

ÖKO-INSTITUT

Institut für angewandte Ökologie e.V.

Institute for applied ecology

Institute d'écologie appliquée

**Emissionen des Energie-Imports
der Bundesrepublik Deutschland**

**Endbericht im Unterauftrag des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung
(DIW)**

für das IKARUS-Teilprojekt 3

U.R. Fritsche/F.Chr. Matthes

unter Mitarbeit von T. Münchmeyer

Öko-Institut, Bereich Energie

**Geschäftsstelle
Freiburg**
Binzengrün 34 a
D-79038 Freiburg
Tel. 0761-473130
FAX 0761-475437

Büro Darmstadt
Bunsenstr. 14
D-64293 Darmstadt
Tel. 06151-8191-0
FAX 06151-8191-33

Büro Berlin
Friedrichstr. 165
D-10117 Berlin-Mitte
Tel. 030-229-1393
FAX 030-229-1393

Freiburg/Darmstadt/Berlin, August 1993

Inhaltsverzeichnis

Tabellen- und Abbildungsverzeichnis	iv
1 Einführung	1
2 Methodische Vorbemerkungen	3
3 Zuordnung von Hilfsenergien sowie Neben- und Koppelprodukten	6
4 Definition und Emissionen der Hilfsenergieprozesse	7
4.1 Abgrenzung	7
4.2 Strombereitstellung.....	7
4.2.1 Strombereitstellung in Australien und den USA	7
4.2.2 Strombereitstellung in Norwegen.....	8
4.2.3 Strombereitstellung in den Niederlanden	9
4.2.4 Strombereitstellung in Rußland	9
4.2.5 Strombereitstellung in Polen	11
4.2.6 Strombereitstellung in Südafrika.....	12
4.2.7 Strombereitstellung in Algerien	13
4.3 Bereitstellung von mechanischer Energie	13
4.3.1 Dieselmotorische Antriebe in der OPEC.....	14
4.3.2 Dieselmotorische Antriebe in Rußland.....	14
4.3.3 Verdichter in Norwegen.....	15
4.3.4 Verdichter in den Niederlanden	15
4.3.5 Verdichter in Rußland	15
4.4 Bereitstellung von Prozeßwärme	16
4.4.1 Prozeßwärme in der OPEC	16
4.4.2 Prozeßwärme in den Niederlanden und Norwegen.....	17
4.4.3 Prozeßwärme in Rußland	17
4.4.4 Prozeßwärme in Algerien.....	18
4.5 Transportsysteme	18
4.5.1 Bahntransport in Australien/USA	18
4.5.2 Bahntransport in Rußland.....	18
4.5.3 Bahntransport in Polen.....	18
4.5.4 Bahntransport in Südafrika	19
4.5.5 Tanker für Öltransporte.....	19
4.5.6 Frachter für Kohletransporte	19
4.5.6 Tanker für LNG	20

5	Definition der Prozeßketten	21
5.1	Steinkohle.....	21
5.1.1	Prozeßkette Kohle aus Australien und USA	21
5.1.2	Prozeßkette Kohle aus der GUS	21
5.1.3	Prozeßkette Kohle aus Polen.....	22
5.1.4	Prozeßkette Kohle aus Südafrika	22
5.2	Prozeßkette Mineralöl.....	24
5.2.1	Rohöl und Mineralölprodukte aus der OPEC.....	24
5.2.2	Rohöl und Mineralölprodukte aus der Nordsee (Niederlande, Norwegen).....	26
5.2.3	Rohöl GUS.....	28
5.2.4	Mineralölprodukte GUS	29
5.4	Prozeßkette Erdgas.....	31
5.4.1	Erdgas aus den Niederlanden, Norwegen und Dänemark	31
5.4.2	Erdgas aus der GUS	32
5.4.3	LNG aus Algerien.....	34
5.5	Prozeßkette Uran.....	36
5.5.1	Uran aus Afrika.....	37
5.5.2	Uran aus Australien.....	37
5.5.3	Uran aus Kanada	37
5.5.4	Uran aus den USA.....	38
5.5.5	Uran aus der GUS	38
6	Berechnung der Prozeßketten	39
7	Aufkommen der importierten Energieträger	42
7.1	Methodische Vorbemerkungen.....	42
7.2	Steinkohle-Aufkommen in Deutschland.....	42
7.3	Gas-Aufkommen in Deutschland.....	44
7.4	Rohöl- und Minerölprodukt-Aufkommen in Deutschland.....	45
8	Schlußbemerkungen und Forschungsbedarf	47
9	Literatur	48
	Abkürzungsverzeichnis	50
	Anlage 1: Charakteristika der verwendeten Energieträger	52
	Anlage 2: Detaillierung der CO₂- und CH₄-Emissionen	54

