

Felix Christian Matthes

Erdgas und Braunkohle - Diskussionsstand zu den Treibhausgas-Emissionen in der Prozeßkette

Kurzgutachten im Auftrag der Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umweltschutz Berlin

ÖKO-INSTITUT

INSTITUT FÜR ANGEWANDTE ÖKOLOGIE E.V.



Felix Christian Matthes

Erdgas und Braunkohle - Diskussionsstand zu den Treibhausgas-Emissionen in der Prozeßkette

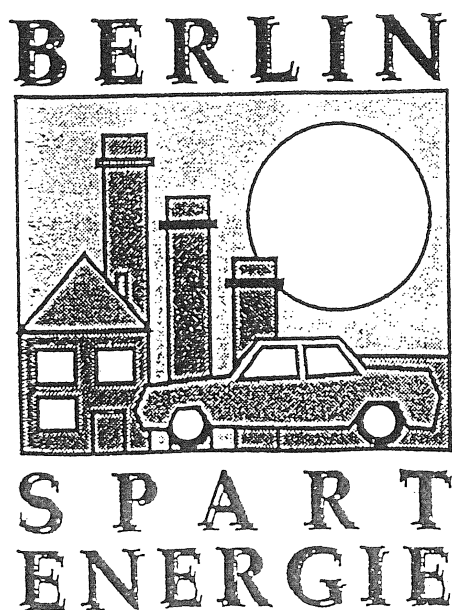
Kurzgutachten im Auftrag der Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umweltschutz Berlin

Berlin, 31. März 1993

Dipl.-Ing. Felix Christian Matthes
Öko-Institut e.V.
Institut für Angewandte Ökologie
Außenstelle Berlin
Friedrichstraße 165
D-1080 (10117) Berlin-Mitte
Tel. + Fax: +49-(0)30-2291393

Erdgas und Braunkohle

Diskussionsstand zu den Treibhausgas-
Emissionen in der Prozeßkette



Vorwort

Im September vergangenen Jahres hat der Senator für Stadtentwicklung und Umweltschutz ein Energiekonzept Berlin als Entwurf seines Hauses für die Öffentlichkeitsbeteiligung vorgelegt.

Dieser Konzeptentwurf wie die im zugrunde liegenden Untersuchungen waren mehrfach Gegenstand der Beratungen des bei der Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umweltschutz eingerichteten Energiebeirates. Im Grundsatz ergab sich eine weitgehende Übereinstimmung mit den analytischen Aussagen und den daraus zu ziehenden energie- und umweltpolitischen Schlußfolgerungen. Eine Reihe von Punkten wurde jedoch auch kontrovers diskutiert. Vor dem Hintergrund der angestrebten Vereinigung der Bundesländer Berlin und Brandenburg betraf dies beispielsweise die Position, die speziell der Lausitzer Braunkohle in einem Berliner Energiekonzept eingeräumt werden müsse.

Offen blieb auch die Frage, ob durch die Beschränkung der zentralen umweltorientierten Ziele des Energiekonzepts auf die Entwicklung allein der Kohlendioxidemissionen und die damit vordergründig einhergehende Vernachlässigung anderer klimarelevanter Gase nicht möglicherweise falsche Weichenstellungen eingeschlagen werden würden. Dahinter stand die Vermutung, daß die vor allem dem Ergas anzulastende Emission von Methan, dessen Klimawirksamkeit erheblich höher ist als diejenige des Kohlendioxids, im Ergebnis dazu führen könnte, daß die wichtige Rolle, die dieser Energieträger im Energiekonzept spielt, unter dem Aspekt des Klimaschutzes deutlich anders zu bewerten sei.

Zur Klärung dieser beiden Fragen hat die Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umweltschutz auf Vorschlag des Energiebeirats das ÖKO-Institut mit der Erarbeitung entsprechender Kurzstudien beauftragt.

Die hier vorgelegte Untersuchung befaßt sich mit der emissionsseitigen Bewertung insbesondere von Braunkohle und Erdgas unter Berücksichtigung der jeweiligen Kohlendioxid- und Methanemissionen. Unabhängig von allen unaufhebbaren Unsicherheiten kommt die Studie zu dem Ergebnis, daß sich die relativen Positionen dieser beiden Energieträger auch durch die Einbeziehung des Methans nicht signifikant zugunsten der Braunkohle verändern. Aus Gründen des Klimaschutzes ist daher eine andere Beurteilung des Erdgases als im Energiekonzept nicht zu begründen.

Generell bleibt aber richtig, daß die beste Art, den Gefahren des Treibhauseffekts wirkungsvoll zu begegnen, in der möglichst rationellen und sparsamen Energieverwendung und -bereitstellung liegt.

Der Energiebeirat dankt dem Verfasser der Studie, Herrn Dipl.-Ing. Felix Christian Matthes, für seine klärende Arbeit.

Dr. Hans-Joachim Ziesing
Vorsitzender des Energiebeirats



ÖKO-INSTITUT e.v.

INSTITUT
FÜR ANGEWANDTE
ÖKOLOGIE

INSTITUTE
FOR APPLIED
ECOLOGY

INSTITUT
D'ÉCOLOGIE
APPLIQUÉE

Kurzstudie

**"Erdgas und Braunkohle - Diskussionsstand zu den Treibhausgas-
Emissionen in der Prozeßkette"**

im Auftrag

der Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umweltschutz

- Endbericht -

Dipl.-Ing. Felix Christian Matthes

Öko-Institut e.V., Bereich Energie

Berlin, 31. März 1993

Öko-Institut e.V.

Geschäftsstelle Freiburg

Binzengrün 34 a

D-7800 (79114) Freiburg i.Br.

Tel.: 0761-473031

Öko-Institut e.V.

Außenstelle Berlin

Friedrichstraße 165

D-1080 (10117) Berlin-Mitte

Tel. & Fax: 030-2291393

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung und Problemstellung.....	4
2	Methodische Vorbemerkungen	5
3	Die Treibhausgase Methan und Kohlenwasserstoff	7
4	Die Prozeßketten-Emissionen für russisches Erdgas und Braunkohle ..	8
4.1	Die Prozeßketten-Emissionen für russisches Erdgas.....	8
4.2	Die Prozeßketten-Emissionen für Lausitzer Braunkohle.....	14
5	Das Treibhaus-Potential (THP)	15
6	Die Prozeßkettenemissionen unter Berücksichtigung der Effizienz unterschiedlicher Umwandlungstechnologien	21
7	Zusammenfassung.....	24
8	Literatur	26
	Anhang 1.....	28
	Anhang 2.....	29
	Anhang 3.....	30
	Anhang 4.....	31
	Anhang 5.....	32

Tabellenverzeichnis

Tab. 1:	Stofflich bedingte CO ₂ -Emissionsfaktoren	5
Tab. 2:	Charakteristika von Treibhausgasen	7
Tab. 3:	Anthropogene Methanquellen	8
Tab. 4:	Literaturangaben zu Erdgasverlusten und Transportaufwendungen....	9
Tab. 5:	Abschätzung der Methan-Verluste und Transportaufwendungen für russische Erdgasexporte nach Mittel- und Osteuropa	12
Tab. 6:	Abschätzung der Methan-Verluste und Transportaufwendungen für die Anwendung russischen Erdgases in Ost-Berlin im Jahre 1990	12
Tab. 7:	Abschätzung der Methan-Verluste und Transportaufwendungen für die Anwendung russischen Erdgases in Berlin im Jahre 2010.....	13
Tab. 8:	Abschätzung der Methan-Verluste und Transportaufwendungen für die Anwendung russischen Erdgases in Berlin im Jahre 2010.....	13
Tab. 9:	Literaturangaben zum Treibhauspotential (THP) von Methan	16
Tab. 10:	Angaben zum Treibhauspotential (THP) von Methan der Rheinbraun AG im Vergleich zur zitierten Literaturstelle	18

1 Einführung und Problemstellung

Im Sommer 1992 wurden durch die Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umweltschutz die beiden Gutachten zum Energiekonzept Berlin veröffentlicht.

In den Diskussionen um das Energiekonzept gewann die Diskussion um die Gesamtbewertung vom Erdgas gegenüber der einheimischen Braunkohle an besonderer Bedeutung, wobei hier besonders die Methanemissionen bei der Bereitstellung russischen Erdgases für Berlin umstritten sind. Diesbezüglich wurde im Prozeß der Öffentlichkeitsbeteiligung zum Energiekonzept von Seiten der Braunkohleindustrie, der Gewerkschaft IGBE u.a. die Orientierung auf den Leitindikator Kohlendioxid (CO₂) in Zweifel gezogen. Insbesondere wurde dabei ausgeführt, daß die Klimaverträglichkeit der Braunkohle bei Einbeziehung der Prozeßketten sich nicht wesentlich von der (russischen) Erdgases unterscheidet.

Für die Schaffung einer transparenten Diskussion ist eine klare Darstellung der Gesamtsituation und die Diskussion der unterschiedlichen Aspekte nunmehr unerlässlich.

Die Energieleitstelle der Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umweltschutz beauftragte daher das Öko-Institut mit Schreiben vom 19. Februar 1993 mit der Erarbeitung einer Kurzstudie, in der der Diskussionsstand bezüglich Methan-Emissionen zusammengestellt wird.

Da im Rahmen dieser Arbeit nur die Frage zu beantworten ist, ob die Orientierung des Energiekonzepts Berlin auf ein Kohlendioxid-Minderungsziel zu Fehlsteuerungen bezüglich der Bekämpfung des globalen Treibhauseffektes führt, sollen die folgenden Betrachtungen sich ausschließlich der Bilanzierung von Kohlendioxid und Methan widmen. Als Fallbeispiele werden hier die Prozeßketten der Nutzung von Lausitzer Braunkohle und von russischem Erdgas betrachtet.

Braunkohle spielt vor allem wegen der regionalpolitischen Bedeutung eine Rolle: Die politische Diskussion um eine vollständige Bilanzierung der Treibhausgasemissionen hat daher einen relativ großen Stellenwert bekommen. Die Betrachtungen für das russische Erdgas wurden vor allem wegen der voraussichtlich "schlimmsten Variante" (*worst case*) der Treibhausgasemissionen für die Erbringung von Dienstleistungen mit dem Energieträger Gas angestellt.

2 Methodische Vorbemerkungen

Bei einem systematischen Vergleich unterschiedlicher Optionen zur Erbringung von Energiedienstleistungen müssen - darauf wird in jüngerer Zeit zunehmend gedrungen - auch Schadstoff-Emissionen betrachtet werden, die in der dazu notwendigen Prozeßkette auftreten. Weiterhin treffen eindimensionale Betrachtungen, d.h. Betrachtungen bezüglich *eines* Schadstoffes nicht den Kern des Problem, die ökologische Entlastung des Gesamtsystems.

Aus diesen Gründen wurden und werden Instrumente zur Öko-Bilanzierung entwickelt, die einen systematischen Vergleich ermöglichen. War dies im Bezug auf die Schadstoffemissionen von Energiesystemen in den letzten Jahren vor allem das - GEMIS- (Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme-) Programm des Öko-Instituts (Öko-Institut 1990 + 1992) so wird in näherer Zukunft mit dem durch das Bundesministerium für Forschung und Technologie geförderten IKARUS- (Instrumente für Klimagas-Reduktions-Strategien-) Projekt ein weiteres EDV-gestütztes Bewertungsinstrument zur Verfügung stehen.

