teufen-intervall [km]	Recovery-factor [%]	max. gewinnbare thermische Energie [J]	Strom-anteil [J]	Wärme-anteil [J]
100–130	3–4	2,9	9,0 E+20	7,8 E+19	1,4 E+20
130–160	4–5	4,9	2,0 E+21	1,9 E+20	3,4 E+20
160–190	5–6	5,5	2,7 E+21	2,9 E+20	4,3 E+20
190–220	6–7	5,8	3,4 E+21	3,8 E+20	4,3 E+20
		Gesamtenergie [J]	**9,0 E+21**	**9,4 E+20**	**1,4 E+21**
		Gesamtenergie [GWa]	**2,8 E+05**	**3,0 E+04**	**4,3 E+04**

Maximal gewinnbare Energie (Kraft-Wärme-Kopplung mit Wärmepumpen)

Temperatur-klasse [°C]	Teufen-intervall [km]	Recovery-factor [%]	max. gewinnbare thermische Energie [J]	Strom-anteil [J]	Wärme-anteil [J]
100–130	3–4	3,2	1,0 E+21	7,8 E+19	2,5 E+20
130–160	4–5	5,3	2,2 E+21	1,9 E+20	5,3 E+20
160–190	5–6	6,4	3,2 E+21	2,9 E+20	8,7 E+20
190–220	6–7	6,5	3,8 E+21	3,8 E+20	8,7 E+20
		Gesamtenergie [J]	**1,0 E+22**	**9,4 E+20**	**2,5 E+21**
		Gesamtenergie [GWa]	**3,2 E+05**	**3,0 E+04**	**8,0 E+04**

Quelle: Jung et al. 2002, S. 73. Der auf Störungszonen entfallende Anteil wurde nicht abgezogen, da er nur wenige Prozent ausmacht.

2. Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Zugrunde gelegte Eckwerte für die geothermische Stromversorgung 22
Tab. 2: Strom- und Wärmepotenzial der Heißwasser-Aquifere in Deutschand 35
Tab. 3: Strom- und (Nutz-)Wärmepotenzial der kristallinen Gesteine in Deutschland 42
Tab. 4: Zusammenstellung des technischen Potenzials zur geothermischen Strom- und Wärmeproduktion 48
Tab. 5: Zusammenstellung der Abschätzungen für technische Angebots- und Nachfrage-Potenziale geothermischer Stromerzeugung 54
Tab. 6: Vergleich technischer Kenngrößen regenerativer Optionen zur Stromerzeugung 69
Tab. 7: Vergleich der zeitlichen Charakteristika des Dargebotes regenerativer Optionen zur Stromerzeugung 71
Tab. 8: Spezifizierung der ausgewählten Referenztechniken 77
Tab. 9: Zusammenstellung der bilanzierten Umweltwirkungen 82
Tab. 10: Abschätzungen der (spezifischen) Kosten und Emissionen für den Fall einer geothermischen Stromerzeugung in Höhe von 5 % der Bruttostromerzeugung Deutschlands zur Substitution von Grundlaststrom aus Braunkohlekraftwerken 91
Tab. 11: Temperaturklassen für die Bestimmung des Wärmeinhalts 107
Tab. 12: Werte des Temperaturfaktors R_T für die verschiedenen Temperaturklassen und Nutzungsarten 108
Tab. 13: Gewinnungsfaktor R und Wirkungsgrad η für die drei Reservoirtypen und Temperaturklassen in [%] 111

3. Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Tiefenbereich, der für die geothermische Stromerzeugung derzeit in Frage kommt 18
Abb. 2: Temperaturverteilung im Untergrund (ca. 3.000 m) in Deutschland 20
Abb. 3: Temperaturverteilung im Untergrund (ca. 5.000 m) in Deutschland 21
Abb. 4: Übersichtskarte zur Lage des Norddeutschen Beckens 26
Abb. 5: Verteilung der Temperaturklassen am Top des sedimentären Rotliegend im Norddeutschen Becken 27

Abb. 6: Technisches Potenzial zur Bereitstellung elektrischer und thermischer Energie der Rotliegend-Sandsteine im Norddeutschen Becken für unterschiedliche Betriebsarten 28
Abb. 7: Verteilung der Temperaturklassen am Top des Muschelkalks im nördlichen Oberrheingraben 30
Abb. 8: Technisches Potenzial zur Bereitstellung elektrischer und thermischer Energie im Muschelkalk im Oberrheingraben für unterschiedliche Betriebsarten 31
Abb. 9: Technisches Potenzial zur Bereitstellung elektrischer und thermischer Energie im Buntsandstein im Oberrheingraben für unterschiedliche Betriebsarten 32
Abb. 10: Geothermische Ressourcen des Malm im Zentralbereich des süddeutschen Molassebeckens 34
Abb. 11: Gebiete mit Kristallingestein für die geothermische Stromerzeugung 37
Abb. 12: Technisches Potenzial zur Bereitstellung elektrischer und thermischer Energie im Norddeutschen Becken (Rotliegend-Vulkanite) für unterschiedliche Betriebsarten 38
Abb. 13: Technisches Potenzial zur Bereitstellung elektrischer und thermischer Energie im Oberrheingraben für unterschiedliche Betriebsarten 40
Abb. 14: Technisches Potenzial zur Bereitstellung elektrischer und thermischer Energie im mittel- und süddeutschen Kristallingebiet für unterschiedliche Betriebsarten 41
Abb. 15: Karte der Tiefenstörungen in Deutschland 44
Abb. 16: Technisches Potenzial der Störungszonen zur Bereitstellung elektrischer und thermischer Energie für unterschiedliche Betriebsarten 45
Abb. 17: Anteil der drei Reservoirtypen am technischen Potenzial geothermischer Stromerzeugung 46
Abb. 18: Zusammenstellung der Verteilung des technischen Potenzials zur Stromerzeugung (ohne KWK-Betrieb) aller betrachteten Reservoire nach Temperaturklassen 47
Abb.19: Bohrungsdublette (1x Vertikalbohrung, 1x Richtbohrung) zum Aufschluss geothermischer Horizonte 59
Abb. 20: Cased-Hole-Komplettierung einer Bohrung 61
Abb. 21: Vereinfachtes Schema einer ORC-Anlage 66
Abb. 22: Wirkungsgrade von ORC-Systemen 67

Abb. 23: Entwicklungsstand einzelner Systemkomponenten geothermischer Kraft- bzw. Heizkraftwerke 72
Abb. 24: Gestehungskosten einer Stromerzeugung aus regenerativen Energien, Erdgas, Steinkohle 78
Abb. 25: CO_2-Äquivalent-Emissionen der untersuchten Stromerzeugungsoptionen und deren Aufteilung auf Bau, Betrieb und Rückbau sowie Brennstoff-Bereitstellung 83
Abb. 26: SO_2-Äquivalent-Emissionen der untersuchten Stromerzeugungsoptionen 84
Abb. 27: Kumulierter Primärenergieverbrauch der untersuchten Stromerzeugungsoptionen 85

TAB

Büro für Technikfolgen-Abschätzung
beim Deutschen Bundestag

Neue Schönhauser Str. 10 · 10178 Berlin
Telefon: 0 30 / 28 49 10
Telefax: 0 30 / 28 49 11 1
e-mail: buero@tab.fzk.de
Internet: www.tab.fzk.de
ISSN-Print 2364-2599
ISSN-Internet 2364-2602