Tabellen- und Abbildungsverzeichnis

Bild 1	Schema einer Prozeßkette ohne Materialvorleistungen und Hilfsmaterialien	3
Tabelle 1.	Emissionsfaktoren für australische und US-amerikanische Steinkohle-Kraftwerke (in kg/TJ Brennstoffeinsatz)	8
Tabelle 2.	Emissionsfaktoren für norwegische Erdgas-Kraftwerke (in kg/TJ Brennstoffeinsatz)	8
Tabelle 3.	Emissionsfaktoren für niederländische Erdgas-Kraftwerke (in kg/TJ Brennstoffeinsatz)	9
Tabelle 4.	Erzeugungsstruktur des UdSSR-Verbundsystems	10
Tabelle 5.	Emissionsfaktoren für Kraftwerke in der GUS (in kg/TJ Brennstoffinput)	10
Tabelle 6.	Emissionsfaktoren für Gasturbinen-Kraftwerke in der GUS (in kg/TJ Brennstoffinput)	11
Tabelle 7.	Emissionsfaktoren für polnische Kohlekraftwerke (in kg/TJ Brennstoffinput)	12
Tabelle 8.	Emissionsfaktoren für südafrikanische Steinkohle-Kraftwerke (in kg/TJ Brennstoffeinsatz)	12
Tabelle 9.	Emissionsfaktoren für algerische Gasturbinen-Kraftwerke (in kg/TJ Brennstoffeinsatz)	13
Tabelle 10.	Kenndaten allgemeiner Kraftprozesse im Jahr 1989	13
Tabelle 11.	Emissionsfaktoren für Dieselmotoren in der OPEC (in kg/TJ Brennstoffinput)	14
Tabelle 12.	Emissionsfaktoren für Dieselmotoren in der GUS (in kg/TJ Brennstoffinput)	14
Tabelle 13.	Emissionsfaktoren für Verdichter-Gasturbinen in Norwegen (in kg/TJ Brennstoffinput)	15
Tabelle 14.	Emissionsfaktoren für Verdichter-Gasturbinen in den Niederlanden (in kg/TJ Brennstoffinput)	15
Tabelle 15.	Emissionsfaktoren für Verdichter-Gasturbinen in der GUS (in kg/TJ Brennstoffinput)	16
Tabelle 16.	Emissionsfaktoren für Prozeßwärme in der OPEC (in kg/TJ Brennstoffinput)	16
Tabelle 17.	Emissionsfaktoren für Prozeßwärme in Westeuropa (in kg/TJ Brennstoffinput)	17
Tabelle 18.	Emissionsfaktoren für Prozeßwärme in der GUS (in kg/TJ Brennstoffinput)	17
Tabelle 19.	Emissionsfaktoren für Prozeßwärme in Algerien (in kg/TJ Brennstoffinput)	18
Tabelle 20.	Emissionsfaktoren für Öl-Tanker OPEC (in kg/TJ Brennstoffoutput bei 1.000 km)	19
Tabelle 21.	Emissionsfaktoren für Kohle-Frachter Australien/USA (in kg/TJ Brennstoffoutput bei 1.000 km)	19
Tabelle 22.	Emissionsfaktoren für Kohle-Frachter Südafrika (in kg/TJ Brennstoffoutput bei 1.000 km)	20

Tabelle 23.	Emissionsfaktoren für Ostsee-Frachter für Kohletransport aus Polen (in kg/TJ Brennstoffoutput bei 1.000 km).....	20
Tabelle 24.	Emissionsfaktoren für LNG-Tanker Algerien (in kg/TJ Brennstoffoutput bei 1.000 km).....	20
Tabelle 25.	Direkte Emissionsfaktoren für die Rohölförderung und -aufbereitung in der OPEC (in kg/TJ Brennstoffoutput).....	25
Tabelle 26.	Emissionsfaktoren für Raffinerien in der OPEC (in kg/TJ Brennstoffoutput) 25	
Tabelle 27.	Direkte Emissionsfaktoren für die Rohölförderung und -aufbereitung in Westeuropa (in kg/TJ Brennstoffoutput).....	26
Tabelle 28.	Produktspezifische Gewichtungsfaktoren für Raffinerien.....	27
Tabelle 29.	Emissionsfaktoren für Raffinerien in Westeuropa (in kg/TJ Brennstoffoutput) 28	
Tabelle 30.	Emissionsfaktoren für Raffinerien in der GUS (in kg/TJ Brennstoffoutput) 30	
Tabelle 31.	Emissionsfaktoren für Erdgasförderung und -aufbereitung in der GUS (in kg/TJ Brennstoffinput).....	33
Tabelle 32.	Emissionsfaktoren für Erdgastransport in der GUS (in kg/TJ Brennstoffinput) 34	
Tabelle 33.	Emissionsfaktoren des Energieimports für 1989 (in kg/TJ Brennstoffoutput) 39	
Tabelle 34.	Emissionsfaktoren des Energieimports für 2005 (in kg/TJ Brennstoffoutput) 40	
Tabelle 35.	Emissionsfaktoren des Energieimports für 2020 (in kg/TJ Brennstoffoutput) 41	
Tabelle 36.	Importkohleanteile nach Förderländern (in 1.000 t)	42
Tabelle 37.	Importgasanteile nach Förderländern (in PJ).....	44
Tabelle 38.	Vereinfachte zukünftige Importverteilung für Erdgas in Deutschland.....	44
Tabelle 39.	Import von Rohöl nach Förderregionen (in 1.000 t).....	45
Tabelle 40.	Import von Mineralölprodukten nach Herkunftsregionen.....	45
Tabelle 41.	Vereinfachte zukünftige Importverteilung für Rohöl in Deutschland	45
Tabelle 42.	Vereinfachte zukünftige Importverteilung für Mineralölprodukte in Deutschland	46

1 Einführung

Im IKARUS-Projekt des BMFT (Teilprojekt 3)¹ soll u.a. eine konsistente Datenbasis zu klimarelevanten Schadstoffen für die Bundesrepublik Deutschland geschaffen werden. Aufgrund der globalen Wirkung von Treibhausgasen (THG) ist es hierbei wichtig, auch die bei der Bereitstellung von Energieträgern **im Ausland** entstehenden, vorgelagerten THG-Emissionen zu erfassen und in diese Datenbasis einzubeziehen. Diese Emissionen des Energieträger-Imports können der BRD angerechnet werden und liegen in der Größenordnung von mindestens 10% der direkten THG-Emissionen in der BRD.