Instrumente der Emissionsbilanzierung für Treibhausgase müssen vor allem zwei Komplexe behandeln:

1. Welche Emissionen der Prozeßkette können einer Energiedienstleistung zugeordnet werden?

Hinter dieser zunächst trivialen Frage steht die Frage nach einer plausiblen Zuordnung von Emissionen der Prozeßkette für einen fossilen Brennstoff. Hierbei sind drei Dimensionen zu unterscheiden:

- a) Welche stofflich bedingten Emissionsparameter existieren (Kohlenstoffgehalt und dgl.)?

Die direkten CO₂-Emissionen bei Verbrennung eines Energieträgers sind abhängig vom Kohlenstoffgehalt des Energieträgers und können so natürlich nicht verändert werden (Tabelle 1)

Tab. 1: Stofflich bedingte CO₂-Emissionsfaktoren

Brennstoff	Spezifische CO ₂ -Emission [t CO ₂ /TJ]
Lausitzer Rohbraunkohle	113
Steinkohle	93
Heizöl EL	74
Erdgas	55
Quelle: Recherchen des Öko-Instituts	

- b) Welche Emissionen des Bereitstellungssystem sind dem Energieträger zuzuordnen?

Hier sind die Emissionen der vorgelagerten Prozeßkette der entsprechenden Anwendung zu bilanzieren, es entsteht jedoch das methodische Problem der Zuordnung. So zählen z.B. Methanemissionen im Ost-Berliner Gas-Verteilungsnetz zwar zur Klasse der Emissionen im Verteilungsnetz, können jedoch in keiner Weise dem (davon physisch getrennten) Netz und damit dem Erdgasverbrauch im Westteil der Stadt zugerechnet werden. Die weitergehende Frage könnte auch lauten: Können Methan-Emissionen in einem russischen Niederdruck-Ortsnetz dem nach Mitteleuropa exportierten Erdgas zugerechnet werden? Die damit notwendige Zuordnung von Emissionen wird daher hier nach dem *Prinzip der Emissionsvermeidung* vollzogen: *Welche Emissionen in der Prozeßkette werden vermieden, wenn eine definierte Menge eines bestimmten Bilanzgutes an einem bestimmten Ort nicht in Anspruch genommen wird?*

- c) Wie ist die Effizienz des Umwandlungssystems?

Da verschiedene Umwandlungssysteme nur für bestimmte Energieträger zur Verfügung stehen, müssen auch unterschiedliche Effizienzen bei der Umwandlung der Energieträger berücksichtigt werden (Brennwertkessel stehen zwar für Erdgas, jedoch nicht für Braunkohlebriketts zur Verfügung etc.).

2. Wie werden Emissionen unterschiedlicher Stoffe miteinander verglichen?

Die Emissionen verschiedener Schadstoffe müssen in ihren Auswirkungen vergleichbar gemacht werden. Bei der Bilanzierung von Treibhausgasen ist dies methodisch relativ einfach, da der Effekt der Klimaänderung Resultat aller Emissionen ist. Nachdem in einem ersten Teil auf die Bedeutung der Treibhausgase Kohlendioxid und Methan eingegangen wird (Kapitel 3), wird im nachfolgenden Abschnitt das bisher aufgearbeitete Wissen zu den Emissionen von Methan und Kohlendioxid für die Braunkohle- und die russische Erdgas-Prozeßkette zusammengestellt und diskutiert (Kapitel 4). In einem dritten Teil wird die Größe des Vergleichsfaktors für die verschiedenen Treibhausgase, das Treibhauspotential (THP) diskutiert (Kapitel 5).

Im nachfolgenden Kapitel 6 werden die Prozeßketten-Emissionen in Abhängigkeit von verschiedenen Effizienzen unterschiedlicher und für den jeweiligen Energieträger typischen Umwandlungssysteme exemplarisch untersucht.

3 Die Treibhausgase Methan und Kohlenwasserstoff

Der - durch den Menschen verursachte - zusätzliche (anthropogene) Treibhauseffekt wird durch eine in menschlichen Aktivitäten begründete zusätzliche Anreicherung klimarelevanter Spurengase in der Atmosphäre verursacht. Diese klimarelevanten Spurengase sind

- Wasserdampf (H₂O)
- Kohlendioxid (CO₂)
- Methan (CH₄)
- Distickstoffoxid (N₂O)
- Fluorchlorkohlenwasserstoffe (FCKW).

Der anthropogene Treibhauseffekt wird daneben von photochemisch gebildetem troposphärischen Ozon (O₃)verstärkt. Die zur Ozonbildung beitragenden Stoffe

- Kohlenmonoxid (CO)
- Stickoxide (NO_x)
- flüchtige organische Verbindungen (VOC)

werden im Gegensatz zu den o.g. *direkten* Treibhausgasen als *indirekt* wirksame Treibhausgase bezeichnet. Teilweise haben jedoch auch *direkt wirksame* Treibhausgase noch *indirekte Effekte*, z.B. durch Abbaureaktionen in der Atmosphäre, die wiederum entweder Treibhausgase erzeugen bzw. den Abbau anderer Treibhausgase verlangsamen.

In der Tabelle 2 sind einige Charakteristika der direkten Treibhausgase zusammengestellt.

Tab. 2: Charakteristika von Treibhausgasen

	ME	CO ₂	CH ₄	FCKW 11	FCKW 12	N ₂ O	O ₃
Jährl. Anstieg	%	0,5	0,75	4	4	0,25	0,5
Verweilzeit	a	50-200	10	65	130	130...150	0,1
Anteil am zusätzlichen Treibhauseffekt	%	50	13*	5	12	5	7
Quelle: Enquete-Kommission 1992; *) nur direkte Effekte							

Aus dieser Tabelle wird die große Rolle deutlich, die sowohl Kohlendioxid als auch Methan für den anthropogenen Treibhauseffekt spielen. Während die durch den Menschen verursachten CO₂-Emissionen vor allem durch die Verbrennung kohlenstoffhaltiger Ma-

terialien und durch die Rodung von Wäldern bedingt werden, sind die Emissionsquellen für Methan vielfältiger (Tabelle 3).

Tab. 3: Anthropogene Methanquellen

	Emissionen [Mio t/a]
Reisfelder (Naßreis)	130 (70...170)
Fermentation durch Wiederkäuer (Viehhaltung)	75 (70...80)
Verbrennung durch Biomasse	40 (20...80)
Mülldeponien	40 (20...60)
Erdgas-Verluste bei Gewinnung und Verteilung von Erdöl und -gas	30 (10...50)
Kohlebergbau	35 (10...80)
In Summe	350 (200...250)
Quelle: Enquete-Kommission 1990	

Für die Erbringung von Energiedienstleistungen sind hier die Emissionen von Methan bei der Kohleförderung, bei der Förderung von Erdöl bzw. -gas sowie bei der Verteilung von Erdgas von Bedeutung.

4 Die Prozeßketten-Emissionen für russisches Erdgas und Braunkohle

4.1 Die Prozeßketten-Emissionen für russisches Erdgas

Die Angaben zu den Emissionen bei der Förderung, Aufbereitung, Fortleitung und Verteilung russischen Erdgases differieren teilweise sehr stark. Daher sollen zunächst die vorliegenden Literaturquellen aufgearbeitet werden. Neben einigen detaillierten Quellen und eigenen Arbeiten liegen auch zwei Prozeßkettenbetrachtungen für russisches Erdgas vor (DGMK 1991, Pospischill 1993). Da in der DGMK-Studie keine Originalquellen ausgewiesen werden und diese in der Arbeit von Pospischill zwar genannt, jedoch nicht detailliert dargelegt werden, wird im folgenden eine eigene Abschätzung vorgenommen.

Uns liegen bisher zwei russische Originalquellen vor: Eine Arbeit der Sibirischen Akademie der Wissenschaften (Rabchuk u.a. 1991) und Angaben aus einer Studie über den Rohstoffsektor der UdSSR (Arbatov 1990). Die Unternehmensberatungsgesellschaft McKinsey stellte in einer Studie zur Rekonstruktion des Gas-Versorgungssystems in der GUS ebenfalls Daten zusammen (McKinsey 1992). Im Anhang 2 zum ersten Bericht der Enquete-Kommission "Schutz der Erdatmosphäre" des 12. Deutschen Bundestages wer-

den ebenfalls Zahlen zu den Emissionen des russischen Erdgassystems gemacht (Enquete 1992). Die Angaben aus diesen Quellen sind in Tabelle 4 zusammengestellt.

Tab. 4: Literaturangaben zu Erdgasverlusten und Transportaufwendungen

Literatur	Prozeßabschnitt	Verluste [% d. Prod.]	als
Rabchuk u.a. 1991	Produktion gesamt	1,1...1,25	CH ₄
	<i>dav. Quelle</i>	0,8...1,8	CH ₄
	<i>dav. Aufbereitung</i>	0,2...0,5	CH ₄
	<i>dav. Sammler</i>	0,1...0,2	CH ₄
	Fortleitung gesamt	1,2...2,4	CH ₄
	<i>dav. Untergrund-Speicher</i>	0,1...0,25	CH ₄
	<i>dav. Kompressor-Stationen</i>	0,2...0,5	CH ₄
	<i>dav. Pipeline-Leckagen</i>	0,9...1,65	CH ₄
	Verteilung & Verbrauch gesamt	0,8...1,8	CH ₄
	<i>dav. Verteilungsnetze</i>	0,15...0,5	CH ₄
	<i>dav. Industrie-Verbraucher</i>	0,6...1,2	CH ₄
	<i>dav. Kommunale Verbraucher</i>	0,05...0,1	CH ₄
Unfälle gesamt	0,2...0,3	CH ₄	
	In Summe	3,3...7,0	CH ₄
Arbatov 1990	Förderung	2,1	CH ₄
	Fackel	3,75	CO ₂
	Fortleitung, Verteilung, Unfälle	6,25	CH ₄
	Kompressorbetrieb	10,0	CO ₂
	In Summe	8,35 13,75	CH ₄ CO ₂
McKinsey 1992	Blow-Off	0,5	CH ₄
	Kalte Fackel	1,75	CH ₄
	Sammler	0,15	CH ₄
	Aufbereitung	0,75	CH ₄
	Pipeline-Leckagen	1,25	CH ₄
	Leckagen Kompressorstationen	0,35	CH ₄
	Untergrundspeicher-Leckagen	0,15	CH ₄
	Unfälle	0,3	CH ₄
	Kompressorbetrieb	3,0	CO ₂
	In Summe	5,2 3,0	CH ₄ CO ₂
Enquete 1992	In Summe	> 8,0	
	<i>dav. 1/3 für Kompressorbetrieb</i>	ca. 2,7	CO ₂
	<i>dav. Leckagen etc.</i>	ca. 5,3	CH ₄
Quellen: Rabchuk u.a. 1991, Arbatov 1990, McKinsey 1992, Enquete 1992			

Während in der Studie der Sibirischen Akademie der Wissenschaften und bei Arbatov alle Schritte bis zur Endverteilung enthalten sind, wird bei McKinsey und der sich offensichtlich darauf beziehenden Enquete-Kommission nur auf die Produktion und das Hochdruck-Gasnetz der GUS eingegangen. Die reinen CH₄-Verluste bei Produktion und Fortleitung (einschließlich Unfälle) des Erdgases dürften sich nach diesen Literaturangaben zwischen 2,5 und 5,2% des produzierten Erdgases bewegen (Tabelle 4).

