



Geothermische Stromerzeugung in Neustadt-Glewe

Abb 1



- ▶ Eine gekoppelte Wärme- und Stromproduktion verbessert die energetische Nutzung geothermischer Ressourcen
- ▶ Auch im Temperaturbereich zwischen 100 und 200 Grad Celsius lässt sich Strom gewinnen
- ▶ Geothermie ist eine ideale Energiequelle zur Erzeugung von Grundlaststrom
- ▶ Geothermische Stromerzeugung hat in Deutschland ein hohes technisches Potenzial – limitierender Faktor ist die Wärmenachfrage

Geothermisches Heizwerk in Neustadt-Glewe. Im November 2003 beginnt hier die geothermische Stromerzeugung in Deutschland

In 1.000 - ca. 5.000 m Tiefe finden sich in geologisch ganz unterschiedlichen Regionen Deutschlands Warmwasservorkommen (Thermalwässer). Ihre Temperaturen liegen regional verschieden und tiefenabhängig zwischen 40 und 190 °C. In Norddeutschland und im Rheingraben weisen diese Thermalwässer einen hohen Salzgehalt auf, während sie im Süden meist über beste Trinkwasserqualität verfügen. In Deutschland existieren derzeit 24 größere hydrothermale Heizwerke im Leistungsbereich zwischen 100 kW und 20 MW. Häufig wird in diesen Anlagen die geothermische Wärme kaskadenartig genutzt, z. B. durch eine gekoppelte Verwendung des Thermalwassers für eine Fernwärmeversorgung und anschließend für die Trinkwasserversorgung. Die reine Wärmeauskopplung kann die ganzjährig zur Verfügung stehenden geothermischen Energieresourcen nicht vollständig nutzen, da im Sommerhalbjahr der Heizwärmebedarf absinkt und die Nachfrage nach Prozesswärme vielerorts dies nicht ausgleichen kann. Eine geothermische Stromproduktion in dieser Zeit des Jahres bietet sich als Erweiterung des Anlagenkonzepts an.

In Deutschland blickt die tiefe hydrothermale Geothermie auf eine 20-jährige Geschichte zurück. Zwischen 1980 und 1990 wurden in der ehemaligen DDR in Waren, Neubrandenburg und Prenzlau jeweils ein hydrothermales Heizwerk in Betrieb genommen und weitere Standorte vorbereitend untersucht. Nach der deutschen Einheit

wurden die Anlagen in Neubrandenburg und Waren modernisiert und in Neustadt-Glewe (in der Nähe von Schwerin) eine überarbeitete Anlagenkonzeption verwirklicht, die 1995 in Betrieb ging. Neustadt-Glewe liefert seither ca. 11 MW_{therm} an ein Fernwärmenetz, davon sind 4,5 MW geothermisch. Die Anlage wurde für die Stromerzeugung erweitert, und hier startete im November 2003 die geothermische Stromproduktion in Deutschland.

Im Rahmen des Zukunftsinvestitionsprogramms der Bundesregierung wurden im Zuständigkeitsbereich des Bundesumweltministeriums Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur geothermischen Energieerzeugung, zum Bau von Forschungsplattformen und zur ökologischen Begleitforschung von Offshore Windenergieanlagen, zu Solarthermischen Kraftwerken sowie zur Herstellung von Kraftstoffen aus nachwachsenden Rohstoffen und zur ökologischen Begleitforschung der Biomassennutzung und Brennstoffzellen mit insgesamt 67 Mio. Euro gefördert. Auf die Geothermie entfielen 21 Mio. Euro. Aus dem Bereich des Hot-Dry-Rock Verfahrens sind dies, neben dem europäischen Gemeinschaftsprojekt in Soultz-sous-Forêts (Elsass), noch Projekte in Bad Urach (Schwäbische Alb) und Groß Schönebeck (Brandenburg). Die geförderten hydrothermalen Anlagen repräsentieren die verschiedenen geologischen Eignungsgebiete: Neustadt-Glewe (Nordostdeutschland), Unterhaching (Süddeutschland) und Offenbach (Pfalz).

► Funktionsprinzip

Im norddeutschen Becken finden sich in porösem Sandstein in einer Tiefe von 1,5 - 2,5 km große Thermalwasservorkommen. Je nach Tiefenlage und Schicht kann der Salzgehalt zwischen 80 und 350 g/l betragen (zum Vergleich: Meerwasser enthält durchschnittlich 35 g/l). Dieser Salzgehalt erfordert eine besondere Korrosionsfestigkeit der Anlagen.