Das Öko-Institut führt seit 1982 Grundlagenarbeiten zum Themengebiet Energie/Umwelt durch und erstellt dabei u.a. Datenbasen und EDV-Hilfsmittel, die seit 1987 auch für die Klimadiskussion entwickelt werden. Im Rahmen des sog. GEMIS-Projekts wurde 1989 ein Computerprogramm für umweltbezogene Analysen und Vergleiche von Energiesystemen zur Bereitstellung von Wärme und Elektrizität entwickelt, dessen Datenbasis neben energetischen Kenngrößen auch Emissionsdaten für SO₂, NO_x, Staub, Halogene und CO₂ enthält (vgl. ÖKO/GhK 1989). Das Programm wurde im Auftrag der Klima-Enquête-Kommission weiterentwickelt und um zusätzliche klimarelevante Emissionen erweitert (vgl. ÖKO 1989).

Im Zuge einer Aktualisierung von GEMIS zur Version 2.0 wurde 1992 die gesamte Datenbasis überarbeitet und dabei der internationale Wissensstand zum Zeithorizont Sommer 1992 einbezogen (vgl. ÖKO/GhK 1992).

Im Rahmen der IKARUS-Studie des BMFT untersuchte das Öko-Institut nunmehr im Unterauftrag für das DIW den heutigen Kenntnisstand für die über Energieimporte vermittelten THG-Emissionen **im Ausland**. Weiterhin war das Wissen durch gezielte Recherchen zu erweitern, wobei das Schwergewicht auf die Analyse von Emissionsdaten zu Kohlendioxid (CO₂) und Methan (CH₄) zu legen war.

Vor diesem Hintergrund umfaßte die vorliegende Untersuchung

- die Datenbasis des Computermodells GEMIS Version 2.0 über Emissionen beim Import von Energieträgern disaggregiert und für Dritte nachvollziehbar aufzubereiten und zu dokumentieren, wobei auch Datenunsicherheiten kenntlich zu machen waren,
- aktualisierte Daten aus der Literatur (Stand Dezember 1992) verfügbar zu machen,
- durch Expertenbefragung im Ausland die o.g. Daten abzusichern bzw. zu ergänzen und die Bandbreite der gefundenen Werte darzustellen,
- alle Emissionsdaten für die Zeithorizonte 1989, 2005 und 2020 in spezifischen sowie regional differenzierten Werten aufzuführen.

¹ zu den im Text verwendeten Abkürzungen und Akronymen vgl. das Abkürzungsverzeichnis am Berichtsende.

Der Analyseumfang der Untersuchung betraf die folgenden Treibhausgase:

- CO₂ und CH₄ (Schwerpunkt der Analyse)
- SO₂, NO_x (als NO₂) und N₂O
- CO und NMVOC

Die ebenfalls treibhauswirksamen FCKW wurden aufgrund extremer Datenunsicherheiten und nur vereinzelt vorliegender Werte **nicht** in die Untersuchung einbezogen².

In der Untersuchung wurden die folgenden Energieträger berücksichtigt (in Klammern jeweils Exportländer/Herkunftsregion):

- Stein- und Braunkohlen (Australien, GUS, Polen, Südafrika, USA)
- Erdgas (Holland, Norwegen/Dänemark, GUS)
- LNG (Algerien)
- Rohöl (Nordsee, OPEC, GUS)
- raffinierte Erdölprodukte, d.h. Benzin, Heizöl EL+S, Diesel/Kerosin, Flüssiggas (Holland, Norwegen, OPEC, GUS)
- Uran (Afrika, Australien, GUS, Kanada, USA)

Als Prozeßschritte wurden Förderung, Aufbereitung, Primärenergietransport, Umwandlung zu Sekundärenergien sowie Sekundärenergietransport berücksichtigt. Die dabei jeweils nachgefragten Hilfsenergien sowie daraus resultierende Emissionen wurden länder- bzw. regionspezifisch miterfaßt. Für Uran war die Prozeßkette nur bis zur Bereitstellung von Yellowcake zu erfassen, da die folgenden Prozeßschritte in einer anderen IKARUS-Teilstudie bearbeitet werden.

² Diese Vernachlässigung berührt die Aussagegüte von Datenbasen zu **energiebedingten** TGH-Emissionen nur unwesentlich, da globale Abschätzungen zeigten, daß der überwiegende Emissionsursache für FCKW im Bereich industrieller Produktion bzw. Nutzung FCKW-haltiger Produkte sowie vereinzelt im Kleinverbrauch liegen und keinen direkten Bezug zum Energieumsatz aufweisen. Für eine Darstellung des Wissensstands zu FCKW vgl. ÖKO 1993b.

