

Energie- und Emissionsbilanzen der Geothermieanlagen Neustadt-Glewe und Riehen

Martin Kayser und Martin Kaltschmitt, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendungen, Universität Stuttgart

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung.....	194
2 Geothermische Wärmebereitstellung in Riehen und Neustadt-Glewe	195
2.1 Geothermische Heizzentrale Riehen.....	195
2.2 Erdwärmeheizwerk Neustadt-Glewe	196
3 Material-, Energie- und Umweltanalyse.....	197
3.1 Materialbilanzen	198
3.2 Energiebilanz	199
3.3 Emissionsbilanzen	202
4 Schlußbetrachtung.....	205
5 Literatur.....	206

Abstract

The use of hydrothermal accessible geothermal energy resources for low-temperature heat generation is regarded as a promising possibility of reducing the environmental impact of energy production. The present paper therefore endeavours to determine by way of example the environmental load, or relief, resulting from the use of existing geothermal heating stations for covering a defined energy requirement as compared with an equivalent, substitutable, production of heat from light heating oil or natural gas, respectively. For this purpose it adopts a quantitative balancing method based on selected parameters which also takes plant construction and disposal into account (Life-Cycle-Analysis). The results thus obtained are interpreted with regard to the potential of this technology for contributing to an environmentally and climatically more sound energy supply in Germany.

The emissions of CO₂-equivalents are almost exclusively attributable to plant operation. This is why the geothermal heating stations show distinctly lower emissions than the fossil fueled heating stations. Relative to the fossil fueled heating stations their emissions of CO₂ equivalents are reduced by up to 82 % depending on plant configuration. The CO₂-equivalents of the geothermal plants is largely caused by CO₂ itself, which means that it results mainly by the additional use of fossil fuel for the peak load plant, heat pumps, and block heating station. This is also the reason for the less favourable values of the geothermal heating station in Riehen compared with that in Neustadt-Glewe. The high hydrogen content of natural gas relative to light heating oil results in lower carbon dioxide emission and consequently in less CO₂-equivalents released by the gas heating station compared with the oil heating station.

1 Einleitung

Eine Substitution der gegenwärtig realisierten Form der Energiebereitstellung aus fossilen Energieträgern (d. h. leichtes Heizöl, Erdgas) durch Erdwärme ist im Hinblick auf eine Reduzierung der mit der Wärmebereitstellung verbundenen Umwelteffekte letztlich nur dann sinnvoll, wenn auch unter Einbeziehung sämtlicher vor- und nachgelagerter Prozesse eine Verringerung der Umwelteffekte erreicht wird. Bei einem Vergleich dürfen damit nicht nur die direkten Umwelteffekte beispielsweise infolge des Anlagenbetriebs betrachtet werden; vielmehr müssen auch die Anlagenerrichtung und -entsorgung sowie die jeweils vorgelagerten Prozesse (u. a. Stahlherstellung, Bereitstellung der fossilen Treib- und Brennstoffe) mit einbezogen werden.

Vor diesem Hintergrund wurden bereits im *Geothermie Report 96-1* die ersten (vorläufigen) Ergebnisse einer Bilanzierung der Heizzentrale Riehen veröffentlicht. Inzwischen wurden auch für das Erdwärmeheizwerk Neustadt-Glewe die notwendigen Daten ausgewertet. Dadurch ist ein Vergleich der verschiedenen Nutzungsanlagen untereinander, aber auch mit einer Wärmebereitstellung aus fossilen Heizwerken möglich.

Im Gegensatz zu den 1996 durchgeführten Bilanzen der Heizzentrale Riehen und der ölgefeuerten Vergleichsanlage konnten für die vorgelagerten Prozeßketten sämtlicher eingesetzter Materialien und Energieträger Daten der [Ökoinventare \(1995\)](#) genutzt werden. Diese sind im Vergleich zu den zuvor genutzten Daten aus [GEMIS \(1994\)](#) detaillierter und differenzierter recherchiert, entsprechend sind die Ergebnisse der beiden Untersuchungen unterschiedlich. So betragen zum Beispiel die Energieaufwendungen für die Bereitstellung von leichtem Heizöl bzw. Erdgas in [GEMIS \(1994\)](#) jeweils 1,07 TJ/TJ, in [Ökoinventare \(1995\)](#) dagegen 1,17 TJ/TJ bzw. 1,09 TJ/TJ. Für die Bereitstellung von Stahl ist entsprechend [GEMIS \(1994\)](#) ein Energieaufwand 20,2 GJ/t notwendig, in den [Ökoinventare \(1995\)](#) sind 41,2 GJ/t angegeben. Diese Unterschiede ergeben sich in erster Linie dadurch, daß in [Ökoinventare \(1995\)](#) die

Prozeßschritte genauer und vollständiger als in [GEMIS \(1994\)](#) untersucht wurden. Weitere Unterschiede finden sich in den Annahmen der notwendigen Transportdistanzen für Materialien und Energieträger.

Die Abweichungen der Bilanzergebnisse der Heizzentrale Riehen zu den bereits veröffentlichten Ergebnissen im *Geothermie Report 96-1* erklären sich demnach durch die unterschiedliche Datenqualität der zugrundegelegten Prozeßketten. Die wesentlichen damals getroffenen Aussagen und Schlußfolgerungen haben sich aber trotz der unterschiedlichen Bilanzierungsgrundlagen bestätigt.

Im folgenden werden - nach einer kurzen Beschreibung der untersuchten Anlagen - ausgewählte Materialien, energetische Kenngrößen und bestimmte Umwelteffekte einer hydrothermalen Wärmebereitstellung im Vergleich zu einer substituierbaren Wärmebereitstellung aus leichtem Heizöl oder Erdgas unter Berücksichtigung sämtlicher vorgelagerten Prozesse und damit "ganzheitlich" analysiert. Dazu werden exemplarisch die Geothermieanlage der Gemeinde Riehen bei Basel (Schweiz) sowie das Erdwärmeheizwerk Neustadt-Glewe in Mecklenburg-Vorpommern (Deutschland) jeweils im Vergleich zu erdöl- bzw. erdgasgefeuerten Heizzentralen gleicher Leistung untersucht. Abschließend werden die Ergebnisse analysiert und im Kontext des Energiesystems Deutschland diskutiert.

2 Geothermische Wärmebereitstellung in Riehen und Neustadt-Glewe

Für das Verständnis der Ergebnisse werden zunächst die unterschiedlichen Anlagenkonfigurationen kurz dargestellt. Die Funktionsweise der Heizzentrale Riehen wurde bereits im *Geothermie Report 96-1* erläutert, wird aber der Vollständigkeit halber hier erneut zu beschreiben.