Exkurs 1

Einige andere Literaturangaben kommen jedoch zu völlig anderen Größenordnungen der CH₄-Emissionen. Kuhlmann (TÜV Rheinland) nennt in einem Artikel für das Handelsblatt (Kuhlmann 1992) Methan-Gesamtemissionen im russischen Erdgassystem von 200 bis 400 Milliarden Kubikmeter, das sind 25 bis 50% der gesamten Erdgasförderung in der GUS. Auf Anfrage beim TÜV Rheinland wurde mitgeteilt, daß diese Angaben nicht auf Untersuchungen des TÜV Rheinland beruhen, sondern einem Artikel in der Zeitschrift Energie (Lutz 1992) entnommen wurden. Der Autor dieses Beitrags bezieht sich wiederum auf einen Bericht in der Zeitschrift !Forbes (Schoeller u.a. 1992), in dem neben dem Verweis auf die McKinsey-Studie (Kompressions- und Leckagen-Verluste in der Größenordnung von 8%) auch ein nicht weiter belegter Ausspruch des sowjetischen Außenministers Schewardnadse zitiert wird: "*Die Hälfte des Gases, ein Drittel des Öles gehen unterwegs verloren*". Von Lutz wird allein diese Aussage unkommentiert übernommen und in konkrete Erdgasmengen umgerechnet.

Zusammenfassend bleibt festzustellen, daß aufgrund einer solchen Verweiskette keineswegs von einer belastbaren Datenbasis für die Verlustangaben von 25 bis 50% im russischen Erdgas-Bereitstellungssystem ausgegangen werden kann - es ist zu konstatieren, daß hier ein höchst fahrlässiger Umgang mit Daten vorliegt.

Die genannten Größenordnungen halten auch einer kritischen Gegenrechnung von einem ganz anderen Ausgangspunkt nicht stand, hier sei eine Argumentation von Zittel (Zittel 1993) wiedergegeben:

1. "Altes" Methan, also in Verbindung mit der Förderung und Nutzung fossiler Brennstoffe emittiertes Methan ist durch seine besondere isotope Zusammensetzung identifizierbar, dadurch kann aus dem meßbaren Anteil fossilen Methans indirekt auf die Quellstärke zurückgerechnet werden - die Gesamtmenge läßt sich so mit 70 bis 120 Mio t CH₄ abschätzen.
2. Subtrahiert man von dieser Gesamtmenge die in der westlichen Welt abgeschätzten Emissionen bei Kohlebergbau sowie Erdöl- und Erdgasförderung bzw. -verteilung, so verbleibt nach Abzug der (gut abschätzbaren) Methan-Emissionen der russischen Kohleförderung für die GUS ein Anteil von ca. 60 Mio t CH₄. Rechnet man diese

Emission ausschließlich der Erdgasproduktion und -fortleitung bzw. -verteilung zu, so ergäbe sich eine Obergrenze von 10% Verlust der gesamten Förderung.

3. Berücksichtigt man die Tatsache, daß auch bei der Erdölförderung beträchtliche Mengen an Methan freigesetzt werden, so ergibt sich für das Erdgassystem ein Wert "von (weit?) unter 10%" (Zittel 1993). Weiterhin treten nach allen Erfahrungen die größten Erdgasverluste in den Endverteilungsnetzen auf.

Auch mit dieser Argumentationskette lassen sich die in Tabelle 4 gezeigten Größenordnungen von Methan-Verlusten bestätigen.

Daher sollen - wie oben gezeigt - in den nachfolgenden Betrachtungen die Methan-Verluste von 2,5 bis 5,2% bei Förderung, Aufbereitung und Fortleitung von Erdgas zu Grunde gelegt werden. Die Methan-Emissionen in den russischen Verteilungsnetzen werden wegen des Vermeidungsprinzips (siehe Kapitel 2) für die Prozeßkettenbilanzierung des aus der GUS exportierten Erdgases nicht berücksichtigt. Trotzdem sei hier Wert auf die Feststellung gelegt, daß die Sanierung solcher Netze zu den wichtigen Aufgaben eines umfassenden Klimaschutzes gehören muß.

Während unbestritten ist, daß die CH_4 -Verluste bei der Förderung und der Aufbereitung des Erdgases anteilig auf die Gasfördermenge umgelegt werden können, müssen die Verluste im Fortleitungssystem bezüglich einer Prozeßketten-Verknüpfung für die Gas-Exporte nach Mitteleuropa näher betrachtet werden. Von der geförderten Gasmenge werden aus der vormaligen UdSSR ca. 15% nach Mittel- und Osteuropa exportiert (BP 1992). Für Deutschland (Exportanteil von Rußland: ca. 4%) stammen die Gasmengen zu jeweils etwa 50% aus dem Jamburger und dem Orenburger Vorkommen. Die mittlere Luftlinie für die Trassenführung ergibt daher eine Entfernung von ca. 7.000 km. Die Angaben über die Länge des vermaschten Gas-Hochdruck-Leitungssystems in der vormaligen UdSSR (vergl. Anlage 1) schwanken zwischen 220.000 und 250.000 km. Bei großzügiger Schätzung sollen daher 25% des Gesamtsystems den Exporten zugeordnet werden, dies entspricht einer Pipeline-Länge von 55.000 bis 60.000 km. Mit der ebenfalls eher pessimistischen Annahme, daß die Verluste und erhöhten Transportaufwendungen (für Kompressorbetrieb) über das gesamte Fortleitungssystem gleichverteilt sind, ergeben sich die in Tabelle 5 gezeigten anrechenbaren Anteile.

Tab. 5: Abschätzung der Methan-Verluste und Transportaufwendungen für russische Erdgasexporte nach Mittel- und Osteuropa

	Pozeßabschnitt	Verluste [% d. Prod.]	als
untere Annahme	Produktion	1,10	CH ₄
	(Produktion	1,50	CO ₂)*
	Fortleitung (incl. Unfälle)	0,40	CH ₄
	Fortleitung	0,75	CO ₂
	In Summe	1,60 0,75...2,25	CH ₄ CO ₂
obere Annahme	Produktion	3,15	CH ₄
	(Produktion	3,75	CO ₂)*
	Fortleitung (incl. Unfälle)	0,80	CH ₄
	Fortleitung	2,50	CO ₂
	In Summe	3,95 2,5...6,25	CH ₄ CO ₂
Quelle: Eigene Berechnungen; *) ungesicherte Angaben			

Die bei Arbatov angegebenen hohen (heißen) Fackel-Verluste wurden in dieser Zusammenstellung optional angegeben, da sie durch keine Zweitangabe bestätigt werden.

Bezieht man die derzeitigen hohen Verteilungsverluste (ca. 5%) im Ost-Berliner Niederdruck-Netz in die Betrachtung ein, so ergibt sich bei der Nutzung von russischem Erdgas in Ost-Berlin die folgende Verlust-Bilanz für den status quo (Tabelle 6).

Tab. 6: Abschätzung der Methan-Verluste und Transportaufwendungen für die Anwendung russischen Erdgases in Ost-Berlin im Jahre 1990

	Pozeßabschnitt	Verluste [% d. Prod.]	als
untere Annahme	Verluste bei der Bereitstellung Aufwendungen für Bereitst.	6,60	CH ₄
		0,75...2,25	CO ₂
obere Annahme	Verluste bei der Bereitstellung Aufwendungen für Bereitst.	8,95	CH ₄
		2,50...6,25	CO ₂
Quelle: Eigene Abschätzungen			

Nach einer Sanierung des Niederdruck-Netzes in Ost-Berlin sind lokale Verluste von unter 1% zu erwarten. Daraus ergibt sich bei einem unveränderten Bereitstellungssystem in Rußland die in Tabelle 7 gezeigte Verlust-Bilanz für das Jahr 2010.

Tab. 7: Abschätzung der Methan-Verluste und Transportaufwendungen für die Anwendung russischen Erdgases in Berlin im Jahre 2010

	Pozeßabschnitt	Verluste [% d. Prod.]	als
untere Annahme	Verluste bei der Bereitstellung Aufwendungen für Bereitst.	2,60 0,75...2,25	CH ₄ CO ₂
obere Annahme	Verluste bei der Bereitstellung Aufwendungen für Bereitst.	4,95 2,50...6,25	CH ₄ CO ₂
Quelle: Eigene Abschätzungen			

Bei einer Sanierung des russischen Erdgassystems bzw. bei einem (derzeit geplanten) Neubau von Gasleitungen nach Westeuropa ist für die Zukunft mit geringeren Werten sowohl für die Methan-Verluste als auch für die Transportaufwendungen zu rechnen. Eigene Abschätzungen ergaben, daß hier sowohl Werte von ca. 2% für Transportaufwendungen sowie Methan-Verluste von ca. 1,5% erwartet werden können. Mit diesen - allerdings hypothetischen - Werten ergibt sich das in Tabelle 8 gezeigte Bild für eine Berliner Gasversorgung mit russischem Erdgas im Jahre 2010.

Tab. 8: Abschätzung der Methan-Verluste und Transportaufwendungen für die Anwendung russischen Erdgases in Berlin im Jahre 2010

	Pozeßabschnitt	Verluste [% d. Prod.]	als
Erwartungswert	Verluste bei der Bereitstellung Aufwendungen für Bereitst.	2,50 2,00	CH ₄ CO ₂
Quelle: Eigene Abschätzungen			

Exkurs 2

Abschließend sollen noch einige Anmerkungen zu Schiffer gemacht werden, der eine Berechnung zu Methan-Emissionen in verschiedenen Veröffentlichungen (z.B. Schiffer 1992) vorgelegt hat. Der Autor bezieht sich mit seiner Rechnung zunächst auf eine Angabe der Enquete-Kommission, die in Ihrem Band 1 zum dritten Bericht globale Emissionswerte für Methan-Verluste bei der Erdgas- und Erdöl-Gewinnung und Verteilung vorgelegt hat. Die Spannbreite der Emissionen wird dabei mit 10 bis 50 Mio t CH₄ pro Jahr (Enquete 1990) und der Mittelwert mit 30 Mio t CH₄ p.a. angegeben. Dies entspricht einem Volumen von 14 bis 70 bzw. 42 Mrd. m³ Erdgas, wenn man in erster Näherung Erdgas als 100% Methan betrachtet (real 95...97%). Schiffer rechnet nun *erstens* all diese Methan-Emissionen der Erdgasnutzung zu (und ermittelt dabei eine Verlustrate von ca. 2,2%), obwohl beträchtliche Mengen davon auch bei der Erdölförderung emittiert werden dürften. *Zweitens* ist eine globale Zurechnung dieser CH₄-Emissionen für eine Prozeßkettenanalyse nicht zulässig, da so keine Aussage

- über die notwendige konkrete regionale Zuordnung dieser Methanemissionen
- über die in der Prozeßkette beim importiertem Erdgas zuordenbaren Emissionen getroffen werden kann.