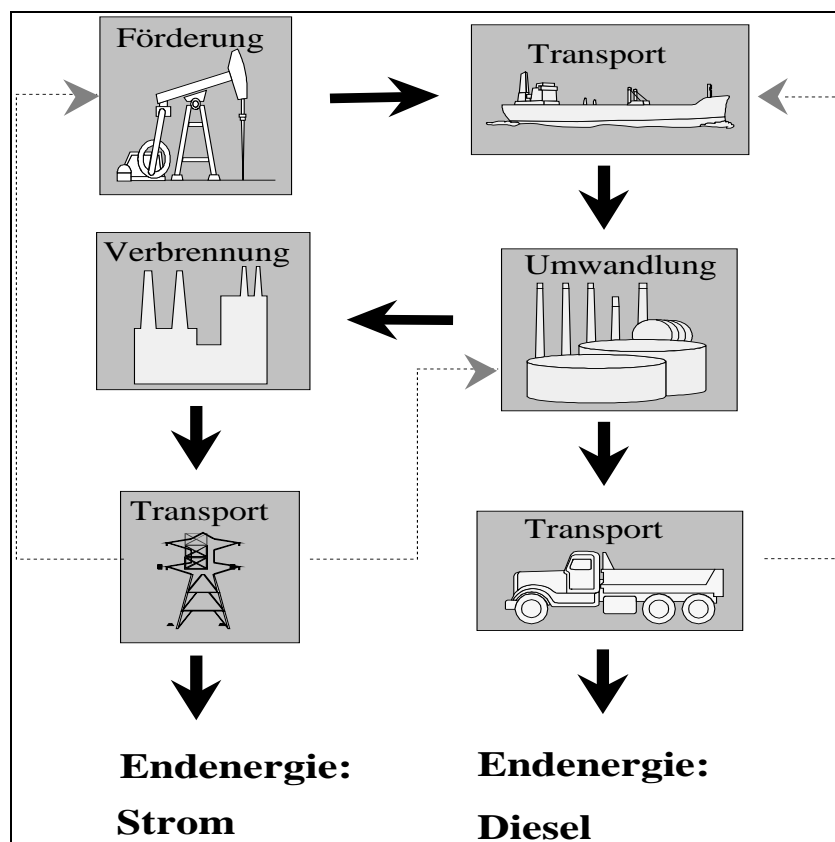
2 Methodische Vorbemerkungen

Eine Datenbasis für Lebenszyklen von Energiesystemen sollte alle relevanten physikalisch-chemischen Aktivitäten einbeziehen, die mit der Bereitstellung von Energiedienstleistungen verbunden sind - unter Berücksichtigung aller relevanten Transportschritte sowie der Material- und Hilfsproduktherstellung. Dieser umfassende Ansatz wird jedoch im IKARUS-Projekt **nicht** verfolgt, sondern die Materialvorleistung sowie Hilfsmaterialien ausgeblendet³. Es wird somit für die Bereitstellung eines Energieträgers frei Grenze der Weg zurück bis zur Gewinnung von Primärenergien - hier die Ölförderung - verfolgt, wobei alle Umwandlungs- und Transportvorgänge mitbetrachtet werden, die zur Bereitstellung des Stroms bzw. des Dieselöls notwendig sind, d.h. auch Hilfsenergien und die sie bereitstellenden Prozesse - **nicht** aber Materialvorleistungen. Wenn im o.g. Beispiel ein Kraftwerk die Dienstleistung "1 Tj Strom" bzw. ein Tankwagen die Dienstleistung "1 Tj Dieselöl" bereitstellt, sind jeweils verschiedene Prozesse "vorgelagert". Dabei können auch "Schleifen" zwischen diesen Prozessen bestehen, z.B. Strom als Hilfsenergie für die Raffinerie.

Das folgende Bild zeigt diese Prozeßketten in vereinfachter Form.

³ Das GEMIS-Computerprogramm ermöglicht demgegenüber, die quantifizierbaren Umweltaspekte von Energie-, Verkehrs- und Materialprozessen in einer konsistenten und integrierten Weise zu erfassen und dabei auch Materialvorleistungen sowie Hilfsmaterialien abzubilden (vgl. ÖKO/GhK 1992).

Bild 1 Schema einer Prozezkette ohne Materialvorleistungen und Hilfsmaterialien



Eine wichtige Forderung an konsistente Datenbasen zur Beschreibung von Energiesystemen ist, alle Prozesse auf allen Ebenen von Prozezketten unter den **gleichen** Rahmenbedingungen zu betrachten. Um den Rechercheaufwand für die ausländischen Prozesse der Energiebereitstellung zu begrenzen, wurde in der vorliegenden Arbeit für die **vorgelagerten** Prozezketten vereinfachend Daten ermittelt, die **typische** Betriebsbedingungen abbilden.

Diese Vereinfachung betrifft alle Prozesse, die indirekt zur Bereitstellung von Brenn- und Treibstoffen dienen. Eine Ausnahme hiervon wurde nur gemacht, wenn sich Hilfsprozesse durch **absehbare** Entwicklungen (z.B. technische Verbesserungen) ändern. Dies ist insbesondere für Kraftwerke der Fall, die in der vorliegenden Arbeit **zeitpunktspezifisch** betrachtet werden: je nach zeitlicher Randbedingung sind die Nutzungsgrade dieser Prozesse, die Emissionsminderungstechniken usw. verschieden, und auch die Erzeugungsanteile der Kraftwerke im jeweiligen Stromnetz sind unterschiedlich.

Weitere Vereinfachungen mußten bezüglich Anlagen und Brennstoffen im Ausland gemacht werden. Dies resultiert aus der teilweise sehr lückenhaften Datenbasis für einige Prozeßketten im Ausland. Die Bilanzierung für derartige Prozeßketten wird oft zu größeren Fehlern führen als beim Ansatz vereinfachender Prozeßketten⁴. Gleiches gilt für Brennstoffe. Im Regelfall werden in dieser Arbeit die Charakteristika der importierten Energieträger auch für die Prozeßketten der Exportländer zugrundegelegt. In diesen Ländern werden jedoch teilweise Energieträger mit anderen Eigenschaften eingesetzt⁵. Der damit implizierte systematische Fehler ist aufgrund von Sensitivitätsanalysen wiederum im Regelfall vernachlässigbar. Die Elementaranalysen der unterstellten Brennstoffe sind im Anhang 1 zusammengestellt.