Zur energetischen Nutzung von derart salzhaltigem, heißem Tiefenwasser werden in die wasserführende Schicht (Abb. 2) zwei Bohrungen niedergebracht: eine Förderbohrung und etwa 1,5 - 2 km entfernt eine Injektionsbohrung. Eine Tauchpumpe pumpt das heiße Wasser aus der Fördersonde in die oberirdische Thermalwasserleitung. Dort wird dem Salzwasser in einem Wärmetauscher Wärme entzogen und in die Fernwärmeversorgung eingespeist. Durch die Integration einer ORC-Turbine wird in den Zeiten geringen Wärmebedarfs im Fernwärmenetz der Wärmeüberschuss zur Stromerzeugung verwendet. Prinzipiell kann auch eine Wärmepumpe zur besseren Wärmenutzung in ein derartiges System integriert werden. In Neustadt-Glewe hat man sich dagegen entschieden und die direkte Wärmenutzung gewählt. Das abgekühlte Thermalwasser wird

Abb 2: Schema der Erdwärmenutzung in Neustadt-Glewe mit ORC-Turbine

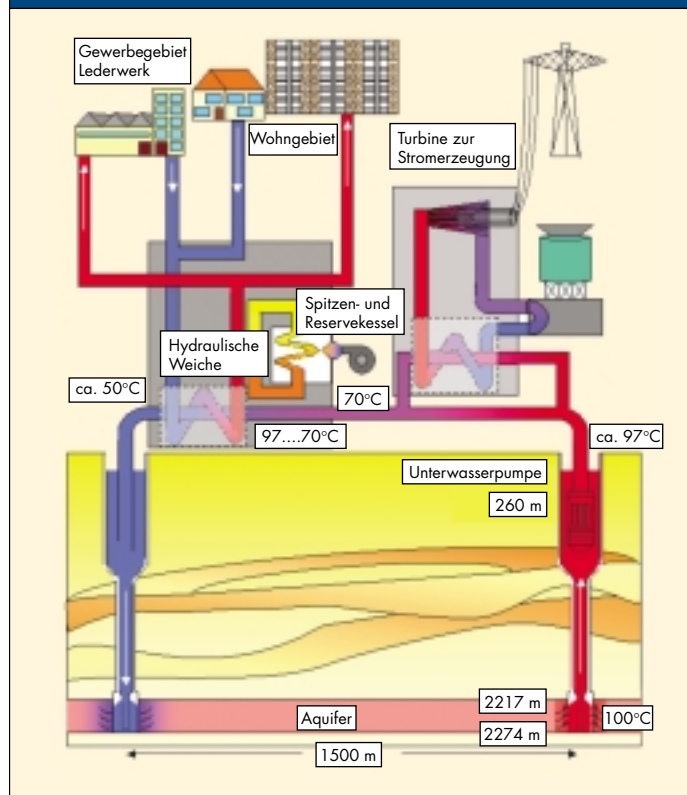


Abb 3: Geeignete Regionen für die tiefe Geothermie in Deutschland



über die Injektionsbohrung wieder in die Erdschicht verpresst, aus der es entnommen worden ist. Geothermische Anlagen sind so ausgelegt, dass sie mindestens 30 Jahre ohne ein nennenswertes Absinken der Thermalwassertemperatur betrieben werden können.

► Betriebserfahrungen geothermisches Heizwerk

Seit 1995 ist das geothermische Heizwerk in Neustadt-Glewe in Betrieb. Ein wichtiges Argument für diesen Standort war die - im Vergleich zu den Anlagen in Waren und Neubrandenburg – hohe Temperatur des Aquifers von 100 °C. Pro Stunde werden zwischen 40 und 120 m³ (11 - 33 l/sek.) gefördert. Der Salzgehalt des Wassers liegt bei 220 g/l. Die glasfaserverstärkten Rohre aus Epoxidharz haben keine Korrosionsprobleme gezeigt. Nach der Wärmeauskopplung wird das Wasser mit noch 50 °C in die ursprüngliche Förderschicht re-injiziert. Die geothermische Wärme versorgte bislang ein modernisiertes Fernwärmenetz (vgl. Abb. 4) und verfügt über eine Spitzenleistung von 11 MW therm, davon 4,5 MW therm geothermisch. Für den Spitzenbedarf an kalten Wintertagen ist ein Gaskessel eingebunden. In den bisherigen Betriebsjahren hat die Anlage im Jahresmittel etwa 90 - 95 % des Wärmebedarfs aus der Geothermie bezogen. Wegen der hohen Temperatur des