Auch wegen dieses methodischen Problems hat die Rheinbraun AG in einer nicht veröffentlichten Arbeit (Rheinbraun 1993) grobe Schätzungen über die Prozeßkettenemissionen bei in Deutschland importierten Erdgasen angestellt und kommt zu durchschnittlich 2,3% Methanverlust bei der Erdgasbereitstellung (GUS-Importe 5,5%, 0,7% andere Importe und Eigenerzeugung). Zur Bewertung der sich auf die Angabe der Enquete-Kommission (Enquete 1992) stützenden Annahme für die russischen Methan-Emissionen in der Erdgas-Prozeßkette sei auf die o.g. detaillierten Betrachtungen verwiesen.

4.2 Die Prozeßketten-Emissionen für Lausitzer Braunkohle

Bei der Entstehung fossiler Brennstoffe entsteht auch Methan. So ist mit der Braunkohleförderung ebenfalls die Emission von CH₄ verbunden. Nach übereinstimmenden Angaben für das rheinische Revier werden je Tonne geförderter Braunkohle zwischen 15 und 20 l CH₄ frei (DGMK 1991, Öko-Institut 1992). Dies entspricht für die Lausitzer Kohle einer Emission von 1,3 bis 1,7 kg CH₄/TJ. Die größere Relevanz für diese Prozeßkettenanalyse dürften damit die indirekten Emissionen über den Energieverbrauch für die Förderung und den Transport haben. Der Strombedarf für die Braunkohleförderung beträgt 14,485 kWh je Tonne Rohbraunkohle (davon ca. 2,9 kWh für die Entwässerung). Zusätzlich werden ca. 1,535 kWh Benzin bzw. Diesel für entsprechende Antriebe im Tagebau benötigt (Strzodka und Slaby 1990). Unterstellt man, daß der Strom für den

Tagebaubetrieb in einem grubennahen Kraftwerk mit einem Netto-Nutzungsgrad von 32% hergestellt wird, so ergibt sich bei einem Emissionsfaktor von 113 t CO₂ je Terajoule für ostdeutsche Braunkohle eine CO₂-Emission von ca. 19 kg je geförderte Tonne Rohbraunkohle. Bei einem durchschnittlichen Heizwert von 8,4 MJ/kg ergibt sich eine zusätzliche CO₂-Belastung von ca. 2,2 t/TJ (ohne Entwässerung 1,7 t/TJ). Der Beitrag der Dieselantriebe mit 0,41 kg CO₂ je TJ bleibt daneben vernachlässigbar. Bei Vernachlässigung der Transportaufwendungen ergibt sich eine Gesamt-Emission in der Prozeßkette von

- 2,2 t CO₂/TJ bzw. 1,7 t/TJ ohne Entwässerung
- 1,3 bis 1,7 kg CH₄/TJ.

Schätzt man für das Jahr 2010 sehr optimistisch den Stromverbrauch (Kraftwerksnutzungsgrad netto 39%)¹ für eine Tonne Rohbraunkohle mit 10 kWh (davon ca. 3 kWh/t für die Wasserhebung) ab, so ergeben sich nachfolgende Emissionen in der Vorkette

- 1,2 t CO₂ t CO₂/TJ bzw. 0,9 t/TJ ohne Entwässerung
- 1,3 bis 1,7 kg CH₄/TJ.

5 Das Treibhaus-Potential (THP)

Jedes Molekül eines jeden Treibhausgases hat eine bestimmte Klimawirksamkeit. Diese Klimawirksamkeit kann sich dabei sowohl auf die direkten als auch die indirekten Effekte (siehe Kapitel 3) beziehen. Der Bezug dieser Klimawirksamkeit verschiedener Treibhausgase auf die eines Moleküls CO₂ ist damit eine vergleichbare Größe, das Treibhaus-Potential (THP; auch: Global Warming Potential - GWP)².

Da jedoch die Verweildauer der einzelnen Treibhausgase unterschiedlich lang ist, muß für die Definition eines vergleichenden Parameters der Zeitraum angegeben werden, über den die Klimawirkung eines Moleküls integriert wird. Das Verfahren und die Detailprobleme dieser Integrationen (Abhängigkeit von steigender oder sinkender Emissionsentwicklung, vertikales Profil der Gasverteilung etc.) sind in der Literatur (z.B. Crutzen u.a. 1991, Harvey 1993) ausreichend dargestellt. In Tabelle 9 sind verschiedene Angaben zum THP von Methan zusammengestellt.

¹ Nach neueren Angaben der VEAG (VEAG 1993) kann sogar ein elektrischer Netto-Nutzungsgrad von 40 bis 41% erwartet werden. Bei Berücksichtigung der vorgesehenen Wärmeauskopplung kann indes ein elektrischer Nutzungsgrad von 39% zu Grunde gelegt werden.

² Hinzuweisen bleibt noch auf den Unterschied der molaren THP und der massebezogenen THP: Unter Berücksichtigung der molaren Massen von 16 g/mol für Methan und von 44 g/mol für CO₂ ergibt sich ein Umrechnungsfaktor von 2,75.

Tab. 9: Literaturangaben zum Treibhauspotential (THP) von Methan

	Zeit-Horizont [a]	THP _{molar} [mol CO ₂]	THP _{molar} nur direkte Effekte [mol CO ₂]
Derwent 1990	10	35	
	30	20	
	100	9	
	∞	6	2,7
IPCC 1990	20	23	9,6
	100	7,6	2,2
	500	3,3	0,7
Lashof u.a. 1990	∞	3,7	
Levander 1990	50	20	9
	≥400	6	2,7
Rodhe 1990	100	10	5
Enquete 1990	20	22,9*	9,5*
	100	7,6*	2,2*
	500	3,3*	0,7*
Crutzen u.a. 1991	10	19,5...21,4	18,4
	20	18,7...21,7	13,6
	30	14,4...18,2	10,6
	50	9,6...13,0	7,4
	100	5,4...7,5	4,3
Graßl u.a. 1991 (V1)	20	22,9*	
	100	7,6*	
	500	3,3*	
Graßl u.a. 1991 (V2)	0	44,0*	
	60	20,0*	
	1000	3,6*	
	100	7,6*	
UBA 1991	100	7,6*	
IPCC 1992	20	≤25,4**	12,7*
	100	≤8**	4,0*
	500	≤3**	1,5*
Öko-Institut 1992	20	25,8*	
	100	9,1*	
	500	4*	
Harvey 1993	20	9.7...15,5 ⁺	
	40	2.2...10,3 ⁺	
	100	0.4...5,6 ⁺	
	500	0.4...2,2 ⁺	

Quellen:

Crutzen u.a. 1991, Derwent 1990, Enquete 1990+1992, Graßl u.a. 1991, Harvey 1993, IPCC 1990+1992, Lashof u.a. 1990, Levander 1990. Öko-Institut 1992, Rodhe 1990, UBA 1991

Anmerkungen:

*) rückgerechnet aus Masse-THP in der Literaturangabe, **) "the indirect GWP for methane ... could be comparable in magnitude to its direct value", +) nur indirekte Wirkung der Oxidation von CH₄ zu CO₂

Diese Zusammenstellung zeigt, daß für jeweils gleiche Betrachtungszeiträume die Obergrenzen der Angaben zu den THP relativ stabil scheinen. Für einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren ergibt die Obergrenze 25,8 in der Abschätzung des Öko-Instituts³. Unterstellt man den Zeithorizont von 100 Jahren, so ergibt sich eine Bandbreite von 0,4 bis 10, wobei sich besonders bei den neueren Arbeiten ein deutlicher Cluster bei ca. 7,6 ergibt. Erwartungsgemäß differieren die Angaben für Zeiträume von 500 Jahren und mehr relativ stark, was jedoch angesichts geringer Koeffizienten- und Exponentenabweichungen in den unterstellten Exponentialgleichungen zu erwarten ist.

Von wesentlichem Einfluß auf die Klima-Bewertung ist damit nur die Annahme über einen *sinnvollen Betrachtungshorizont*. Dabei gilt für eine relativ universell verwendbare Vergleichsgröße wie das THP, daß der Zeithorizont in Abhängigkeit vom zu untersuchenden *zeitlichen Problemhorizont* gewählt werden muß⁴.

Für das Problem der globalen Erwärmung sind Betrachtungszeiträume von kleiner 100 Jahren besonders *hinsichtlich der Substitution von Energieträgern* wenig sinnvoll⁵. Der Ansatz eines Betrachtungshorizontes von wenigen Jahren kann zwar zu Aussagen über die kurzfristigen Folgen von Emissionsveränderungen führen, erlaubt jedoch keine gültige Aussage über die langfristige Erwärmung der Erdatmosphäre: "*For evaluation of the short term effects of greenhouse gas emission reductions it may be preferable to use the shorter integration times, e.g. 10 years. On the other hand, if one is concerned with overall future warmings, $T \rightarrow \infty$... may be a better choice.*" (Crutzen 1991).

Daher wird normalerweise ein Betrachtungszeitraum von 100 Jahren für die Beurteilung der Klimawirksamkeit einer Strategie bezüglich der Energieträger gewählt. Selbst die Wahl eines kürzeren Zeithorizonts würde nicht zu einer veränderten "Konkurrenzsituation" zwischen *verschiedenen Energieträgern*, sondern *zwischen Energieträgerbereitstellung und der Energieträgereinsparung* führen⁶: Die Energieeinsparung

³ Die Angabe des Öko-Instituts wurde aus Daten des IPCC von 1990 und 1992 aggregiert. Da die Obergrenzen anderer Autoren jedoch in der gleichen Größenordnung liegen, kann diese Sekundärquelle als eher konservative Schätzung angesehen werden.

⁴ Hier ist explizit darauf hinzuweisen, daß das Emissions-Minderungsziel der Enquete-Kommission von 30% CO₂ bis 2005 "nur" eine *erste Etappe* der notwendigen weitergehenden Emissionsminderung bis zum Jahre 2050 darstellt (Enquete 1990).

⁵ Graßl u.a. fassen dies wie folgt zusammen "*denn die ... Verweilzeiten machen gegenwärtige Methanemissionen besonders klimarelevant bei einem kurzen Zeithorizont von "nur" etwa 20 Jahren und weniger bedeutsam bei einer hundertjährigen Perspektive. Wer den zusätzlichen Treibhauseffekt rasch eindämmen will, findet in Methan einen bevorzugten Ansatzpunkt, muß aber wissen, daß CO₂ und FCKW sowie N₂O nur dann auf längere Sicht einzudämmen sind, wenn schon jetzt mit Emissionsminderung begonnen wird.*"

⁶ Eine Orientierung am kurzen Zeithorizont von z.B. 20 Jahren würde im Ergebnis nicht zu einer Ausrichtung auf z.B. den Energieträger Braunkohle führen, sondern vielmehr einen verstärkten Zwang zur Einsparung begründen: Eine "Substitution" von Erdgas durch Braunkohle aufgrund der höheren Bewertung der Methan-Emissionen würde die Verminderung des Treibhauspotentials für 10 bis 20 Jahre mit einem durch größere CO₂-Emissionen höheren Treibhauspotential für einen Zeitraum von mindestens 100 Jahre "erkaufen".

würde dementsprechend einen wesentlich höheren Stellenwert bekommen müssen. Eine Begründung für die Substitution eines Energieträgers (wie z.B. Braunkohle vs. Erdgas) kann so mit der Wahl eines kürzeren Zeithorizonts nicht erfolgen. Die Wahl eines Zeithorizonts von 100 Jahren ist daher für den Energieträgervergleich adäquat.