Die Emissionswerte für Verbrennungsanlagen wurden über "echte" Emissionswerte, d.h. Angaben in Milligramm je Normkubikmeter Abgas bestimmt. In dieser Arbeit werden jedoch nur die daraus errechneten Emissionsfaktoren je Energieeinheit des Inputs ausgewiesen. Aus dieser Tatsache ergeben sich die aufgrund unterschiedlicher Heizwerte teilweise stark differierenden Emissionsangaben für vergleichbare Anlagen bei unterschiedlichem Brennstoffeinsatz.

Alle Emissionsdaten und ein Teil der energiewirtschaftlichen Strukturdaten für Osteuropa konnten nur abgeschätzt werden. Obwohl für einzelne Parameter durchaus originäre Daten vorlagen, ist jedoch die Frage der Repräsentativität (gerade im Bereich der GUS) noch völlig ungeklärt. Hier bleibt ein erheblicher Forschungsbedarf zu konstatieren (vgl. Kapitel 8).

Die Fortschreibung der Daten für die Jahre 2005 und 2020 ist ebenfalls von starken Unsicherheiten geprägt. So ist heute in vielen Fällen keineswegs absehbar, inwieweit Sanierungs- oder Modernisierungsmaßnahmen tatsächlich unternommen werden (können). Die impliziten Annahmen über die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Osteuropa der nächsten 10-30 Jahre führen daher im Rahmen der vorliegenden Arbeit zu zwar plausiblen, jedoch nur ungenügend belastbaren Ergebnissen der Emissionsbilanzierung.

⁴ Als Beispiel hierfür soll der Bahntransport von Kohle in Übersee dienen. Die Kohlezüge werden in Australien, Südafrika und in den USA vorwiegend von dieselektrischen Lokomotiven gezogen. Da für diesen einen Prozeß der Aufbau einer kompletten Mineralöl-Prozeßkette für Australien, Südafrika und die USA sowohl vom Aufwand her als auch hinsichtlich der erheblichen Datenunsicherheiten unzumutbar erschien, wurde durchgängig eine elektrische Traktion unterstellt, da die Prozeßkette hierfür (Hilfsenergiebedarf Bergbau) ohnehin recherchiert werden mußte.

⁵ Als Beispiel sei hier Südafrika genannt, wo in den Kraftwerken größtenteils Kohle direkt aus der Mine genutzt wird, während die Exportkohle einer Aufbereitung unterzogen wird. Ein weiteres Beispiel ist die GUS, wo für den Export Mineralöle mit geringeren Schwefelgehalten eingesetzt werden als bei der Inlandsnutzung.

3 Zuordnung von Hilfsenergien sowie Neben- und Koppelprodukten

Zu beachten ist bei den vorgelegten Daten des GEMIS-Projekts, daß die Methodik zur Einbeziehung von Hilfsenergien sowie ggf. zu Gutschriften von Koppelprodukten in dieser Untersuchung generell davon ausgeht, daß

- die **real** von Prozessen genutzten Hilfsenergieträger verwendet werden, z.B. bei Raffinerien die Prozeßwärme über öl- oder gasbefeuerte Kessel bereitgestellt wird und Hilfsantriebe nicht aus dem Prozeß selbst, sondern **vom Stromnetz** beliefert werden,
- der gesamte Energieaufwand und alle Umweltaspekte für einen Prozeß dem bereitgestellten (Haupt)Produkt zugerechnet werden, so daß Nebenprodukte als "emissionsfrei" und "frei von Energieaufwendungen" bewertet werden⁶.

Diese Methodik sieht also davon ab, die von einem Prozeß bereitgestellten Energieträger oder sonstige Produkte gleich wieder als Hilfsenergien oder Hilfsstoffe auf der gleichen Prozeßstufe einzusetzen, sofern keine **tatsächliche** Prozeßintegration vorliegt.

Beispiele für integrierte Prozesse sind Gaspipelines, die als Hilfsenergie Kompressionsarbeit benötigen. Diese Hilfsenergie wird durch Verdichter (Gasturbinen) bereitgestellt, die ihren Brennstoff direkt aus der Pipeline beziehen, da dies den Verhältnissen in der Realität entspricht.

Dagegen wird z.B. Strom für Raffinerien durch Fremdenergie (Stromnetz) bereitgestellt und nicht durch die Verbrennung des bereitgestellten Öls in einem Raffineriekraftwerk. Nach dieser Logik wird auch die Transportenergie z.B. für die Verteilung von Kohleprodukten durch "Fremdenergie" - hier konventioneller Dieselmotorkraftstoff - gedeckt und **nicht** durch Treibstoff aus Kohleverflüssigung o.ä.. Eine wichtige Rolle spielt diese methodische Festlegung auch bei der Prozeßkette für Atomenergie, in der benötigter Hilfsstrom z.B. für die Urananreicherung nicht durch ein Atomkraftwerk, sondern durch typische stromliefernde Prozesse (Stromnetz) bereitgestellt wird.

Diese Zuordnung erfolgt, um die Bereitstellung der in den Prozeßketten nachgefragten Hilfsenergien auf die vorwiegend **ökonomisch** und technisch begründeten realen Verhältnisse hin abzubilden⁷.