2.1 Geothermische Heizzentrale Riehen

Die maximale thermische Heizleistung der 1994 in Riehen bei Basel erbauten geothermischen Heizzentrale beträgt 14 MW. Die Vorlauftemperatur gleitet von 65 bis 90 °C [[Bußmann, 1994](#)]. Die Gesamtanlage besteht aus einer erdwärmenutzenden Grundlast- und einer fossil gefeuerten Spitzenlastanlage.

Über die Bohrung Riehen 1 wird Thermalwasser aus einer Tiefe von etwa 1 500 m mit einem Volumenstrom von ca. 72 m³/h mit einer in 390 m Tiefe eingehängten Tauchkreiselpumpe bei einer Bohrlochkopftemperatur von 62 °C gefördert und zur Grundlastzentrale gepumpt. Diesem Wasser wird hier über Wärmetauscher – abhängig von den Betriebsbedingungen – zwischen 450 und 1 420 kW an thermischer Leistung direkt entzogen [[Bußmann, 1994](#)]. Mit zwei Elektrowärmepumpen mit jeweils 1 410 kW thermischer Leistung wird das Thermalwasser anschließend auf etwa 25 °C gekühlt und das Heiznetzwater auf 69,5 °C erwärmt. Das abgekühlte Thermalwasser wird anschließend über die Bohrung Riehen 2 in eine Tiefe von rund 1 250 m verpreßt.

Die Stromnachfrage der Anlage wird von zwei erdgasbetriebenen Blockheizkraftwerken mit je 834 kW thermischer und 454 kW elektrischer Leistung gedeckt; die in Kuppelproduktion anfallende Wärme steht mit rund 90 °C zur Verfügung [[Bußmann, 1994](#)]. Diese Wärmeenergie wird zusätzlich zu der Erdwärme ebenfalls ins Wärmenetz eingespeist. Eine kleinere Strahlungswärmepumpe sorgt für die Nutzbarmachung von Wärme in der Maschinenhalle ([Abb. 2-1](#)).

Die Spitzenlastanlage besteht aus drei mit leichtem Heizöl befeuerten Kesseln mit Low-NO_x-Brennern mit je 2 900 kW thermischer Leistung. Neben der Spitzenlastdeckung garantiert sie die Versorgungssicherheit bei Wartungsarbeiten und Ausfall der geothermischen Wärmebe-

reitstellung. Sie ist räumlich getrennt angeordnet. Grundlast- und Spitzenlastanlage arbeiten bivalent-parallel miteinander.

Insgesamt werden von dieser Anlage jährlich etwa 114 TJ an Wärme bereitgestellt. Davon resultieren etwa 39 % aus dem Thermalwasser und die verbleibenden 61 % aus dem erdgasgefeuerten BHKW zum Antrieb der Wärmepumpen in der Grundlastanlage sowie aus der mit leichtem Heizöl gefeuerten Spitzenlastanlage (etwa 15 % der bereitgestellten Gesamtenergie). Die Unterschiede der Wärmeabgabe zwischen verschiedenen Jahren sind gering; für die folgenden Rechnungen wird deshalb der ausgewiesene Wert über die unterstellte Betriebsdauer von 25 Jahren als konstant angenommen.

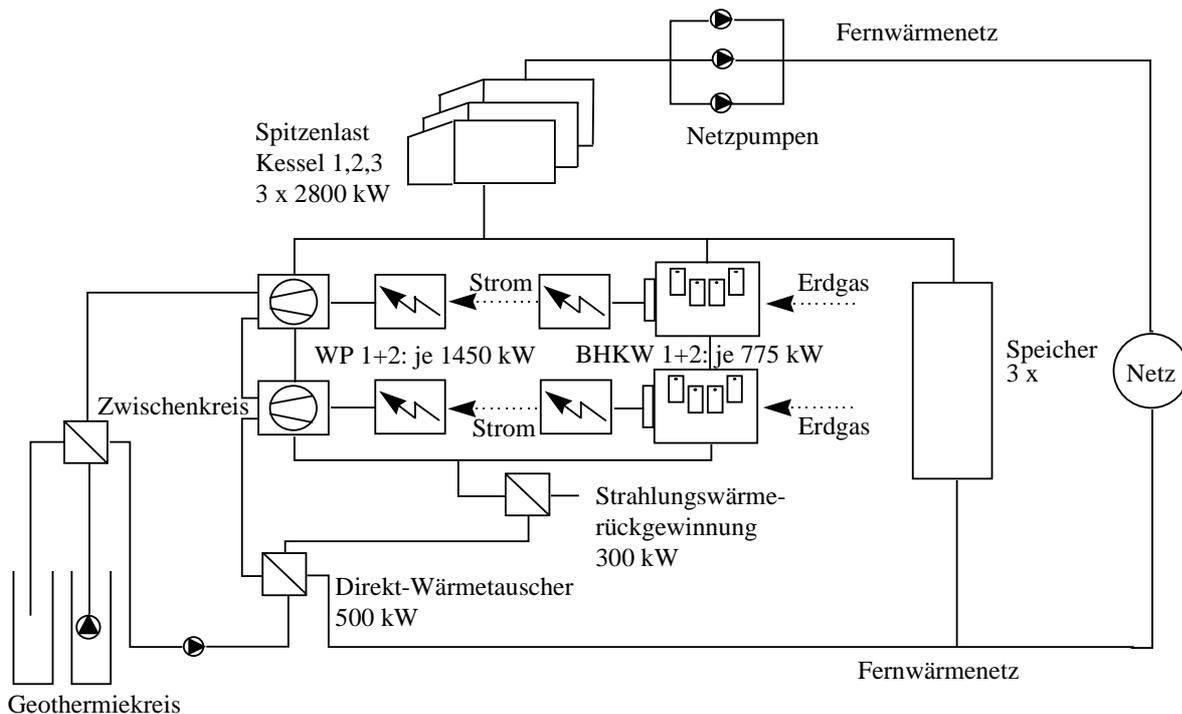


Abb. 2-1: Prinzipschema der Wärmeerzeugung in der Heizzentrale Riehen [Bußmann, 1994]

2.2 Erdwärmeheizwerk Neustadt-Glewe

Das Erdwärmeheizwerk Neustadt-Glewe nutzt eine Förder- und eine Reinjektionsbohrung mit einer Endteufe von 2 450 bzw. 2 335 m bei einem Abstand zwischen den beiden Bohrungen von etwa 1 500 m. Sie erschließen den Speicherhorizont des Contorta-Sandsteins, in dem sich das energetisch nutzbare Thermalwasser mit einer Temperatur von 100 °C befindet. Dem Träbergestein werden 125 m³/h entnommen. Die Förder- und Injektionsbohrungen sind mit dem geothermischen Heizkraftwerk durch erdverlegte Rohrleitungen aus glasfaserverstärktem Kunststoff verbunden [Geothermie, 1995].