Exkurs 3

In verschiedenen Arbeiten (z.B. Schiffer 1992) aber auch in - im Kontext der Diskussionen um das Energiekonzept Berlin genutzten - unveröffentlichten Argumentationsmaterialien der Rheinbraun AG (Rheinbraun 1993) werden indes THP genannt, die teilweise erheblich von den o.g. Daten abweichen. In den Anlagen 2 und 3 sind Grafiken der Rheinbraun AG gezeigt, die für einen Zeitraum von 20 Jahren ein THP_{molar} von 29 und für einen Zeithorizont von 100 Jahren eines von 17 angeben. Diese Angaben sind vorgeblich der Arbeit von Graßl u.a. (1991) entnommen. In der Tabelle 10 sind die Angaben der Rheinbraun AG und die der genannten Quelle zusammengestellt.

Tab. 10: Angaben zum Treibhauspotential (THP) von Methan der Rheinbraun AG im Vergleich zur zitierten Literaturstelle

	Zeit-Horizont [a]	THP _{molar} [mol CO ₂]	THP _{molar} nur direkte Effekte [mol CO ₂]
Graßl u.a. 1991 (V1)	20	22,9*	
	100	7,6*	
	500	3,3*	
Graßl u.a. 1991 (V2)	0	44,0*	
	60	20,0*	
	1000	3,6*	
Rheinbraun 1993	20	29,0*	
	100	17,0*	

Quelle: Graßl u.a. 1991, Rheinbraun 1992+ 1993
 Anmerkungen: *) rückgerechnet aus Masse-THP in der Literaturangabe

Aus dieser Zusammenstellung ergibt sich, daß die genannten Werte in der vorgeblich zitierten Literaturstelle *nicht enthalten* sind! Sie entstanden durch grafische Interpolation, ausgehend von den in der Arbeit von Graßl u.a. aufgeführten THP-Variante 2 (V2, s.o.) mit Stützwerten für einen Zeithorizont von 0, 60 und 1000 (!) Jahren. Angesichts der für die Ermittlung von THP verwendeten, auf Exponentialgleichungen beruhenden, komplexen Modelle kann eine solche stark vereinfachende und damit hochgradig fehleranfällige Interpolation kaum als belastbare Quelle angesehen werden. Eine graphische

Interpolation für das THP⁷ kann - unabhängig von ihrer (von uns bestrittenen) methodischen Zulässigkeit - bei nur 3 Stützwerten (0, 60 und 1000 Jahre) zu erheblichen Spannweiten der Ergebnisse für verschiedene Zeithorizonte führen. Der beträchtliche subjektive "Ermessensspielraum" bei der Konstruktion der Interpolationskurve kann daher nicht zu belastbaren Ergebnissen führen.

Unbeschadet dessen soll auch die Plausibilität der Ergebnisse der Rheinbraun AG überprüft werden. Grundlage für die Interpolation ist ein Szenario (V2 von Graßl u.a. 1991 in Tabelle 10), in dem eine Variantenrechnung für unterschiedliche *indirekte* Treibhauseffekte von Methan erfolgt. Grundlage dafür sind die Angaben der Enquete-Kommission bzw. des IPCC (Enquete 1990, IPCC 1990). In diesen Arbeiten wurden die *direkten* Effekte für Methan mit 9,5...9,6 (THP_{molar} bei Zeithorizont von 20 Jahren) bzw. 2,2 (THP_{molar} bei Zeithorizont von 100 Jahren) angegeben. Bezieht man die auf Basis der Angaben von Graßl u.a. durch grafische Interpolation bei der Rheinbraun AG ermittelten Werte für *direkte und indirekte* Effekte von 29 (THP_{molar} bei Zeithorizont von 20 Jahren) bzw. 17 (THP_{molar} bei Zeithorizont von 100 Jahren) auf die der Originalquelle zu Grunde liegenden *direkten* Effekte, so ergibt sich ein Verhältnis von indirekten zu direkten Effekten zu ca. 3 (Zeithorizont 20 Jahre) bzw. 7,7 (Zeithorizont 100 Jahre). Da nach neueren Erkenntnissen das genannte Verhältnis allenfalls zwischen 2/3 (Enquete 1992) und 1 (IPCC 1992) liegt, sind die o.g. Werte der Rheinbraun AG selbst in ihrer Herleitung keineswegs plausibel und bestätigen die hohe Fehleranfälligkeit der verwendeten Interpolationsmethode⁸. Sowohl Angaben zu den indirekten Effekten als auch zu THP mit Einschluß der direkten und indirekten Effekte in der von Rheinbraun gezeigten Größenordnung sind in der Literatur derzeit nicht belegbar⁹.

Die Bewertung der durch die Rheinbraun AG ermittelten THP muß daher als

- methodisch fragwürdig und
- vom Ergebnis her unplausibel

erfolgen. Die THP-Angaben von 29 und 17 für die Betrachtungszeiträume von 20 bzw. 100 Jahren (die immerhin um ca. 12 bzw. 87% über den konservativen Annahmen des Öko-Instituts liegen!) können daher als nicht belastbar angesehen werden.

⁷ Das THP errechnet sich mathematisch - vereinfacht betrachtet - aus einem Quotienten zweier Integrale über die Zeit von jeweils einer Exponentialfunktion, deren Koeffizienten und Exponenten jeweils zeitabhängige Funktionen darstellen.

⁸ Diese Plausibilitätskontrolle diente zum Nachweis der inneren Unlogik der verwendeten Methode. Selbst bei Bezug auf den nach neueren Arbeiten zutreffenderen direkten Effekt von 12,7 bzw. 4,0 für die Zeithorizonte von 20 bzw. 100 Jahren ergäben sich Verhältnisse von 2,3 bzw. 4,3!

⁹ In der Arbeit von Graßl u.a. sind beide Varianten (V1 + V2, s.o.) in *einer* Tabelle zusammengestellt. Sollten Anhaltspunkte dafür bestehen, daß die Interpolationen der Rheinbraun AG auch nur im entferntesten zuträfen und die THP für gleiche Zeithorizonte derartige Spannbreiten aufweisen würden, wäre es zumindest höchst verwunderlich, daß diesbezüglich im Textteil die unterschiedlichen Variantenrechnungen nicht mit einem Wort kommentiert werden.

Die in (Lutz 1992) erwähnte amerikanische Literaturquelle, in der molekülbezogene THP von 30 bis 70 belegt sein sollen, konnte vom Autor des genannten Artikels nicht zur Verfügung gestellt werden. Auch blieb trotz Rückfrage beim Autor unklar, ob es sich in dieser Quelle wirklich um molekülbezogene oder um massebezogene THP handelt. Der in der Arbeit enthaltene direkte Vergleich von massebezogenen und molekülbezogenen THP mit unterschiedlichen Zeithorizonten¹⁰ muß indes - wie auch die Analyse seiner Angaben zu den Methanverlusten zeigt - zu erheblicher Skepsis gegenüber den in (Lutz 1992) genannten Daten führen.

¹⁰ So vergleicht Lutz die bereits im dritten Bericht der Enquete-Kommission (Enquete 1990) als veraltet bezeichnete Angabe eines *molekularen THP* von 32 für *20 Jahre* mit der neueren, jedoch *massebezogenen THP*-Angabe des Umweltbundesamtes von 21 (Zeithorizont 100 Jahre), um eine Einflußnahme der Ruhrgas AG auf die Definition des THP nachzuweisen ...

6 Die Prozeßkettenemissionen unter Berücksichtigung der Effizienz unterschiedlicher Umwandlungstechnologien

In der Anlage 4 sind Berechnungen für die in der vorliegenden Arbeit abgeschätzten Prozeßketten für russisches Erdgas und Lausitzer Braunkohle zusammengefaßt. Die Prozeßketten wurden für russisches Erdgas in drei und für die Lausitzer Braunkohle in zwei Szenarien abgebildet:

1. Das Erdgas-Szenario "Ost-Berlin 1990" bezeichnet die Prozeßketten-Emissionen im Ostteil der Stadt für das Jahr 1990 in jeweils einer oberen und unteren Variante (vergl. Kapitel 4.1).
2. Das Szenario "Berlin 2010" unterstellt für die gesamte Stadt, daß nur russisches Erdgas zum Einsatz kommt, daß das Berliner Erdgasnetz saniert wurde und sich die Situation in der GUS *nicht* verändert hat.
3. Für das Szenario "Berlin/GUS 2010" wurde unterstellt, daß neben den Annahmen des Szenarios "Berlin 2010" für Berlin auch das russische Erdgassystem saniert wurde.
4. Das Szenario "Lausitz 1990" bildet die Prozeßkette für die Lausitzer Braunkohle im Jahre 1990 in einer oberen und einer unteren Variante ab (siehe Kapitel 4.2).
5. Im Szenario "Lausitz 2010" wurden wiederum in Bezug auf die im Abschnitt 4.2 gemachten Annahmen zwei Varianten für die Prozeßkette der ostelbischen Braunkohle für das Jahr 2010 berechnet.

Neben der Prozeßkette für den jeweiligen *Energieträger* wurden an drei exemplarischen Umwandlungstechnologien die Einflüsse der *Umwandlungseffizienzen verschiedener* - für den jeweiligen Energieträger *typischer* - *Technologien* in die Betrachtung einbezogen. Damit sollen nicht repräsentative Aussagen über die gesamte Anwendung des jeweiligen Energieträgers getroffen, sondern wiederum Spannbreiten aufgezeigt werden. Diese drei Fallbeispiele sind jeweils:

1. Für den Einsatzbereich *Raumwärme* ein gut erhaltener und vorschriftsmäßig betriebener Kachelofen und ein Erdgas-Brennwert-Kessel. Die Bezugsbasis ist 1 Kilowattstunde Nutzwärme.
2. Für den Einsatzbereich *Kondensations-Kraftwerke* ein neues Braunkohle-Kraftwerk mit einem Netto-Nutzungsgrad von 39% und ein erdgasbefeuertes Gas- und Dampf-(GuD-) Kondensations-Kraftwerk mit einem Netto-Nutzungsgrad von 53%. Die Bezugsbasis für diese Berechnung ist eine Kilowattsunde netto produzierter Strom.
3. Für den Einsatzbereich *Heizkraftwerke* jeweils ein wärmegeführtes Heizkraftwerk mit Braunkohlefeuerung (Gesamtnutzungsgrad 85%, Stromkennzahl 0,6) bzw. mit Gas-GuD-Technologie (Gesamtnutzungsgrad 85%, Stromkennzahl 0,9). Der als "Nebenprodukt" erzeugte Strom wurde für das Jahr 1990 über ein Braunkohle-Kraftwerk mit einem Nutzungsgrad von 32% und für 2010 über ein neues Braun-

kohlekraftwerk (Nutzungsgrad 39%) gutgeschrieben. Die Bezugsgröße ist hier eine Kilowattstunde netto produzierter Fernwärme.