⁶ Diese Aussage gilt allgemein für das GEMIS-Modell, im Rahmen dieser Arbeit werden jedoch Nebenprodukte bilanziert.

⁷ Der Ansatz ist für die hier betrachteten fossilen Energieträger weniger wichtig, da mit Ausnahme von Strom überwiegend eine Prozeßintegration von Hilfsenergien erfolgt. Bei anderen Energieträgern - insbesondere Biomasse, Wasserstoff und Uran - sind jedoch Hilfsenergien (und Materialvorleistungen) oft die relevanten emissionsverursachenden Prozesse für Treibhausgase, sodaß ihre Modellierung dem o.g. Grundsatz folgen muß (vgl. näher ÖKO/GhK 1992).

4 Definition und Emissionen der Hilfsenergieprozesse

Die in der vorliegenden Untersuchung analysierten Emissionen des Energie-Imports in die Bundesrepublik Deutschland werden wesentlich nicht durch die Nutzung (Verbrennung) der gelieferten Energieträger selbst verursacht, sondern durch die zu ihrer Bereitstellung erforderlichen Hilfsprozesse.

4.1 Abgrenzung

Um den Einfluß dieser Hilfsenergien auf die Emissionen zu analysieren, wird im folgenden eine Trennung zwischen den **direkten** Emissionen von Prozessen zur Bereitstellung von Energieträgern und den **indirekten**, über Hilfsenergien vermittelten Emissionen durchgeführt.

Direkte Emissionen sind z.B. die THG-Freisetzungen des Kohlebergbaus (CH_4) oder die bei der Ölförderung durch Abfackeln entstehenden Schadstoffe. Diese werden energieträger-, regionen- und zeitpunktbezogen im Kapitel 4 diskutiert.

Demgegenüber können die indirekten Emissionen wiederum auf Prozesse zurückgeführt werden, die direkt Brenn- und Treibstoffe einsetzen, um die Hilfsenergien bereitzustellen. Als wesentliche Typen von Hilfsenergien werden nachfolgend Strombereitstellung, Prozeßwärme und Transporte behandelt.

4.2 Strombereitstellung

Der erste Typ von Hilfsenergien ist die Strombereitstellung für "generelle" Anwendungen, insbesondere Hilfsstrombedarfe. Hierzu werden für ausländische Kraftwerke eigene Daten verwendet, die auf spezifischen Brennstoff- und Technikdaten beruhen. Für die Stromverteilung im Ausland wurden ebenfalls landesspezifische Werte abgeschätzt.

4.2.1 Strombereitstellung in Australien und den USA

In der vorliegenden Arbeit werden Energieimporte aus Australien und den USA nur für Steinkohle betrachtet. Daher sollen vereinfachend keine eigenen Kraftwerks-Mixe definiert werden, sondern ein typisches Kohlekraftwerk als Lieferant für den Kohlebergbau sowie für elektrifizierte Bahnstrecken angenommen werden. Die Qualität der dort verbrannten Kohle wurde entsprechend den Exportsorten definiert, für den Kraftwerkseinsatz wurde eine Kohle unterstellt, die dem gewichteten Mix aus australischer und nordamerikanischer Steinkohle entspricht (siehe Anhang 1). In der folgenden Tabelle sind typische Emissionswerte für diese Steinkohle-Kraftwerke aufgeführt. Als wesentliche Änderungen werden bis zum Jahr 2005 die Einführung von Entschwefelungsanlagen sowie Primärmaßnahmen zur NO_x -Reduktion erwartet, die auf entsprechenden Regelungen zur Luftreinhaltung beruhen. Bis zum Jahr 2020 werden zudem aktive Entstickungsverfahren (SCR-DeNOx) angenommen.

Tabelle 1. Emissionsfaktoren für australische und US-amerikanische Steinkohle-Kraftwerke (in kg/TJ Brennstoffeinsatz)

	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	NM-VOC	N ₂ O	CO ₂	Bemerkungen
1989	527	277	87	3,5	34,7	1,7	94.995	Exportkohle
2005	111	277	74	3,0	31,2	1,7	94.995	Exportkohle
2020	56	69	74	3,0	31,2	1,7	94.995	Exportkohle

Als Nutzungsgrad wird für die heutigen Kraftwerke ein Wert von 37% angenommen, der im Betrachtungszeitraum zwar durch Neubauten brutto um 3 Prozentpunkte steigt. Diese Verbesserung werden aber durch Entschwefelungs- und Entstickungsmaßnahmen kompensiert. Somit wird auch für die Jahre 2005 und 2020 ein Netto-Nutzungsgrad von 37% erwartet.

4.2.2 Strombereitstellung in Norwegen

Für Norwegen als Lieferant von Erdgas wird Strom nur in Verbindung mit der Gasinfrastruktur betrachtet, so daß kein eigener Kraftwerkspark modelliert wurde. Vielmehr wird vereinfachend ein typisches Gasturbinenkraftwerk als direkter Stromlieferant für die Gasinfrastruktur (vor allem Förderung und Aufbreitung) angenommen. In der folgenden Tabelle sind typische Emissionswerte für diese Gas-Kraftwerke aufgeführt. Als wesentliche Änderungen werden bis zum Jahr 2005 die Einführung von Primärmaßnahmen zur NO_x-Reduktion erwartet, die auf entsprechende Regelungen zur Luftreinhaltung beruhen. Bis zum Jahr 2020 wird eine weitere NO_x-Reduktion durch verbesserte Brennkammern und Gemisch-aufbereitung angenommen.