Die Wärmeauskopplung im Erdwärmeheizwerk erfolgt mit drei Titan-Plattenwärmetauschern mit einer maximalen thermischen Leistung von jeweils 3 500 kW, die lastabhängig geschaltet werden können (Abb. 2-2). Die Einbindung über einen Zwischenkreislauf mit hydraulischer Weiche erlaubt eine optimale Anpassung der Thermalwasserparameter Temperatur und Mengenstrom an die benötigte Leistung des Fernwärmenetzes. Insgesamt ist in der geothermischen Heizzentrale eine thermische Leistung von etwa 12 MW installiert; davon stammen etwa 6,5 MW aus dem direkten Wärmetausch mit dem Thermalwasser [Geothermie, 1995].

Die Spitzenlast wird über zwei unabhängig betriebene fossil gefeuerte Kesselanlagen abgedeckt. Dabei können etwa 5,6 MW thermischer Leistung aus einer mit leichtem Heizöl gefeuerten Heizanlage genutzt werden. 4,8 MW thermischer Leistung werden aus dem im Heizwerk installierten Gaskessel bereit gestellt. Zwischenzeitlich wurde jedoch das Fernwärmenetz soweit optimiert, daß zukünftig auf die mit leichtem Heizöl gefeuerte Spitzenanlage nahezu verzichtet werden kann. Die Abdeckung der Spitzenlast wird dann in der Regel ausschließlich durch Erdgas erfolgen, und eine Zuführung mit leichtem Heizöl wird nur bei Ausfall der Geothermie eingesetzt [WEMAG, 1997]. In den folgenden Rechnungen wird dies unterstellt. Im Unterschied zur Heizzentrale Riehn wird in der Anlage in Neustadt-Glewe keine Wärmepumpe benötigt.

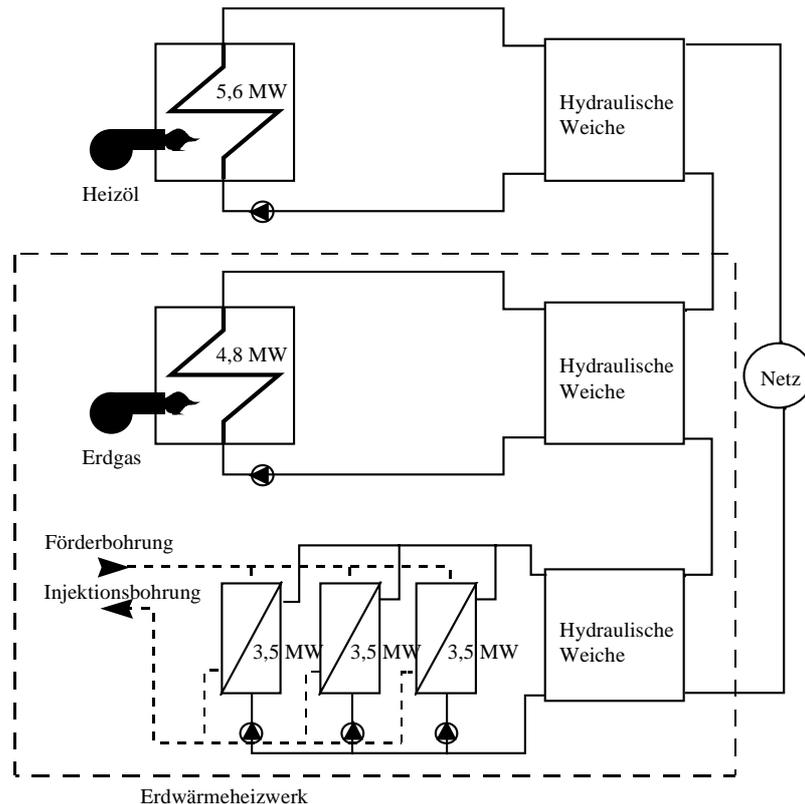


Abb. 2-2: Prinzipschema der Wärmeerzeugung des Erdwärmeheizwerkes Neustadt-Glewe [Geothermie, 1995]

Die Wärmeverteilung erfolgt über ein gleitend betriebenes Wärmenetz mit einer Vorlauftemperatur von 70 bis 90 °C und einer Rücklauftemperatur von 50 bis 65 °C.

Insgesamt wurden im Jahr 1996 etwa 60 TJ an Wärme bereitgestellt. Davon resultieren etwa 85 % aus dem Thermalwasser und die verbleibenden 15 % aus den mit fossilen Brennstoffen betriebenen Spitzenlastanlagen. Obwohl in Zukunft die Wärmeabgabe des Erdwärmeheizwerkes gesteigert werden soll, wird für die folgenden Rechnungen der ausgewiesene Wert während der unterstellten Betriebsdauer von 25 Jahren als konstant angenommen.

3 Material-, Energie- und Umweltanalyse

Für die geothermischen Heizzentralen Riehn und Neustadt-Glewe wird im folgenden eine Energie- und Umweltanalyse – exemplarisch anhand ausgewählter luftgetragener Stofffreisetzungen – durchgeführt. Zunächst werden dazu die Materialbilanzen unter Berücksichtigung

aller massenmäßig relevanten Materialien erstellt (Kapitel 3.1); sie bilden – zusammen mit den direkten Energieeinsätzen – die Basis für die Energiebilanz (Kapitel 3.2). Letztere wiederum ist die Grundlage für die Bestimmung der untersuchten Emissionen bzw. der daraus resultierenden Wirkungspotentiale (Kapitel 3.3) – ggf. unter Berücksichtigung der Stofffreisetzungen aus nicht energiebedingten Prozessen.

Die Bilanzen werden für die existierenden und in Kapitel 2 beschriebenen geothermischen Heizzentralen im Verlauf der gesamten unterstellten Lebensdauer (d. h. Errichtung, Betrieb und Entsorgung) und unter Berücksichtigung sämtlicher vorgelagerter Prozesse erstellt. Ziel ist es, diese geothermischen Heizzentralen bzw. den Nutzen, den sie bereitstellen (d. h. Endenergie am Anlagenausgang) mit vergleichbaren auf der Basis von leichtem Heizöl bzw. Erdgas gefeuerten Heizwerken anhand unterschiedlicher Kenngrößen zu vergleichen. Dazu wird unterschieden zwischen der Errichtung, dem Anlagenbetrieb (d. h. Wartung und Instandsetzung) im Verlauf der technischen Lebensdauer, der Entsorgung und den direkten Energieeinsätzen (d. h. Bereitstellung der zum Bau, zum Betrieb und zur Entsorgung der Anlage direkt benötigten Endenergieträger).