Die Berechnungen zeigen hinsichtlich der Ergebnisse für die *Energieträger* (Anlage 4, Tabellen 1 und 2) die folgenden Punkte:

1. Selbst bei pessimistischen Annahmen (Szenario Ost-Berlin 1990) zu den vorgelagerten Emissionen liegen für das Jahr 1990 die Treibhausgas-Emissionen von russischem Erdgas sehr deutlich unter denen der Braunkohle-Kette.
2. Nach Abschluß der Sanierungsarbeiten am Ost-Berliner Verteilungs-Netz liegen selbst unter der Bedingung, daß im russischen Bereitstellungssystem keine Verbesserungen erzielt werden können (Szenario Berlin 2010) die Treibhausgas-Äquivalente in der Größenordnung der stofflich bedingten Emissionen von leichtem Heizöl (also ohne Berücksichtigung dessen vorgelagerter Emissionen). Unberücksichtigt bleibt auch, daß bei Ansatz des realiter zur Anwendung kommenden Erdgasmix mit einem Anteil von russischem Erdgas von ca. 30...50% die Gesamtemissionen beträchtlich sinken würden.
3. Werden auch im Bereitstellungssystem für russisches Erdgas Verbesserungen vorgenommen (Szenario Berlin/GUS 2010), so liegen die äquivalenten Treibhausgas-Emissionen im Jahre 2010 bei etwa 60% von denen der Braunkohle.

In Anlage 5 sind die Berechnungen in einer Grafik zusammenfassend dargestellt.

Werden neben den Prozeßketten für die *Energieträger* auch die o.g. exemplarischen Technologien hinsichtlich ihrer *Umwandlungseffizienz* betrachtet, so ergibt sich das folgende Bild:

1. Für den trivial definierten Fall der Raumwärmeerzeugung mittels Kachelofen (Braunkohle) oder Brennwertkessel (Erdgas) ergibt sich für das Jahr 1990 selbst bei Ansatz der schlechtesten Variante für die Prozeßkette des Erdgases und der besten Variante für die Braunkohle eine Minderemission der Gasheizung von mehr als 30%. Für das Jahr 2010 steigt diese Minderemission je nach Szenario auf 45 bis 50%!
2. Bei Einsatz eines neuen Braunkohlekraftwerkes im Vergleich zu einem neuen Erdgas-GuD-Kondensationskraftwerk unter den Bedingungen der Prozeßkette des Jahres 1990 werden für die netto erzeugte Kilowattstunde Strom 51% mehr Treibhausgase emittiert, selbst wenn man die Kombination "schlechteste Variante Erdgas 1990" vs. "beste Variante Braunkohle 1990" wählt. Für eine Bilanz unter den Bedingungen der Szenarien für das Jahr 2010 setzt sich diese Entwicklung dramatisch fort: Bei Ansatz der unteren Variante "Lausitz 2010" und der oberen Variante "Berlin 2010" ergibt sich für das Braunkohle-Kraftwerk eine Mehremission von ca. 85% gegenüber dem Gaskraftwerk, setzt man das Szenario "Berlin/GUS 2010" an, liegen die Mehremissionen sogar um mehr als 125% über denen des Gas-GuD-Kraftwerks.

3. Beim Vergleich der Heizkraftwerks-Optionen ergeben sich bei den gasbefeuerten HKW durchweg "negative" Emissionen: Durch den Ersatz von in Kondensationskraftwerken erzeugtem Strom sparen diese Varianten im Gesamtsystem mehr Emissionen als sie selbst erzeugen!

Exkurs 4

Die Ergebnisse der Berechnungen von Schiffer und die entsprechend von der Rheinbraun AG veröffentlichte Grafik (z.B. auch in (Rheinbraun 1992)) (Anlage 2) beruhen mit Blick auf die Treibhausgas-Emissionen bei der Erdgasnutzung neben dem problematischen methodischen Ansatz bezüglich der Zuordenbarkeit der Emissionen (siehe den Vermeidbarkeitsansatz in Kapitel 2) und der fragwürdigen THP-Ermittlung eindeutig auf dem Ansatz eines (zu) kurzen Betrachtungszeitraums von 20 Jahren. Die so durch Methan-Emissionen verursachten zusätzlichen CO₂-Äquivalente dürften daher mindestens um den Faktor 3 zu hoch liegen.

Bei Ansatz eines Betrachtungszeitraums von 100 Jahren erweisen sich die von der Rheinbraun an anderer Stelle genannten Zahlen zu CO₂-Äquivalenten (Rheinbraun 1993) durch Methan-Emissionen bei der Erdgasnutzung vor allem wegen der fehlerhaft ermittelten THP als um mindestens den Faktor 1,8 zu hoch¹¹ (Anlage 3).

Ein so überzeichneter Vergleich mag als grobes Beispiel für die Wirkungslücken einer CO₂-Steuer angehen, eine Aussage über die Klimafolgen des Einsatzes bestimmter Energieträger in Deutschland ist damit jedoch nicht zulässig (so z.B. bei MWV 1993).

¹¹ Hierbei ist noch vernachlässigt, daß die Vergleichszahlen der Rheinbraun AG zu den Emissionswerten im russischen Erdgassystem mit 5,5% um ca. 10% über der in dieser Arbeit ermittelten schlechtesten Variante für diese Methan-Emissionen liegen.

7 Zusammenfassung

In der Summe zeigt sich, daß bei realistischer Betrachtung die - im Kontext der Diskussionen um das Energiekonzept Berlin gemachten - Aussagen über eine im Vergleich zu russischem Erdgas geringere Klimaschädigung durch Braunkohleeinsatz nicht belegt werden können. Selbst wenn - nach dem Vermeidungsansatz - die Wasserhebung bei Beendigung des Braunkohleeinsatzes weitergeführt werden müßte, ergäbe dies keine Verbesserung für die Emissionsbilanz der Braunkohle.

Eine Analyse der Datengrundlage und der Ermittlungs-Methodik von verschiedenen Emissionsangaben (Schiffer 1992, Kuhlmann 1992, Lutz 1992, Rheinbraun 1993) - die eine "Gleichwertigkeit" der Klimabelastung durch Erdgas- und Braunkohle-Einsatz bzw. eine Minderbelastung bei Anwendung von Braunkohle nachweisen sollen - zeigt, daß diese Angaben einer kritischen Prüfung bezüglich ihrer Aussagekraft für die Prozeßkettenbilanzierung in keiner Weise standhalten.

Der relative Vorteil von selbst russischem Erdgas gegenüber der Braunkohle soll jedoch nicht darüber hinwegtäuschen, daß auch die Bereitstellung und Nutzung von Erdgas mit *beträchtlichen und teilweise katastrophalen Umweltbelastungen* verbunden ist. Hier soll auch darauf hingewiesen werden, daß der Veränderungsbedarf im russischen Erdgas-system zwar groß ist, über die Hälfte der dem russischen Erdgas in Berlin zuzurechnenden Methan-Emissionen jedoch derzeit *in der Stadt Berlin* entstehen. Die Sanierung des Ost-Berliner Erdgasnetzes wird damit zu einem *vordringlichen* - und auch ökonomisch hocheffizienten - Aspekt von Klimaschutz in Berlin.

Das IPCC beziffert die möglichen Emissionsminderungen von Methan im Erdgassektor mit immerhin 80...90%. Die internationale Kooperation zur Erschließung dieser Möglichkeiten kann dazu führen, daß die Treibhausgas-Emissionen der Erdgas-Prozeßkette weiter in Richtung des stofflich bedingten (und damit nicht veränderbaren) Emissionswertes verringert werden können. Diese Möglichkeit besteht für die Braunkohle aufgrund des hohen Anteils stofflich bedingter Treibhausgas-Emissionen kaum. Auch führt der eventuelle Vergleich der Klimawirksamkeit über einen kürzeren Zeithorizont als 100 Jahre nicht zu einem "Vorteil" der Braunkohle gegenüber russischem Erdgas, sondern ausschließlich zu einem verstärktem Zwang zur Energieeinsparung!

Auch detailliertere Emissionsbilanzierungen (siehe hier z.B. Öko-Institut 1992 aber auch die Arbeiten zum IKARUS-Projekt des BMFT) zeigen, daß sich durch Betrachtung aller Klimagase bezüglich der Klimagefährdung allenfalls der Abstand zwischen Heizöl (bei dem ja in der Prozeßkette auch erhebliche Mengen CH₄ emittiert werden) und Erdgas

bzw. Steinkohle (ebenfalls erhebliche CH₄-Emissionen in den vorgelagerten Prozessen) und Braunkohle verkleinern wird.

Die Orientierung auf einen Leitindikator CO₂ als Vorgabe zum Energiekonzept Berlin führt damit *nicht* zu einer Fehlsteuerung der Maßnahmen.

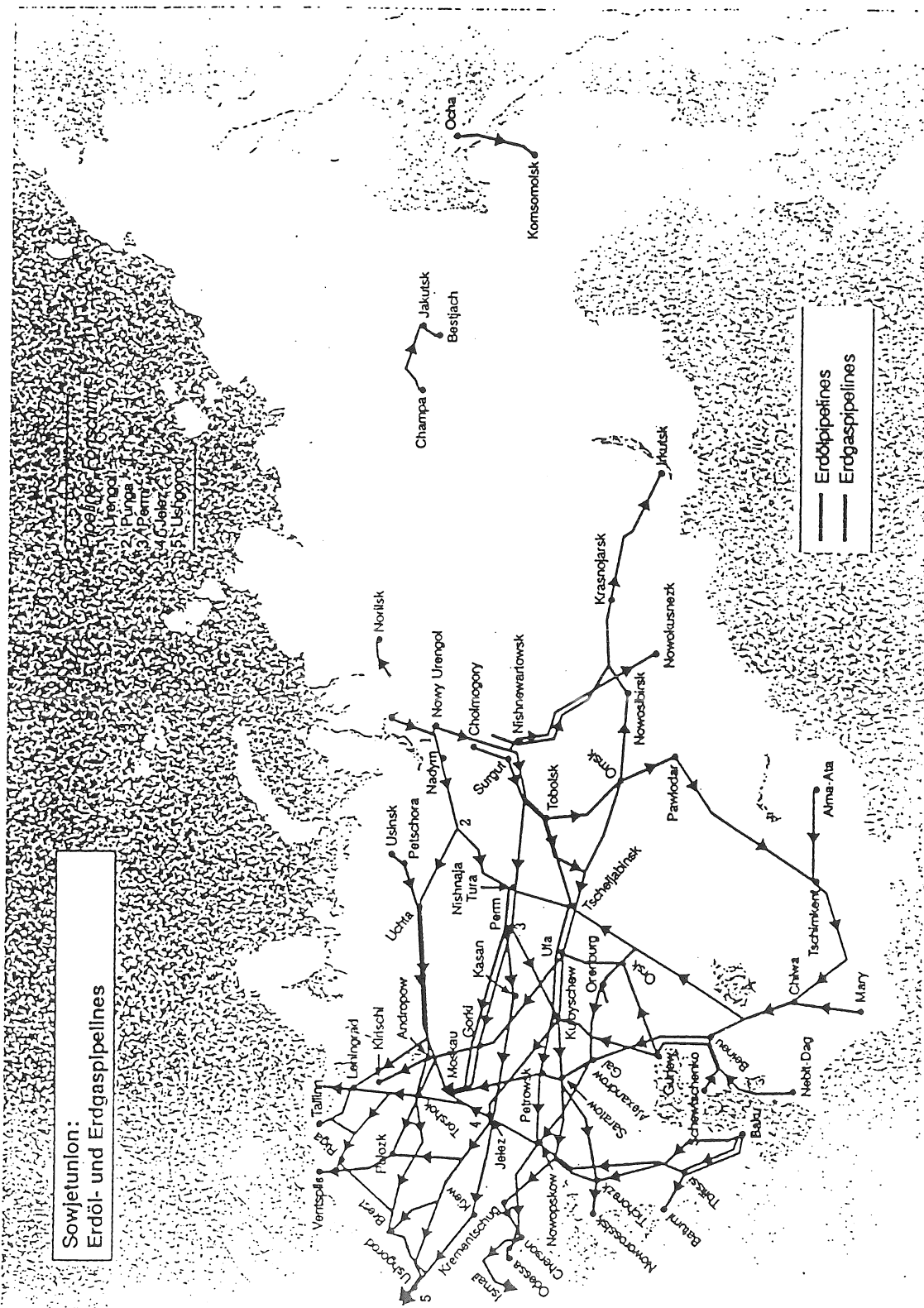
Gleichwohl sollten bei folgenden Konzepten dieser Art auch andere Klimagase betrachtet werden, allerdings nicht nur in der Prozeßkette sondern auch bezüglich der direkten Emissionen in Berlin. Erste Vorarbeiten für solche Inventarisierungen bzw. Szenarientwicklungen liegen z.B. seitens des Öko-Instituts für die Stadt Hannover vor.