Tabelle 2. Emissionsfaktoren für norwegische Erdgas-Kraftwerke (in kg/TJ Brennstoffeinsatz)

	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	NM-VOC	N ₂ O	CO ₂	Bemerkungen
1989	0,25	251	84	4,2	8,4	0,1	57.210	Erdgas H
2005	0,25	167	84	4,2	8,4	0,1	57.210	Erdgas H
2020	0,25	125	84	4,2	8,4	0,1	57.210	Erdgas H

Als Nutzungsgrad wird für die heutigen Kraftwerke ein Wert von 30% angenommen, der im Betrachtungszeitraum durch Neubauten um 2,5 %-Punkte bis 2005 und um 5 %-Punkte bis 2020 steigt.

4.2.3 Strombereitstellung in den Niederlanden

Für die Niederlande wird die Strombereitstellung analog zu Norwegen nur in Verbindung mit der Gasinfrastruktur betrachtet, so daß auch hier kein eigener Kraftwerkspark modelliert wurde. Vielmehr wird ein typisches Gas-GuD-Kraftwerk als direkter Stromlieferant für die Gasinfrastruktur (Förderung und Aufbreitung) angenommen. In der folgenden Tabelle sind typische Emissionswerte für diese GuD-Kraftwerke aufgeführt. Als wesentliche Änderungen werden bis zum Jahr 2005 die Einführung von Primärmaßnahmen zur NO_x-Reduktion erwartet, die auf entsprechende Regelungen zur Luftreinhaltung beruhen. Bis zum Jahr 2020 wird eine weitere NO_x-Reduktion durch verbesserte Brennkammern und Gemisch-aufbereitung angenommen.

Tabelle 3. Emissionsfaktoren für niederländische Erdgas-Kraftwerke (in kg/TJ Brennstoffeinsatz)

	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	NM-VOC	N ₂ O	CO ₂	Bemerkungen
1989	0,31	213	85	4,3	8,5	0,1	57.223	Erdgas L
2005	0,31	170	85	4,3	8,5	0,1	57.223	Erdgas L
2020	0,31	106	85	4,3	8,5	0,1	56.223	Erdgas L

Als Nutzungsgrad wird für die heutigen GuD-Kraftwerke ein Wert von 50% angenommen, der im Betrachtungszeitraum durch Neubauten um 2,5 %-Punkte bis 2005 und um 5 %-Punkte bis 2020 ansteigt.

4.2.4 Strombereitstellung in Rußland

Für die Emissionsbestimmung bei Hilfsenergie für die Bereitstellung von Energieträgern aus Rußland werden sowohl der russische Stromerzeugungs-Mix als auch brennstoffspezifische Daten benötigt (Kohleförderung etc.).

Da Informationen über die spezifische Erzeugungsstruktur für Rußland bisher belastbar nicht vorliegen, wurde der Kraftwerks-Mix des Verbundnetzes der UdSSR (UPS) für 1990 unterstellt (Bondarenko 1992). Für die Folgejahre wird davon ausgegangen, daß wegen der im Transformationsprozeß zu erwartenden Strukturkrise bis zum Jahr 2020 keine signifikante Erhöhung der gesamten Kraftwerkskapazitäten erfolgen wird. Die erheblichen Probleme für die Bereitstellung von Investitionskapital werden u.E. dazu führen, daß keine neuen Atomkraftwerke gebaut werden. Auch wegen internationaler Verpflichtungen kann es zu einer sukzessiven Abschaltung von AKW kommen.⁸

⁸ Diese Annahmen beruhen auf Annahmen über die politische und wirtschaftliche Entwicklung in der GUS, die angesichts der heute nur schwer einschätzbaren Entwicklungsdynamik nur eine der möglichen Varianten darstellt. Bezüglich der Emissionsbilanzierung erscheint es jedoch als zulässig, diese Annahmen zu treffen, da damit die "konservative" Annahme dargestellt wird.

Für das Jahr 2005 erwarten wir mindestens die Abschaltung von ca. einem Viertel der vorhandenen AKW, die zu einem Drittel durch Neubauten von Kohlekraftwerken und zu zwei Dritteln durch Gas- und Dampf-Kraftwerke mit Erdgasfeuerung ersetzt werden. Aufgrund der auch mittelfristig zu erwartenden Probleme im Kontext der Erdölförderung wurde keine Ausweitung ölbefuehrter Kraftwerke unterstellt.

Bis zum Jahr 2020 unterstellen wir das Abschalten aller im Ausgangsjahr existierenden AKW, die ab 2005 zu je 50% durch Kohle und Gas-GuD-Kraftwerke ersetzt werden. Für Wasserkraft und andere regenerative Energiequellen zur Stromerzeugung wurde zwischen 2005 und 2020 eine Ausweitung um ca. 25% unterstellt. Zusammenfassend ergibt sich die in der folgenden Tabelle gezeigte Erzeugungsstruktur.