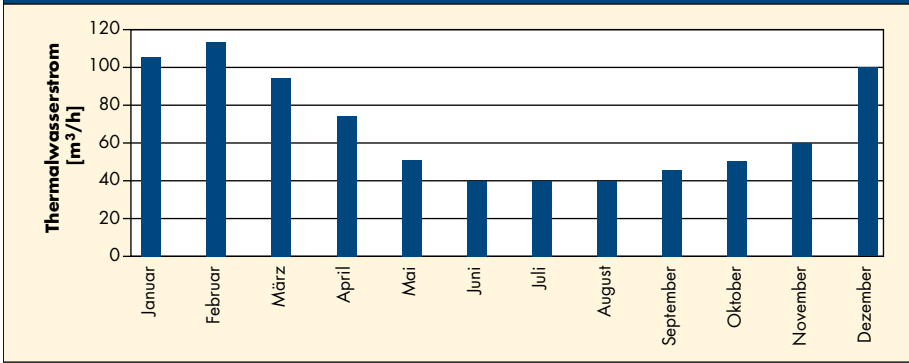
Abb 4: Kenndaten der Anlage Neustadt-Glewe und weiterer, ausgewählter geothermischer Heizwerke

	Neustadt-Glewe	Waren	Erding	Staubing
Standort	Norddeutschland	Norddeutschland	Süddeutschland	Süddeutschland
Inbetriebnahme	1995	1984	1998	1999
Wärmelieferung	23.700 MWh/a	10.150 MWh/a	49.000 MWh/a	19,2 MWh/a
- Insgesamt				
- Davon geothermisch	22.200 MWh/a	4.100 MWh/a	15.000 MWh/a	7 MWh/a
Versorgte Wohneinheiten	1.300 WE, 21 Gewerbebetriebe, Lederwerk	1.759 WE Schulen & Läden		Öff. Gebäude Thermalbad
Mit Wärmepumpe	nein	ja	ja	ja
Temperatur des geförderten Wassers	95 - 98 °C	62 °C	65 °C	38 °C
Fördertiefe	2.250 m	1.565 m	2.350 m	825 m

Thermalwassers arbeitet das Heizwerk ausschließlich im direkten Übergang, d. h. ohne zwischengeschaltete Wärmepumpe. Abb. 5 zeigt den Rückgang des Wärmebedarfs während der Sommermonate. Auch die Wärmeabnahme durch die industriellen Kunden kann dies nicht ausgleichen. Im

Sommerhalbjahr stehen bislang ungenutzte geothermische Potenziale zur Verfügung. Dies beeinflusst auch die wirtschaftliche Bilanz, da bis zu 40 % der Kosten bei einer geothermischen Anlage allein durch die Bohrungen verursacht werden. Bei der Anlage Neustadt-Glewe kommen noch betriebs-

Abb 5: Monatliche Schwankungen in der Thermalwasserförderung in Neustadt-Glewe bei reinem Wärmebetrieb (Jahr 2000)



bedingte Gründe hinzu. An der Injektionsbohrung tritt ein Unterdruck auf, sobald die Injektionsrate unter 80 m³ pro Stunde sinkt. Das ermöglicht das Eindringen von Sauerstoff in den ansonsten geschlossenen Thermalwasserkreislauf. Als Folge können die im Thermalwasser gelösten Gase (Anteil ca. 10 %), vorwiegend Kohlendioxid, Stickstoff und Methan, ausgasen und es kommt zur Dampfbildung. Daher bietet sich gerade Neustadt-Glewe für die geothermische Stromproduktion an.