Zum Vergleich wird jeweils ein mit leichtem Heizöl (Ölheizwerk) bzw. Erdgas (Gasheizwerk) gefeuertes Heizwerk untersucht, das die jeweils gleiche Versorgungsaufgabe wie die beiden geothermischen Heizzentralen erfüllt. Das Wärmeverteilnetz (d. h. das Nah- bzw. Fernwärmenetz) wird dabei nicht berücksichtigt, da es unabhängig von der Technik der Wärmebereitstellungsanlage ist (d. h. Bilanzgrenze ist der Anlagenausgang) und folglich bei den geothermischen Heizzentralen und bei den fossil gefeuerten Heizwerken in gleicher Weise benötigt wird (d. h. vergleichende Bilanzierung). Es wird für alle Anlagen von einer 25-jährigen Betriebsdauer ausgegangen.

Als Methodik, die den im folgenden dargestellten Bilanzen zugrunde liegt, dient die der sogenannten ganzheitlichen Bilanzierung [u. a. Voß, 1997]). Sie lehnt sich an die Vorgehensweise an, die für die Erstellung von Produktökobilanzen in den letzten Jahren erarbeitet und in den verschiedenen DIN- und ISO-Gremien und damit national wie international schon weitgehend standardisiert wurde [u. a. Kaltschmitt, 1996; VDI, 1996; Kaltschmitt, 1995; Buwal, 1991; Kaltschmitt, 1997; Becher, 1997]. Aufgrund dieser weitgehend anerkannten Vorgehensweise wird hier auf die Methodik nicht näher eingegangen.

3.1 Materialbilanzen

Bei den Materialbilanzen werden hier für die hauptsächlich verbauten Stoffe - Beton, Zement, Stahl und Aluminium - zwei unterschiedliche Größen, die Materialbindung in der eigentlichen Anlage und der daraus resultierende Verbrauch an mineralischen Ressourcen im Gesamtprozeß, ausgewiesen.

- **Materialbindung in der Anlage.**
Hier werden, ausgehend von der Materialbindung in der eigentlichen Konversionsanlage die jeweils benötigten Materialmengen für die Errichtung und den Betrieb der Anlage bestimmt; vorgelagerte Ketten werden bei der Berechnung dieser Größe demnach definitionsgemäß nicht berücksichtigt.
- **Verbrauch mineralischer Ressourcen.**
Zusätzlich wird der Verbrauch an mineralischen Ressourcen ausgewiesen. Hierbei gehen neben den direkt beim Bau, für den Betrieb und gegebenenfalls die Entsorgung der Konversionsanlagen erforderlichen Materialien auch die - soweit einer Quantifizierung derzeit zugänglich - indirekten Materialaufwendungen ein; darunter sind z. B. die Aufwendungen

zu verstehen, die für die Bereitstellung des Energieträgers oder für den Bau von Straßen erforderlich sind. Daraus errechnet sich die Entnahme an mineralischen Ressourcen aus der Erde (Aspekt Ressourcenverzehr; d. h. Eisenerz bei Eisen, Kupfererz bei Kupfer, Bauxit bei Aluminium, Kalkstein bei Beton). Die jeweils aktuelle Recyclingrate wird berücksichtigt.

In [Tabelle 3-1](#) werden die erhöhten Bauaufwendungen bei den Geothermieanlagen in den erhöhten Materialbindungswerten deutlich; es wird gegenüber den fossil gefeuerten Anlagen deutlich mehr an Stahl und Zement benötigt. Dies begründet sich im wesentlichen durch die erhöhten Errichtungsaufwendungen im Vergleich zu den fossil gefeuerten Anlagen, die primär in den vergleichsweise materialintensiven Bohrungen begründet liegen. Daneben sind bei den geothermischen Heizzentralen geringfügig erhöhte Bauaufwendungen für Gebäude notwendig. Aber auch die fossil gefeuerten Heizwerke zeigen Unterschiede untereinander auf. Für die gasgefeuerten Heizwerke reduziert sich durch den Wegfall der Tankanlagen (Gasanschluß) die Stahlbindung um etwa 54 %. Die Leitung für die Gasversorgung ist hier nicht berücksichtigt. Die Bauaufwendungen für die Gebäudehüllen (Zement) sind dagegen gleich.

	Einheit	Riehen	Neustadt-Glewe	Ölheizzentrale*	Gasheizzentrale*
Materialbindung					
Aluminium	kg/(TJ/a)	22,4	538	-	-
Kupfer	kg/(TJ/a)	0,1	0,9	-	-
Stahl	kg/(TJ/a)	8 509	13 901	3450 (6100)	1575 (2600)
Zement	kg/(TJ/a)	13 645	56 609	1175 (2225)	1175 (2225)
Verbrauch mineralischer Ressourcen					
Bauxit	kg/TJ	10	58	11 (11)	3 (3)
Kupfer ab Erz	kg/TJ	2	1	3 (3)	1 (1)
Eisen ab Erz	kg/TJ	968	771	384 (504)	314 (360)
Kalkstein	kg/TJ	1 591	4 482	704 (823)	313 (398)

* Wärmebereitstellung 114 TJ/a; () = 60TJ/a

Tab.3-1: Materialbilanzen

Unter dem Aspekt des Ressourcenverbrauchs an mineralischen Ressourcen sind die geothermischen Heizzentralen durch einen etwa gleichen bzw. nur geringfügig höheren Verbrauch an Bauxit (d. h. Aluminium) und Kupfer gekennzeichnet. Im Unterschied dazu ist der Verbrauch an Eisen bzw. Kalkstein mit dem 2,2 bis 5-fachen bzw. 5,4 bis 11-fachen deutlich höher. Dies liegt in den höheren Materialeinsätzen insbesondere für die Bohrungen zur Erschließung der geothermischen Ressourcen begründet. Deutlich wird auch, daß die Anlage in Neustadt-Glewe durch einen deutlich höheren Ressourcenverbrauch an Eisen und Kalkstein gekennzeichnet ist. Dies liegt im wesentlichen in der größeren Bohrungstiefe, aber auch durch die drei Gebäude dieser Anlage begründet. Es zeigt sich, daß hier eine tiefere Förder- und Verpreßbohrung materialintensiver ist als die Installation einer Wärmepumpe und eines Blockheizkraftwerkes.

3.2 Energiebilanz

Der Energieaufwand für die Energiebereitstellung ist eine weitere wesentliche Kenngröße einer Energiewandlungstechnik. Das Ergebnis einer derartigen Energiebilanz, bei der i. allg. alle Energieströme von der Wiege bis zur Bahre bilanziert werden, kann durch die folgenden drei Kenngrößen beschrieben werden [[Kaltschmitt, 1996](#); [VDI, 1996](#); [Kaltschmitt, 1995](#)].