8 Literatur

- Arbatov 1990: Vortrag auf dem Seminar "Energiepolitik in Europa" des Öko-Instituts und der Friedrich-Ebert-Stiftung. Freudenstadt 1990
- The British Petroleum Company (BP) 1992: BP Statistical Review of World Energy. London 1992
- Crutzen, P.J., Brühl, C., Levievel, J.: Greenhouse Properties of Atmospheric Methane. Mainz 1991
- Derwent, R.G. 1990: Report AERA-R 13716. Oxfordshire 1990
- Deutsche Shell AG (Shell) 1991: Erdöl, Erdgas und Kohle in der Sowjetunion und in Osteuropa. Shell Briefing Service (SBS) Nr. 1/1991
- Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle (DGMK) 1991: Ansatzpunkte und Potentiale zur Minderung des Treibhauseffektes aus Sicht der fossilen Energieträger. DGMK-Forschungsbericht 448-2, Hamburg 1991
- Enquete-Kommission 1990: Schutz der Erde. Dritter Bericht der Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des 11. Deutschen Bundestages, Bonn 1990
- Enquete-Kommission 1992: Klimaänderung gefährdet globale Entwicklung. 1. Bericht der Enquete-Kommission "Schutz der Erdatmosphäre" des 12. Deutschen Bundestages, Bonn 1992
- Graß, H., Hinrichsen, K., Jahnen, W., Englisch, G., Hendel, S. 1991: Methanquellen in der industrialisierten Gesellschaft. Hamburg 1991
- Harvey, L.D.D. 1993: A Guide to Global Warming Potentials (GWPs). In: Energy Policy 1992, No. 1, S. 24-34
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) 1990: Climate Change. New York 1990
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) 1992: 1992 IPCC Supplement. Februar 1992
- Kuhlmann, A. 1992: Auch die "Alternativen" sehr kritisch beleuchten. In: Handelsblatt 2. Dezember 1992
- Lashof, D.A., Ahuja, D.R. 1990: Relative Contributions of Greenhouse Gas Emissions to Global Warming. In: Nature 344, 1990, S. 529-531
- Levander, T. 1990: In: Atmos. Environment 24A, 1990, S. 2707-2714
- Lutz, A. 1992: Öl oder Gas? In: Energie 44, 1992, Nr. 10, S. 18-22
- McKinsey 1992: Restoring the Natural Gas Supply System in the Commonwealth of Independent States. 1992
- Mineralölwirtschaftsverband (MWV) 1993: Stellungnahme des Mineralölwirtschaftsverbandes zur Anhörung des Finanzausschusses des Deutschen Bundestages am 13. Januar 1993 zum Richtlinien-Vorschlag der EG-Kommission zur Einführung einer CO₂-/Energiesteuer. Hamburg 1993
- Öko-Institut 1990: Umweltwirkungsanalyse von Energiesystemen: Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS). Fritsche, U., Rausch, L., Simon, K.-H. i.A. des HMUEB. Darmstadt/Kassel 1990
- Öko-Institut 1992: Umweltwirkungsanalyse von Energie-, Transport- und Stoffsystemen: Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 2.0. Fritsche, U., Leuchtner, J., Matthes, F.Chr., Rausch, L., Simon, K.-H., Thomas St. i.A. des HMUEB. Darmstadt/Freiburg/Kassel/Berlin 1992
- Pospischill, H. 1993: Die Methanemissionen der vorgelagerten Kohle- und Erdgasprozeßkette und ihre Bedeutung am Beispiel der Strombereitstellung. Angewandte Systemanalyse Nr. 68, Jülich 1993
- Rabchuk, V.I., Ilkevich, N.I., Kononov, Y.D. 1991: A Study of Methane Leakage in the Soviet Natural Gas Supply System. Irkutsk 1991
- Rheinbraun AG 1992: Braunkohle - Beitrag zur Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland. Köln 1992
- Rheinbraun AG 1993: Argumentationsmaterial zur Bewertung der äquivalenten Methanemissionen. Unveröffentlichtes Manuskript. Köln 1993

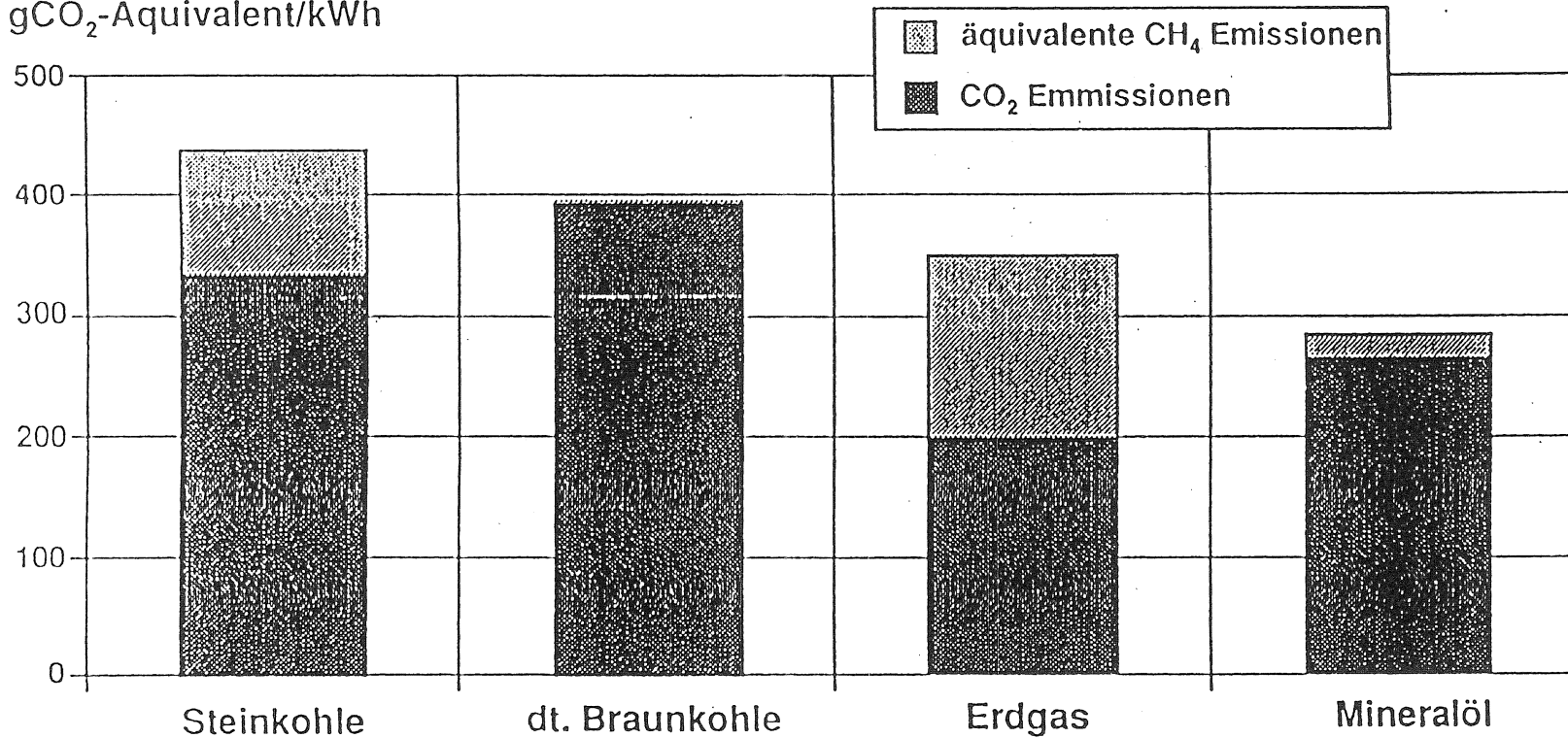
- Rodhe, H. 1990: A Comparison of the Contribution of Various Gases to the Greenhouse Effect. In: Science 248, 1990, S. 217-219
- Schiffer, H.-W. 1992: Der Richtlinienvorschlag der EG-Kommission zur Einführung einer CO₂-/Energiesteuer. In: Braunkohle 1992, H. 11, S. 4-12
- Schoeller, Ch., Pietsch, P., Abegg T. 1992: Der alltägliche Blow Out. In: Forbes 1992, H. 7, S. 67-79
- Strzodka, K., Slaby D. 1990: Aufgaben zur rationellen Energieanwendung und Gestaltung der Hilfsprozesse in Tagebauen. In: Neue Bergbautechnik 20, 1990, H. 4, S.134-139
- Umweltbundesamt (UBA) 1991: zitiert in Bundestags-Drucksache 12/2081 vom 12. Februar 1992
- Vereinigte Energiewerke AG (VEAG) 1993: Persönliche Mitteilung von Dr. Albrecht Schleich. Berlin 1993
- Zittel, W. 1993: Das Klimagasproblem und Maßnahmen zu seiner Minderung unter besonderer Berücksichtigung der energiebedingten Methanemissionen Rußlands. Deutsch-Russischer Workshop 12.-13. März 1993 auf der TERRATEC in Leipzig