► Geothermische Stromerzeugung

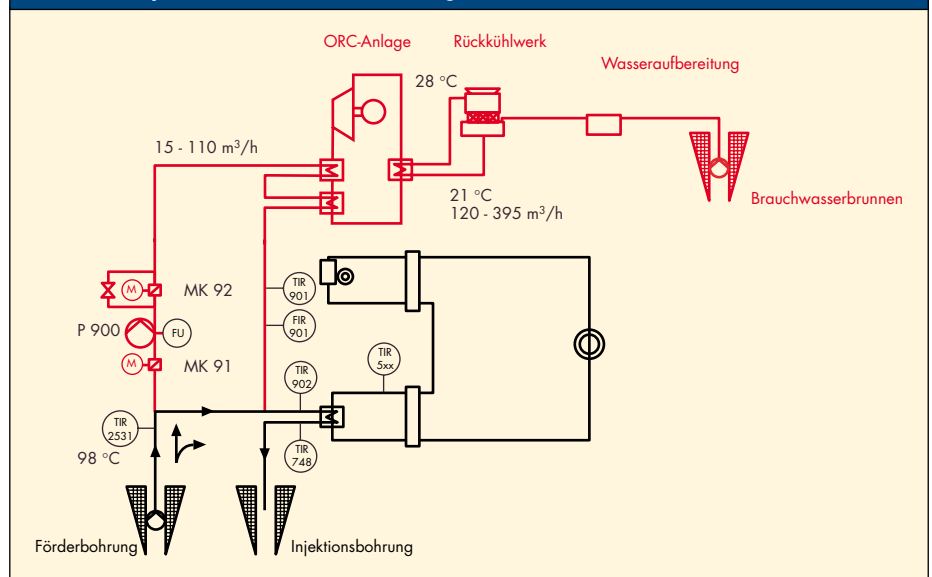
Im Unterschied zur Nutzenergie Wärme wird Strom ganzjährig und vergleichsweise konstant nachgefragt. Der in geothermischen Anlagen erzeugte Strom kann jederzeit ins großflächige Verbundnetz eingespeist werden.

In Deutschland liegen die üblichen Temperaturen geologischer Warmwasservorkommen im Hinblick auf eine Stromerzeugung sehr niedrig. Um warmes Wasser im Temperaturbereich zwischen 80 bis 190 °C für eine Stromproduktion nutzen zu können, kommt man mit konventioneller Kraftwerkstechnik nicht weiter, sondern muss meist eine ORC- (Organic-Rankine-Cycle) – Wärmekraftmaschine verwenden. Auch beim ORC wird Dampf unter hohem Druck und mit hoher Temperatur über eine Turbine geleitet und dabei entspannt und abgekühlt. Die Turbine treibt den Stromgenerator an. Im Unterschied zum konventionellen Dampfturbinenprozess wird ein organisches Arbeitsmittel (z. B. n-Pentan, Isobutan) eingesetzt. Eine Alternative zum ORC-Verfahren ist das KALINA-Verfahren. Hier wird als Arbeitsmittel ein Gemisch aus Ammoniak und Wasser eingesetzt. Das KALINA-Verfahren steht derzeit noch am Beginn der Entwicklung, verspricht aber einen höheren elektrischen Wirkungsgrad und niedrigere Stromgestehungskosten.

Der erreichbare elektrische Wirkungsgrad einer ORC-Anlage beträgt bei einem Temperaturniveau von 100 °C etwa 6,5 % und bei 200 °C etwa 13 - 14 %. In einer Gesamtbewertung muss allerdings berücksichtigt werden, dass die genutzte geothermische Energie – im Unterschied zu Kohle, Öl und Gas in Kraftwerken – keine Brennstoffkosten verursacht und emissionsfrei gewonnen werden kann. Wird nach der Stromgewinnung die Wärme zusätzlich genutzt, liegt der energetische Gesamtwirkungsgrad höher. Derzeit geht man davon aus, dass bei künftigen Projekten zur geothermischen Stromerzeugung in Deutschland eine Mindesttemperatur von 100 °C und eine Mindestfließrate von 50 m³/h gegeben sein müssen. Auf dem Markt werden ORC-Turbinen mittlerweile auch für den Leistungsbereich 100 - 250 kW angeboten.

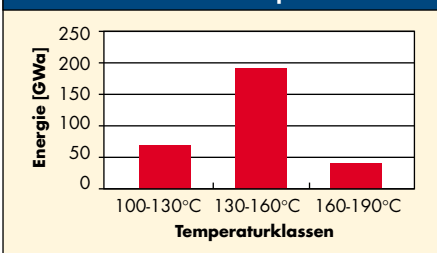
Derzeit geht man davon aus, dass bei künftigen Projekten zur geothermischen Stromerzeugung in Deutschland eine Mindesttemperatur von 100 °C und eine Mindestfließrate von 50 m³/h gegeben sein müssen. Auf dem Markt werden ORC-Turbinen mittlerweile auch für den Leistungsbereich 100 - 250 kW angeboten.