- Unter dem kumulierten Energieaufwand (KEA) einer Energiebereitstellungstechnik ist der Primärenergieaufwand einschließlich aller vor- und nachgelagerten Prozesse zu verstehen,

der im Verlauf der zu erwartenden technischen Lebensdauer einer Anlage pro Einheit bereitgestellter Energie notwendig ist. Zur Berechnung des kumulierten Energieaufwandes wird hier die Ressourcenmethode verwendet, bei der nur die fossil biogenen und fossil mineralischen Primärenergieträger (d. h. erschöpfliche Primärenergieträger) wie Steinkohle, Erdöl und Uranerz ausgewiesen werden [Hoffmann, 1995]; regenerative Energien wie z. B. die Solarstrahlung oder die Wasserkraft werden dabei nicht berücksichtigt. Der kumulierte Energieaufwand ist damit gleichzeitig auch ein Maß für den Verbrauch an fossilen Energieressourcen, da er alle Ressourcenentnahmen an erschöpflichen Energieträgern berücksichtigt, die innerhalb einer definierten Zeitspanne direkt oder indirekt (z. B. in Form von Energie, die in Stoffen gespeichert ist) in die Energiebereitstellung einfließen. Der kumulierte Energieaufwand wird in Primärenergieäquivalenten angegeben; dabei geht in der Regel der untere Heizwert der Energierohstoffe ein. Der kumulierte Energieaufwand errechnet sich aus dem kumulierten Energieaufwand der Herstellung (KEA_H), dem der Nutzung (KEA_N) und dem der Entsorgung (KEA_E) [VDI, 1996]. Die verschiedenen Terme setzen sich wie folgt zusammen.

- Der energetische Herstellungsaufwand bestimmt sich aus der Summe sämtlicher energetischer Aufwendungen für die Herstellung der Konversionstechnik einschließlich der Rohstoffgewinnung und aller vorgelagerten Verarbeitungsstufen.
- Der kumulierte Energieaufwand für die Nutzung beinhaltet sämtliche energetischen Aufwendungen während des Anlagenbetriebs. Bei mit fossilen Energieträgern betriebenen Konversionsanlagen fallen darunter beispielsweise der Brennstoff, die Energieaufwendungen für Brennstoffgewinnung, -aufbereitung und -transport, die Bereitstellung weiterer für den Betrieb der Konversionsanlage erforderlichen Materialien für Wartung und Instandsetzung und die Entsorgung von betriebsbedingten Abfällen.
- Der Entsorgungsaufwand berücksichtigt die energetischen Aufwendungen, die bei der Entsorgung aller Anlagen und Betriebsmittel entstehen.

Der kumulierte Energieaufwand wird auf die insgesamt von der Anlage während der gesamten technischen Lebensdauer bereitgestellte Energie am Anlagenausgang bezogen. Damit ist der kumulierte Energieaufwand verschiedener Techniken vergleichbar.

- Der primärenergetisch bewertete Erntefaktor (EF_{prim}) gibt an, wievielfach mehr primärenergetisch bewertete Nutzenergie durch eine Technik zur Nutzenergiebereitstellung zur Verfügung gestellt wird, als zu ihrer Herstellung, ihrem Betrieb und ihrer Entsorgung aufgewendet werden muß. Dabei stellt der direkt in der Konversionsanlage eingesetzte Brennstoff (z. B. geothermische Wärme, Holz, Steinkohle) die durch die Anlage genutzte Energie dar; der Energieinhalt (d. h. Heizwert) des in der Konversionsanlage eingesetzten Brennstoffs (E_B) wird deshalb nicht bei der Berechnung des primärenergetischen Erntefaktors berücksichtigt und muß vom kumulierten Energieaufwand abgezogen werden (vgl. folgende Gleichung).

$$EF_{prim} = \frac{E_{Netto, prim}}{(KEA_H + KEA_N + KEA_E) - E_B}$$

Dabei beschreibt $E_{Netto, prim}$ die im Verlauf der technischen Lebensdauer der jeweiligen Konversionsanlage bereitgestellte primärenergetisch bewertete Energie. Im Falle der Geothermieranlagen wird hier die Substitutionsmethode gewählt. Dies bedeutet, daß die durch

Nutzung des geothermischen Potentials zur Verfügung gestellte Nettoenergie mit demjenigen Anteil fossiler Primärenergie bewertet wird, der durch die geothermische Nutzung eingespart wird. KEA_H , KEA_N und KEA_E stellen die ebenfalls primärenergetisch bewerteten bzw. substituierten kumulierten Energieaufwendungen dar.

- Die primärenergetische Amortisationszeit (AZ_{prim}) beschreibt den Zeitraum, innerhalb dessen die Nutzung einer Anlage zur Energiewandlung so viel primärenergetisch bewertete End- oder Nutzenergie bereitgestellt hat, wie für ihre Herstellung, ihre (zukünftige) Entsorgung und ihren Betrieb im Verlauf dieser Amortisationszeit aufgewendet werden muß (vgl. folgende Gleichung). Nach Ablauf dieser Zeitspanne stellt die Anlage damit "Netto"-Energie zur Verfügung. Die energetische Amortisationszeit ist somit unabhängig von der Lebensdauer der Konversionsanlage. Analog zur Berechnung des primärenergetischen Erntefaktors geht der Energieinhalt des Brennstoffs (E_B) in die Berechnung der energetischen Amortisationszeit nicht ein.

$$AZ_{prim} = \frac{(KEA_H + KEA_E) L}{E_{Netto, prim} - (KEA_N - E_B)}$$

Die primärenergetische Amortisationszeit ist demnach definiert als das Verhältnis zwischen dem Produkt aus dem kumulierten Herstellungs- und Entsorgungsenergieaufwand (KEA_H und KEA_E) und der technischen Lebensdauer L der Anlage und der Differenz zwischen der primärenergetisch bewerteten, im Verlauf der technischen Anlagenlebensdauer bereitgestellten Energie ($E_{Netto, Prim}$) und dem kumulierten Energieaufwand für die Nutzung (KEA_N), vermindert um den Energieinhalt (E_B) des eingesetzten Brennstoffs.