Anhang 1



Äquivalente CO₂-Emissionen

gCO₂-Äquivalent/kWh



Quelle: Schiffer 1992

Anhang 2

Öko-Institut

29

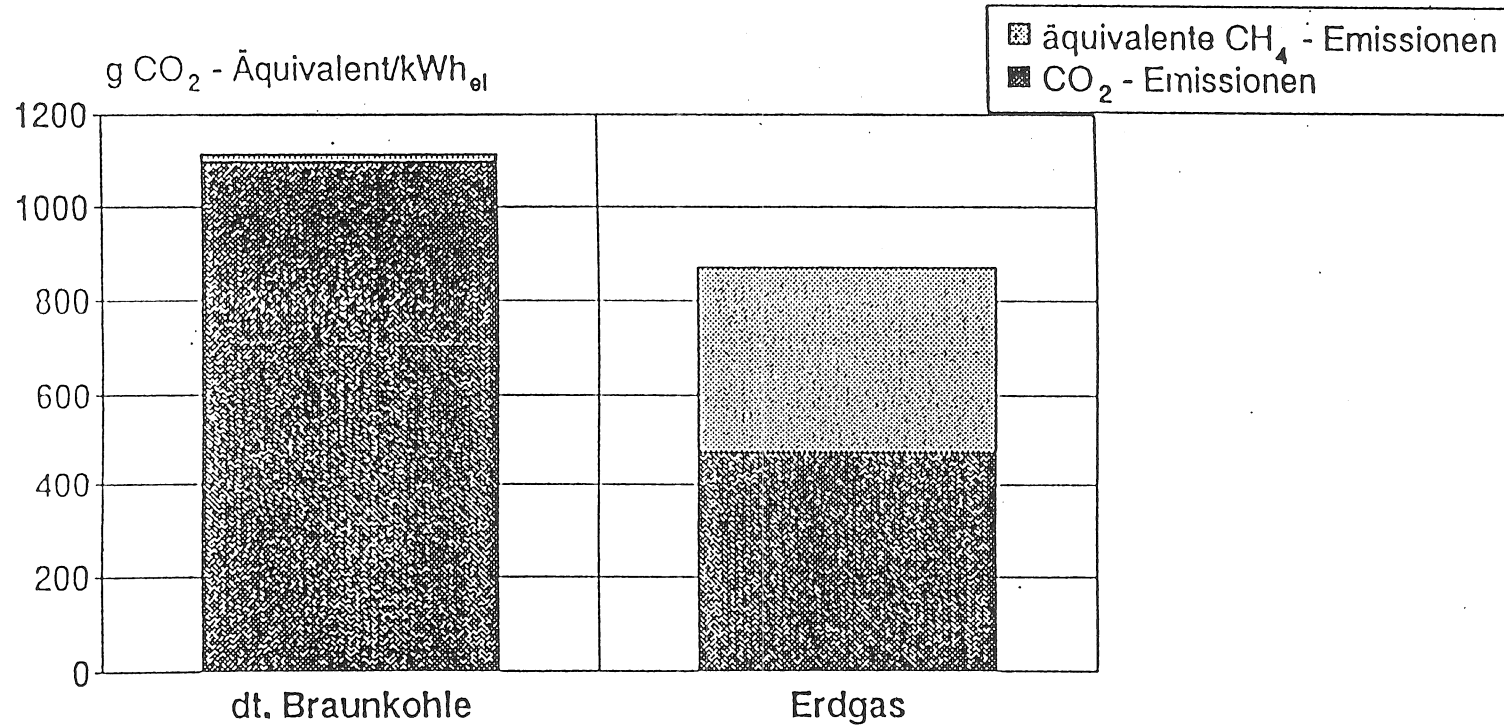
Erdgas und Braunkohle

Annahmen über Methan-Emissionen nach dem dritten Bericht der Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre":

Steinkohle weltweit	14,0	m ³ /t	lt. Band 4, S. 295
deutsche Braunkohle	15,0	l/t	lt. Band 4, S. 287
Erdgasverluste weltweit	30,0	Mio. t	lt. Teilband I, S. 159
Erdöl weltweit	10,9	Mrd. m ³	lt. Band. 4, S. 281.

CO₂-Äquivalenzfaktor für CH₄ : 29 (bezogen auf ein Molkül, bei einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren), nach Grassl et al. "Methanquellen in der industrialisierten Gesellschaft", MPI für Meteorologie Hamburg, Mai 1991.

Äquivalente CO₂ - Emissionen



Annahmen über Methan-Emissionen nach dem dritten Bericht der Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“:

deutsche Braunkohle	15,0 l/t	lt. Band 4, S. 287
Erdgasverluste (GUS-Staaten)	5%	lt. Enquete-Komm., (Bundestagsdrucksache 12/2400 vom 31.03.92, S. 103)

CO₂ -Äquivalenzfaktor für CH₄ : 17 (bezogen auf ein Molekül, bei einem Betrachtungszeitraum von 100 Jahren), nach Grassl et al. „Methanquellen in der industrialisierten Gesellschaft“, MPI für Meteorologie Hamburg, Mai 1991

Quelle: Rheinbraun 1993, Nutzungsgrade der Kraftwerke: Braunkohle 36%, Gas 42%

Anhang 4

Tabelle 1: Berechnung des CO₂-Äquivalents für Erdgas-Prozesskette in Berlin

Szenario	Variante	Verluste als		CO ₂ -Äqu.	Bemerkungen
		CH ₄	CO ₂		
		[%]	[%]	[t/TJ]	
Ost-Berlin 1990	untere	6,60%	2,25%	89	Situation 1990
	obere	8,95%	6,25%	103	Situation 1990
Berlin 2010	untere	2,60%	2,25%	69	nur Sanierung in Berlin
	obere	4,95%	6,25%	83	nur Sanierung in Berlin
Berlin/GUS 2010		2,50%	2,00%	69	Sanierung in Berlin & GUS
Erdgas mit Heizwert 34,5 MJ/m ³ , 97% CH ₄ , CO ₂ -Faktor 55 t/TJ, GWP für 100 Jahre					

Tabelle 2: Berechnung des CO₂-Äquivalents für Braunkohle-Prozesskette in Berlin

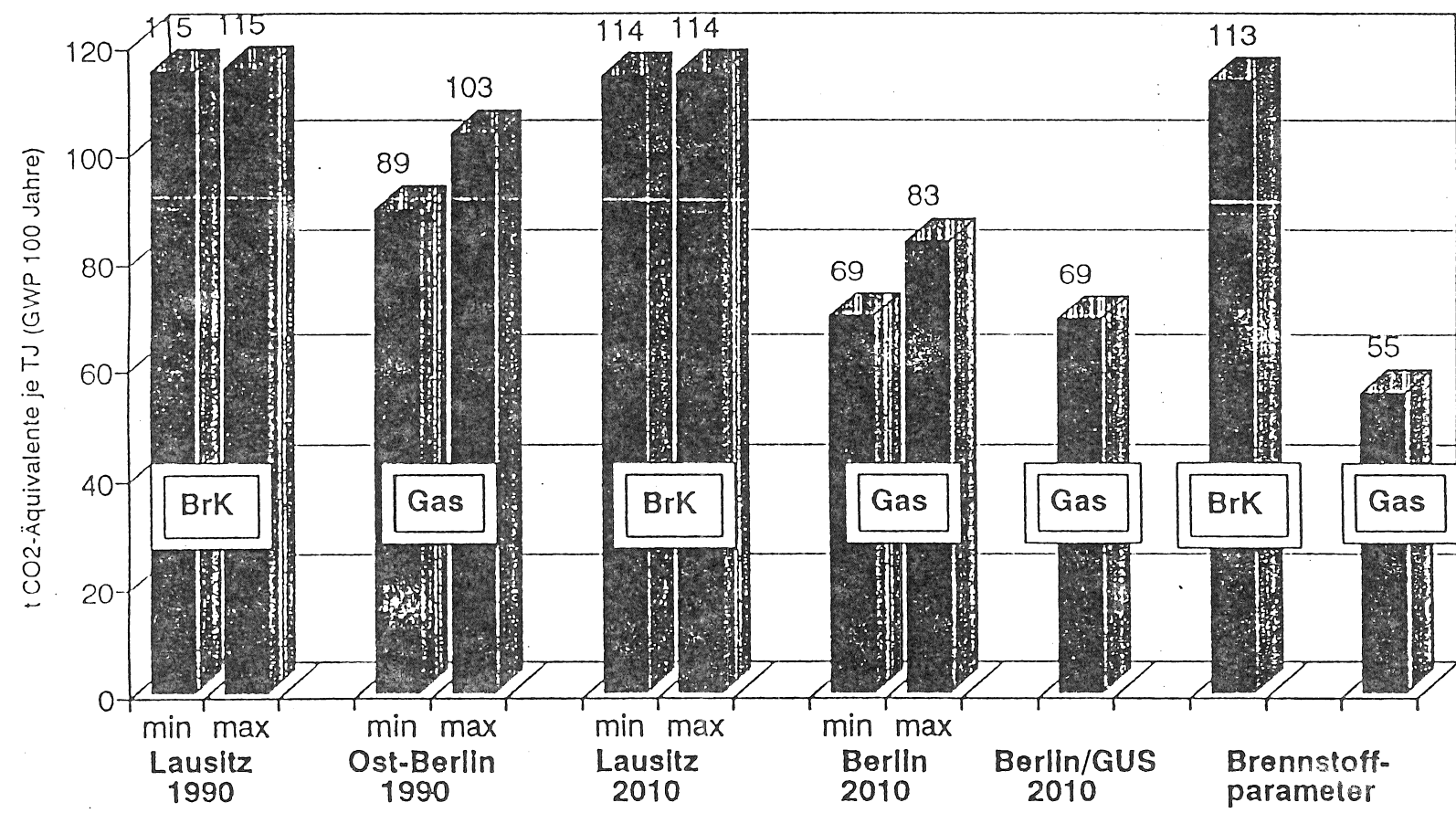
Szenario	Variante	Zusatzemissionen		CO ₂ -Äqu.	Bemerkungen
		CH ₄	CO ₂		
		[kg/TJ]	[t/TJ]	[t/TJ]	
Lausitz 1990	untere	1,3	1,7	115	
	obere	1,7	2,2	115	
Lausitz 2010	untere	1,3	0,9	114	
	obere	1,7	1,3	114	
Braunkohle mit Heizwert 8,4 MJ/kg, CO ₂ -Faktor 113 t/TJ, GWP für 100 Jahre					

Tabelle 3: Berechnung des CO₂-Äquivalents für verschiedene Umwandlungstechnologien

Szenario	Variante	CO ₂ -Äquivalente			Bemerkungen
		RW	Kond-KW	HKW	
		[g/kWh]	[g/kWh]	[g/kWh]	
Ost-Berlin 1990	untere	304	607	-442	Strom-Gutschrift mit unterer Braunkohlen-Variante
	obere	351	702	-330	
Lausitz 1990	untere	516	1.059	3	
	obere	519	1.064	3	
Berlin 2010	untere	235	471	-389	Strom-Gutschrift mit unterer Braunkohlen-Variante
	obere	283	566	-276	
Berlin/GUS 2010		233	466	-394	dto.
Lausitz 2010	untere	513	1.052	141	
	obere	515	1.055	142	
Nutzungsgrade: Raumwärme: Gas 106%, BrK 80%; Kond-KW: Gas 53%, BrK 39%; HKW: Gas 85%, BrK 85% Stromkennzahlen bei HKW: Gas 0,9, BrK 0,6 Stromgutschriften bei HKW: BrK-Kond-KW mit Nutzungsgrad 32% (1990) und 39% (2010)					

Klimawirksamkeit im Vergleich

GUS-Erdgas vs. Lausitzer Braunkohle



Öko-Institut 1993

Werte für Erdgas inkl. Ortsnetz von Berlin!

Hergestellt aus 100 % Altpapier

ÖKO-INSTITUT

INSTITUT FÜR ANGEWANDTE ÖKOLOGIE E.V.

Geschäftsstelle Freiburg
Binzengrün 34a Postfach 6226
79114 Freiburg 79038 Freiburg
Tel. 07 61 / 47 30 31
Fax 07 61 / 47 54 37

Büro Darmstadt
Bunsenstr. 14
64293 Darmstadt
Tel. 0 61 51 / 81 91 - 0
Fax 0 61 51 / 81 91 33

Bankverbindung:

Sparkasse Freiburg, BLZ 680 501 01, Konto-Nr. 2 06 34 47
Postgirokonto PGIROA Karlsruhe, BLZ 660 100 75, Konto-Nr. 1360 18-759