Abb 6: Prinzipskizze und Betriebsdaten des geothermischen Heizkraftwerkes Neustadt-Glewe



► ORC-Anlage in Neustadt-Glewe

Abb 7: Strompotenzial der Heißwasser-aquifere in Deutschland in den verschiedenen Temperaturklassen



In der Anlage Neustadt-Glewe wird eine ORC Anlage eingesetzt, die direkt hinter der Förder-

bohrung in den Thermalwasserkreislauf integriert ist. Die Leistung beträgt 210 kW und die Anlage wird pro Jahr ca. 1,2 Mio. kWh Strom erzeugen. Zukünftig können damit ca. 500 Haushalte in Neustadt-Glewe mit geothermischem Strom versorgt werden. In dieser Prognose ist die Verfügbarkeit der Geothermieanlage bereits mit nur 90 % angenommen worden. Einen Wert, den die Anlage Neustadt-Glewe in den letzten Jahren immer erreicht hat. Ein Bestandteil des künftigen Entwicklungsprozesses zur Optimierung der Anlage ist auch eine weitere Effizienzsteigerung in Bezug auf den Eigen-

stromverbrauch. Betreiber der ORC-Anlage ist im Rahmen eines Contracting-Modells die Erdwärme-Kraft GbR.

Im Anschluss an die Stromgewinnung wird das noch 70 - 84 °C warme Wasser – wie bisher – an das Fernwärmenetz abgegeben. Die geothermische Kraft-Wärme-Kopplungsanlage (KWK) wird wärmegeführt. Dabei steht die Wärmeversorgung im Vordergrund und eine Stromerzeugung findet nur in den Zeiten geringer Wärmenachfrage statt. Bei Spitzenwärmebedarf in den Wintermonaten wird die Stromerzeugung sogar kurzzeitig ganz eingestellt.

► Ausblick

Das geothermische Heizkraftwerk Neustadt-Glewe ist ein wichtiges Pilotvorhaben, um Betriebserfahrungen in der geothermischen Stromerzeugung unter den geologischen Bedingungen in Deutschland sammeln zu können. Für die Integration der Stromproduktion in diese Anlage sprechen das hohe Temperaturniveau, die bekannten Fließraten sowie die sommerlichen Wärmeüberschüsse und der Betrieb als KWK-Anlage. Die Erfahrungen aus Neustadt-Glewe werden auch für die geothermische Stromerzeugung an anderen Standorten – sowohl hydrothermale wie nach dem Hot-Dry-Rock-Verfahren – bedeutsam sein.

Geothermischer Strom steht unabhängig von Jahres- und Tageszeiten zur Verfügung und wäre daher grundsätzlich für den Grundlastbereich der Stromversorgung geeignet. Das geothermische Strompotenzial in Deutschland ist enorm. Mit der heutigen Technik ließe sich ein Potenzial erschließen, das dem 600-fachen des deutschen Jahresstromverbrauchs entspricht. Hiervon entfallen nur 1 % auf Heißwasser-Aquifere. Aber selbst dieses entspricht noch dem Fünffachen des derzeitigen Jahresstromverbrauchs. Dieses technische Potenzial wird sich so nicht realisieren lassen, weil die Wärmenachfrage der limitierende Faktor ist. Würden sämtliche deutsche Fernwärmenetze nur noch mit geothermischer Wärme versorgt, dann würde der Anteil des geothermischen Stroms 2 % des deutschen Stromverbrauchs betragen. Um den Anteil des geothermischen Stroms weiter erhöhen zu können, bedarf es zukünftig eines Ausbaus dieser Wärmenetze oder anderer Wärmenachfrage.