Wird der kumulierte Energieaufwand auf die gesamte, während der Lebenszeit der Anlagen zur Verfügung gestellte Endenergie bezogen, ergibt sich der in [Tabelle 3-2](#) ausgewiesene kumulierte fossile Energieaufwand (KEA_{Fossil}). Demnach ist eine hydrothermale Wärmebereitstellung im Vergleich zur ausschließlich mit fossilen Energieträgern realisierten Bereitstellung der gleichen Endenergie mit einem geringeren Einsatz an nicht erneuerbaren Energieressourcen verbunden. Dieser Mindereinsatz an fossilen Energieressourcen bei den geothermischen Heizwerken ist dabei direkt gekoppelt an den Erdwärmeanteil an der bereitgestellten Endenergie am Anlagenausgang, da die Energiebilanz im wesentlichen bestimmt wird durch den Anlagenbetrieb; Anlagenerrichtung und -entsorgung haben kaum einen Einfluß auf die die Energiebilanz bestimmenden Kenngrößen. Werden jedoch ausschließlich die Energieaufwendungen für Errichtung und Entsorgung untersucht, zeigt sich, daß hier höhere Werte bei den geothermischen Heizzentralen gegeben sind. Auch hier wird der deutlich höhere Materialeinsatz der Erdwärmeanlagen im Vergleich zu den fossil gefeuerten Anlagen deutlich.

Der höhere kumulierte fossile Energieaufwand der Heizzentrale Riechen im Vergleich zum Erdwärmeheizwerk Neustadt-Glewe liegt in erster Linie in der insgesamt höheren fossilen Zufuehrung in Riechen begründet (d. h. dominierender Einfluß des Anlagenbetriebs auf die Energiebilanz). Hinzu kommt, daß im Erdwärmeheizwerk Neustadt-Glewe keine Wärmepumpen und Blockheizkraftwerke installiert sind und damit eine Temperaturanhebung durch fossile Zusatzenergie im Geothermieteil entfällt.

	Einheit	Riehen	Neustadt-Glewe	Ölheizzentrale*	Gasheizzentrale*
KEAFossil	MJ/GJ	767,0	267,0	1 348,0	1 221,0
Erntefaktor		8,1	15,4	4,9 (4,8)	8,0 (8,0)
Armortisationszeit	Monate	9,1	13,0	1,0 (1,8)	0,5 (0,9)

* Wärmebereitstellung 114 TJ/a; () = 60TJ/a

Tab. 3-2: Energiebilanz

Diese günstige Energiebilanz schlägt sich auch in den Erntefaktoren nieder. So zeigt das Erdwärmeheizwerk Neustadt-Glewe den höchsten Erntefaktor. Die ungünstigsten Erntefaktoren weist demgegenüber die Ölheizzentrale auf.

Bezüglich der energetischen Amortisationszeit zeigt sich, daß die fossil gefeuerten Heizwerke im Vergleich zu geothermischen Heizzentralen durch deutlich geringere Amortisationszeiten gekennzeichnet sind; dies liegt in der geringeren Materialintensität dieser Anlagen begründet (vgl. [Kapitel 3.1](#)). Von den untersuchten fossilen Heizzentralen zeigen dabei die gasgefeuerten Anlagen merklich geringere Amortisationszeiten. Dies ist auf die kleineren Errichtungsaufwendungen und damit die geringe Materialintensität derartiger Anlagen zurückzuführen. Außerdem ist eine Installation von Tankanlagen für die gasgefeuerten Heizzentralen nicht notwendig.

3.3 Emissionsbilanzen

Möglichkeiten zur Energienachfragedeckung können auch durch die damit verbundenen Stofffreisetzungen beschrieben werden. Darunter sind im Sinne einer Betrachtung von der Wiege bis zur Bahre neben den Emissionen, die beispielsweise direkt bei der Stromerzeugung im Kraftwerk oder bei der Verbrennung von Öl im Heizwerk frei werden, auch die indirekten Emissionen zu verstehen, die bei der Herstellung der Anlagen (z. B. Kraftwerk, Anlagen für Brennstoffförderung und -aufbereitung, Transport) in den vorgelagerten Prozeßketten freigesetzt werden.

Von der Vielzahl der durch gesetzliche Vorgaben limitierten und nicht limitierten Emissionen an Boden, Wasser und Luft werden im folgenden exemplarisch nur einige wenige luftgetragene Stofffreisetzungen betrachtet, die für bestimmte Umweltprobleme von besonderer Bedeutung sind. Neben den klimarelevanten Treibhausgasen Kohlenstoffdioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Distickstoffoxid (N₂O) werden hier die "klassischen" Luftschadstoffe Schwefeldioxid (SO₂) und Stickstoffoxid (NO_x) und als weitere Gase mit versauernder Wirkung Chlorwasserstoff (HCl) und Ammoniak (NH₃) sowie die Schwermetallfreisetzungen an Cadmium (Cd) und Blei (Pb) bilanziert.

Die bilanzierten Emissionen werden entsprechend dem gegenwärtigen Stand der Diskussionen bei der ganzheitlichen Bilanzierung bzw. der Produkt-Ökobilanzen anschließend in Wirkungspotentiale überführt, durch die die jeweils korrespondierenden potentiellen Umweltwirkungen beschrieben werden können. Die verschiedenen ausgewiesenen Wirkungspotentiale werden im folgenden definiert:

- Treibhauspotential

Das Treibhauspotential ist ein Maß für den potentiellen Beitrag anthropogen verursachter Stofffreisetzungen zur Erwärmung der Erdatmosphäre. Es errechnet sich aus Kohlenstoffdioxid (CO₂; Faktor 1) als Referenzsubstanz, Methan (CH₄; Faktor 21) und Distickstoffo-

xid (N₂O; Faktor 310) und wird in CO₂-Äquivalenten angegeben [vgl. Heijungs, 1992; UBA, 1995].

- Versauerungspotential

Das Versauerungspotential ist ein Maß für die Versauerung von Böden und Gewässern infolge von Emissionen mit versauernder Wirkung. Es errechnet sich aus Schwefeldioxid (SO₂; Faktor 1) als Referenzsubstanz, Stickstoffoxid (NO_x; Faktor 0,7), Ammoniak (NH₃; Faktor 1,88) und Chlorwasserstoff (HCl; Faktor 0,88) und wird in SO₂-Äquivalenten angegeben [vgl. Heijungs, 1992; UBA, 1995; Houghton, 1996].

- Eutrophierungspotential

Das Eutrophierungspotential ist ein Maß für die potentielle übermäßige Zufuhr an Nährstoffen in Gewässer und Böden infolge von Emissionen mit eutrophierender Wirkung. Als Referenzsubstanz dient das bei den untersuchten Lebenswegen nicht signifikant auftretende und daher unberücksichtigte Phosphat. Es errechnet sich lediglich aus Stickstoffoxid (NO_x) [vgl. Heijungs, 1992; UBA, 1995; Houghton, 1996].