Abb 8: Technische Details weiterer Projekte zur geothermischen Stromerzeugung im Rahmen des ZIP-Programms

Standort	Anzahl Bohrungen	Tiefe [m]	Temperatur [°C]	Fördervolumen [m³/h]	Elektrische Leistung [MW]
Bad Urach	Ziel: 4 derz.: 3	4.450	170	180	1
Unterhaching	2	3.100	120	540	0,54
Offenbach/Pfalz	2	2.500	150	360	6,5
Groß-Schönebeck	Ziel: 2 derz.: 1	4.300	140	Ziel: 75 derz.: 25	0,8
Soultz-sous-Forêts	4	5.000	200	360	6
Bruchsal	2	2.540	135	50	0,24

Geothermischer Strom ist derzeit noch vergleichsweise teuer. Die möglichen Stromgestehungskosten hängen u. a. von der Bohrtiefe, der dort herrschenden Temperatur, dem Eigenstromverbrauch der Anlage und dem Fördervolumen ab. Die derzeitigen Berechnungen kommen zum Ergebnis, dass die Kilowattstunde geothermischen Stroms etwa bei 18 - 22 Cent liegen würde. Geht man aber von den geologischen Bedingungen des Oberrheingrabens aus und nimmt die Temperatur mit 180 °C und die Förderrate mit 200 m³/h an, dann sind auch Stromgestehungskosten von 8 Cent erreichbar. Auf der technischen Seite sind im Bereich der Bohrtechnik und der Stromerzeugungsanlagen noch weitere Effizienzsteigerungen und damit Kostenreduzierungen zu erwarten.

PROJEKTORGANISATION

■ Förderung

Bundesministerium für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)
Postfach 12 06 29
53048 Bonn

Projektträger Jülich (PTJ) des BMWA und BMU
Forschungszentrum Jülich GmbH
Dr. Dieter Rathjen
52425 Jülich

■ Förderkennzeichen

0327094, 0327509

IMPRESSUM

■ ISSN

0937 – 8367

■ Herausgeber

Fachinformationszentrum Karlsruhe,
Gesellschaft für wissenschaftlich-technische
Information mbH
76344 Eggenstein-Leopoldshafen

■ Nachdruck

Nachdruck des Textes nur zulässig bei
vollständiger Quellenangabe und gegen
Zusendung eines Belegexemplares;
Nachdruck der Abbildungen nur mit
Zustimmung der jeweils Berechtigten.

■ Redaktion

Uwe Milles

BINE Informationsdienst Kompetenz in Energie

BINE informiert zu Energieeffizienz-
technologien und erneuerbaren Energien:

In kostenfreien Broschüren, unter
www.bine.info und per Newsletter zeigt
BINE, wie sich gute Forschungsarbeiten
in der Praxis bewähren.

BINE ist ein vom Bundesministerium für
Wirtschaft und Arbeit geförderter
Informationsdienst.

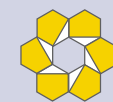
Kontakt:

Fragen zu diesem **projektinfo**?
Wir helfen Ihnen weiter – wählen Sie
die BINE Experten-Hotline:

Tel. 0228 / 9 23 79 - 44

Allgemeine Fragen?

Wünschen Sie allgemeine Informationen
zum energie- und umweltgerechten
Planen und Bauen? Dann wenden Sie
sich bitte an die unten stehende
Adresse.



BINE

Informationsdienst

Fachinformationszentrum Karlsruhe
Büro Bonn
Mechenstraße 57, 53129 Bonn

Fon: 0228 / 9 23 79-0

Fax: 0228 / 9 23 79-29

E-Mail: bine@fiz-karlsruhe.de

Internet: www.bine.info

► PROJEKTADRESSEN

- Erdwärme Kraft GbR.
Marc Koch, Dr. Heiner Menzel
Köpenicker Str. 59 - 71
10179 Berlin

► ERGÄNZENDE INFORMATIONEN

Literatur

- Bundesministerium für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.),
Fachtagung „Geothermische
Stromerzeugung - eine Investition in die
Zukunft“ am 20./21. Juni 2002 in
Landau/Pfalz. Tagungsband. Download:
http://www.bmu.de/files/tagungsband_geothermie.pdf
- Paschen, H.; Oertel, D.; Grünwald, R.:
Möglichkeiten geothermischer
Stromerzeugung in Deutschland.
Deutscher Bundestag - Ausschuss für
Bildung, Forschung und
Technologiefolgenabschätzung, TAB-
Arbeitsbericht Nr. 84, Februar 2003. Der
Bericht ist im BINE Internet unter
Service/InfoPlus zum Download eingestellt.