- Humantoxisches Potential

Das im folgenden exemplarisch für die Wirkungskategorie Humantoxizität betrachtete Potential ist ein Maß für die potentielle Schädigung bestimmter Stoffe mit humantoxischer Wirkung. Als Gewichtungsfaktoren für die hier betrachteten einzelnen Luftschadstoffe dienen die Kehrwerte der in der TA Luft (Technische Anleitung Luft) angegebenen jeweiligen Immissions-Grenzwerte (d. h. MIK-Werte). Das humantoxische Potential errechnet sich demnach aus Stickstoffoxid (NO_x; Faktor 33,3 · 10⁶ m³/kg) und Schwefeldioxid (SO₂; Faktor 33,3 · 10⁶ m³/kg) sowie den Cadmium- (Cd; Faktor 10⁹ m³/kg) und Bleifreisetzung (Pb; Faktor 10¹¹ m³/kg). Es wird als das kritische Luftvolumen angegeben, das insgesamt erforderlich ist, um jeden emittierten Luftschadstoff bis auf die nach der TA Luft erforderlichen Grenzwerte zu verdünnen [Buwal, 1991].

Tabelle 3-3 zeigt die untersuchten Wirkungspotentiale der betrachteten geothermischen Heizzentralen und der fossil gefeuerten Heizwerke.

Das Treibhauspotential wird nahezu ausschließlich durch den Anlagenbetrieb verursacht. Damit sind die geothermischen Heizzentralen durch merklich geringere Werte im Vergleich zu den fossil gefeuerten Heizwerken gekennzeichnet. Je nach Anlagenkonfiguration reduzieren sich die CO₂-Äquivalente um bis zu 82 % im Vergleich zu den fossil gefeuerten Heizanlagen. Da das Treibhauspotential hier im wesentlichen durch das CO₂ bestimmt wird, werden die Emissionen der Geothermieanlagen hauptsächlich durch den zusätzlich eingesetzten Brennstoff - für die Spitzenlastanlage bzw. für den Betrieb der Wärmepumpe und des Blockheizkraftwerks - bestimmt. Dies schlägt sich in den ungünstigeren Werten der Heizzentrale Riechen (Zufeuerung Heizöl) im Vergleich zum Erdwärmeheizwerk Neustadt-Glewe (Zufeuerung Erdgas) nieder. Wegen des deutlich höheren Wasserstoffanteils im Erdgas und den daraus resultierenden geringeren Kohlendioxidfreisetzungen ist die Erdgasheizzentrale im Vergleich zu der mit leichtem Heizöl gefeuerten Heizzentrale durch deutlich geringere Freisetzungen an CO₂-Äquivalenten gekennzeichnet.

Wirkungspotential	Einheit	Riehen	Neustadt-Glewe	Ölheizzentrale*	Gasheizzentrale*
Treibhauspotential	t/TJ	50,0	18,0	98,6 (99,0)	72,7 (70,8)
Versauerungspotential	kg/TJ	104,9	51,4	256,5 (281,1)	86,8 (86,8)
Eutrophierungspotential	kg/TJ	8,1	4,4	11,3 (15,7)	7,8 (7,7)
Humantoxisches Potential	10 ⁹ m ³ /TJ	4,1	1,8	9,5 (10,7)	3,5 (3,5)

Tab. 3-3: Wirkungspotentiale (errechnet auf Basis der Emissionsbilanzen)

Das Versauerungspotential wird bei sämtlichen Anlagen im wesentlichen durch Schwefeldioxid und Stickstoffoxid bestimmt; die anderen Spurengasfreisetzungen mit versauernder Wirkung sind nur von untergeordneter Bedeutung. Durch den im Vergleich zu Erdgas höheren Schwefelgehalt im leichten Heizöl resultieren relativ hohe Werte des Versauerungspotentials bei den Ölheizzentralen. Die Zufeuerung von leichtem Heizöl in der Spitzenlastanlage der Heizzentrale Riehen führt hier dazu, daß diese Anlage durch ein höheres Versauerungspotential gekennzeichnet ist als eine vergleichbare Gasheizzentrale. Im Vergleich der beiden Geothermieanlagen zeigt das Erdwärmeheizwerk Neustadt-Glewe aufgrund des deutlich höheren Anteils der Geothermie an der Endenergiebereitstellung merklich geringere Werte.

Als Leitsubstanz für das Eutrophierungspotential dienen die Stickstoffoxide. Obwohl in sämtlichen Anlagen Low-NO_x-Brenner eingesetzt werden, weisen die geothermischen Heizzentralen auch hier - in Abhängigkeit des jeweiligen Anteils der Geothermie an der gesamten Wärmebereitstellung - die geringeren Werte auf. Deshalb zeigt auch hier aufgrund des höheren Geothermieanteils die Anlage in Neustadt-Glewe die geringsten Werte. Der im Vergleich zum Erdgas höhere NO_x-Gehalt im Rauchgas bei der Verbrennung von leichtem Heizöl führt zu den relativ höheren Werten für das Eutrophierungspotential bei den Ölheizzentralen.

Das humantoxische Potential wird fast ausschließlich durch die Emissionen von Schwefeldioxid und Stickstoffoxid bestimmt. Hier macht sich, ähnlich wie bei den anderen Potentialen, auch der deutlich geringere Schwefelgehalt im Erdgas im Vergleich zu leichtem Heizöl bemerkbar und bewirkt entsprechend geringere Werte bei den mit Erdgas gefeuerten Anlagen bzw. dem Erdwärmeheizwerk Neustadt-Glewe. Dabei werden auch hier die Bilanzen durch die Emissionen beim Anlagenbetrieb dominiert; das Erdwärmeheizwerk Neustadt-Glewe weist dabei die geringsten Werte auf.

Alle ausgewiesenen Potentiale werden zum überwiegenden Teil durch den Anlagenbetrieb dominiert. Die Errichtung und der Abriß tragen nur zu sehr geringen Anteilen zum Gesamtergebnis bei. Deshalb können diese Anteile bei überschlägigen Abschätzungen (ohne einen zu großen Fehler) vernachlässigt werden. Werden jedoch diese Anteile näher analysiert, zeigt sich, daß hier die geothermischen Heizzentralen durch im Vergleich zu den ausschließlich fossil gefeuerten Anlagen merklich höhere Stofffreisetzungen gekennzeichnet sind. Dies begründet sich durch die höheren Material- und damit auch Energieaufwendungen, die bei diesen Anlagen insbesondere infolge der material- bzw. energieaufwendigen Bohrungen notwendig sind.

4 Schlußbetrachtung

Ziel der vorliegenden Ausführungen ist es, exemplarisch zwei bestehende geothermische Heizzentralen mit entsprechenden fossil gefeuerten Heizwerken unter Berücksichtigung sämtlicher vorgelagerter Prozesse ganzheitlich anhand unterschiedlicher Kriterien (u. a. Verbrauch energetischer und ausgewählter mineralischer Ressourcen, Versauerungspotential, Eutrophierungspotential, Treibhauspotential) zu vergleichen. Dazu wurde eine methodische Vorgehensweise angewendet, die sich an die national wie international bereits weitgehend standardisierten Methodik zur Erstellung von Produkt-Ökobilanzen anlehnt. Es werden jedoch nur die Ergebnisse der Sachbilanz und Wirkungsabschätzung ausgewiesen und diskutiert; eine Auswertung im Sinne der der Ökobilanz zugrundeliegenden Definition wird nicht erstellt.

Die Ausführungen haben gezeigt, daß eine Wärmebereitstellung aus hydrothermalen Erdwärmevorkommen im Vergleich zu derjenigen aus fossilen Energieträgern einen merklichen Beitrag zum Mindereinsatz an energetischen Ressourcen sowie zur Minderung von luftgetragenen Stofffreisetzungen mit den damit verbundenen vielfältigen potentiellen Wirkungen auf den Menschen und die Umwelt leisten kann. Dabei resultieren diese Mindereinsätze an energetischen Ressourcen und die geringeren Emissionen bzw. die kleineren daraus resultierenden Wirkungspotentiale im wesentlichen aus dem Anlagenbetrieb. Die geothermischen Heizzentralen sind bei der Errichtung und bei der Entsorgung durch deutlich ungünstigere Werte praktisch aller untersuchten Größen gekennzeichnet als die mit fossilen Energieträgern betriebenen Anlagen. Der höhere Verbrauch an energetischen Ressourcen und die höheren Stofffreisetzungen während der Errichtung und der Entsorgung gleichen sich im Betrieb jedoch schon nach einer - verglichen mit der gesamten Betriebsdauer der Anlagen - sehr geringen Zeitspanne wieder aus.

Damit kann die Nutzung hydrothormaler Energievorkommen merklich zu einer umwelt- und klimaverträglicheren Energieversorgung in Deutschland beitragen. In Abhängigkeit des geothermischen Deckungsanteils an der gesamten bereitgestellten Endenergie am Anlagenausgang können fossile Primärenergieträger eingespart und die daraus resultierenden Umwelteffekte vermieden werden. Geothermische Heizzentralen können somit auch einen merklichen Beitrag zur Erreichung der CO₂-Minderungsziele leisten, zu deren Erfüllung sich Deutschland verpflichtet hat.

Wird beispielsweise ausgegangen von dem in Deutschland gegebenen technischen Potential an hydrothormaler Erdwärme von 796 PJ/a [Kaltschmitt, 1995] und unter Berücksichtigung der vorgelagerten Ketten eine Substitution von leichtem Heizöl bzw. Erdgas unterstellt, könnten 8,3 bzw. 5,6 % der jährlichen anthropogenen CO₂-Freisetzungen von 892 Mio. t in 1994 in Deutschland eingespart werden. Damit könnte eine verstärkte Nutzung der hydrothermalen Erdwärmevorkommen durchaus einen energiewirtschaftlich relevanten Beitrag zur Lösung der Umwelt- und Energieprobleme in Deutschland leisten, selbst wenn unterstellt wird, daß auch langfristig nicht das gesamte technische Potential erschließbar ist. Dies gilt um so mehr, als daß sich diese Technik durch eine hohe Versorgungssicherheit auszeichnet, eine vergleichsweise hohe Akzeptanz in der Bevölkerung genießt und - ausgehend von den in den vorhandenen Demonstrationsanlagen gewonnenen Erfahrungen - weitgehend betriebssicher verfügbar ist.

5 Literatur

- Becher, S. und M. Kaltschmitt, Biogene Festbrennstoffe als Alternative zu fossilen Brennstoffen - Vergleich anhand ökologischer Bilanzen, Tagung „Ganzheitliche Bilanzierung von Energiesystemen“, Düsseldorf, April 1997, Tagungsband, 1997.
- Bußmann, W., Riehen - Geothermie im Wärmeverbund, Geothermische Energie 9, S. 8-10, 1994.
- Buwal (Hrsg.), Ökobilanz von Packstoffen, Studie im Auftrag des Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (BUWAL), Bern, 1991.
- GEMIS, Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme Öko-Institut, Institut für angewandte Ökologie e.V., Darmstadt; Dezember 1994.
- Geothermie, Geothermische Energie 7, 1995.
- Heijungs, R. u. a., Environmental Life Cycle Assessment of Products. Guide (Part 1) and Backgrounds (Part 2), CML, INO and B & G; Leiden, 1992.
- Hoffmann C., Bereitstellungsnutzungsgrade elektrischer Energie, Elektrizitätswirtschaft 94(1995), 11, 1995.
- Houghton, J.T. u. a., Climate Change 1995 - The Science of Climate Change, Contribution of WGI to the Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 1996.
- Kaltschmitt, M. und A. Wiese (Hrsg.), Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, Springer, Berlin, Heidelberg, 1995.
- Kaltschmitt, M. und G. Reinhardt, Zur energetischen Bilanzierung von Bioenergieträgern, VDI-Tagung "Kumulierter Energieaufwand", Würzburg, November 1995, Tagungsband, 1995b.
- Kaltschmitt, M., T. Stelzer und A. Wiese, Ganzheitliche Bilanzierung am Beispiel einer Bereitstellung elektrischer Energie aus regenerativen Energien, Zeitschrift für Energiewirtschaft 20(1996), 2, S. 177-197, 1996.
- Kaltschmitt, M. und G.A. Reinhardt (Hrsg.), Nachwachsende Energieträger - Grundlagen, Verfahren, ökologische Bilanzierung; Vieweg, Braunschweig/Wiesbaden, 1997 (im Druck).
- Ökoinventare für Energiesysteme, 1. Auflage, Laboratorium für Energiesysteme, Erste TH Zürich, März 1995.
- UBA (Hrsg.), Methodik der produktbezogenen Ökobilanzen - Wirkungsbilanz und Bewertung, Texte 23/95, Umweltbundesamt, Berlin, 1995.
- VDI (Hrsg.), Kumulierter Energieaufwand - Begriffe, Definitionen, Berechnungsmethoden, VDI-Richtlinie 4 600, VDI, Düsseldorf, April 1996.
- Voß, A., Ganzheitliche Bilanzierung - Was kann sie zur Bewertung von Energiesystemen leisten?, Tagung „Ganzheitliche Bilanzierung von Energiesystemen“, Düsseldorf, April 1997, Tagungsband, 1997.
- WEMAG, Erdwärme Neustadt-Glewe GmbH, persönliche Mitteilung, D-19004 Schwerin Februar 1997.