Tabelle 4. Erzeugungsstruktur des UdSSR-Verbundsystems

Zeithorizont	Kohle	Öl	Gas	Uran	Wasser
1989	26%	13%	33%	13%	15%
2005	27%	14%	35%	10%	15%
2020	30%	13%	38%	-	19%

Für die Kraftwerks-Emissionen wurde unterstellt, daß keine Entschwefelungs- und Entstickungsanlagen vorhanden sind. Die anderen Emissionen wurden nach Plausibilität abgeschätzt (vgl. Tabelle unten). Grundlage für die Schwefelgehalte von Kohle und Öl sind Recherchen des Öko-Instituts, die relativ gut mit unterschiedlichen Literaturangaben übereinstimmen (z.B. Linow u.a. 1988). Aufgrund der diesbezüglich relativ guten Datenlage und der ausgesuchten Qualitäten der in den Westen exportierten Kohlen wurde für die Stromerzeugung mit einer speziell definierten repräsentativen Kohlequalität für den Inlandsverbrauch gerechnet (siehe Anhang 1). Für die Zeithorizonte 2005 und 2020 werden keine signifikanten Änderungen dieser spezifischen Emissionsfaktoren unterstellt⁹.

Tabelle 5. Emissionsfaktoren für Kraftwerke in der GUS (in kg/TJ Brennstoffinput)

	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	NM-VOC	N ₂ O	CO ₂	Bemerkungen
Kohle-KW	869	367	92	3,7	36,7	1,8	101.400	Inlandskohle
Öl-KW	884	144	72	0,1	14,4	0,1	78.323	
Gas-KW	0,27	84	70	2,8	13,9	0,1	55.376	Erdgas H

⁹ Angesichts des riesigen Investitionsbedarfs für eine durchgängige Entschwefelung und Entstickung und der derzeit absehbaren wirtschaftlichen Lage erschien es den Autoren als ungerechtfertigt, signifikante Änderungen der Emissionssituation im GUS-Kraftwerkspark zu unterstellen. Der internationale Druck zur Verminderung der Kraftwerksemissionen wird sich u.E. eher auf die "Randlagen" der GUS (Ukraine, westliches Rußland) beschränken.

Die Netto-Nutzungsgrade für die Kraftwerke wurden aus den Energiebilanzen der OECD/IEA (1990) berechnet. So ergaben sich für Kohlekraftwerke ein durchschnittlicher Nutzungsgrad von ca. 25% sowie für Öl- und Gas-Kraftwerke ca. 21%. Durch die oben beschriebenen Neubauten zum Ersatz von AKW und die nach einer Stabilisierungsphase ab 2005 zu erwartende Erneuerung des Kraftwerksparks verändern sich die Nutzungsgrade der Kraftwerks-Flotte:

Werden für den Ersatz von AKW neue Kraftwerke mit 40% (Kohle) bzw. 48% (Gas-GuD) Nutzungsgrad gebaut, so ergibt sich in 2005 ein durchschnittlicher Nutzungsgrad von etwa 26% für Kohle- und 23% für Gas-Kraftwerke. Werden zwischen 2005 und 2020 ca. 10% des Bestandes an Kohle- und 20% des Bestandes an Gaskraftwerken durch neue Anlagen ersetzt, so ergibt sich unter Berücksichtigung der AKW-Ersatzkapazitäten ein durchschnittlicher Nutzungsgrad von 28% für Kohle- und 29% für Gas-Kraftwerke.

Für die Deckung des bei der Erdgasförderung in der GUS entstehenden Strombedarfs werden Gasturbinen-Kraftwerke unterstellt, deren typische Emissionswerte in der folgenden Tabelle gezeigt werden. Eine signifikante Veränderung dieser Emissionsfaktoren für die Jahre 2005 und 2020 wird in konservativer Annahme nicht unterstellt.

Tabelle 6. Emissionsfaktoren für Gasturbinen-Kraftwerke in der GUS (in kg/TJ Brennstoffinput)

	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	NM-VOC	N ₂ O	CO ₂	Bemerkungen
Gasturbine n-KW	0,27	334	167	8,4	20,9	0,4	55.376	Erdgas H

Für das Jahr 1989 wird hier eine Netto-Nutzungsgrad von 20% angesetzt. Für das Jahr 2005 wird eine Verbesserung des Nutzungsgrads auf 25% und für 2020 auf 30% angenommen.

Die Netzverluste für das russische Übertragungsnetz wurden mit ca. 10% ebenfalls aus der OECD/IEA-Statistik abgeleitet. Für das Jahr 2005 wurde keine Veränderung dieses Wertes unterstellt. Angesichts der erheblichen Neubaukapazitäten, die zwischen 2005 und 2020 vor allem in der Nähe von Abnehmerschwerpunkten zu erwarten sind, könnten die Netzverluste bis 2020 bis auf 8% absinken.

4.2.5 Strombereitstellung in Polen

In Polen werden über 90% der Elektrizität mit Kohlekraftwerken erzeugt. Daher wurde für Polen kein eigenes Kraftwerks-Mix modelliert, sondern ein typisches Kohlekraftwerk als Lieferant für das Stromnetz angesetzt, in dem Exportkohle verbrannt wird. In der nachfolgenden Tabelle sind typische Emissionswerte für polnische Steinkohle-Kraftwerke gezeigt. Signifikante Änderungen dieser Emissionsfaktoren werden nicht erwartet.

Tabelle 7. Emissionsfaktoren für polnische Kohlekraftwerke (in kg/TJ Brennstoffinput)

	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	NM-VOC	N ₂ O	CO ₂	Bemerkungen
Kohle-KW	719	521	52	3,5	17,4	1,7	92.990	Exportkohle

Wiederum wurde unterstellt, daß Entschwefelungs- und Entstickungsmaßnahmen nicht erfolgen, alle anderen Faktoren wurden abgeschätzt.

Aus den OECD/IEA-Energiebilanzen für nicht OECD-Staaten wurde für Polen ein durchschnittlicher Kraftwerks-Wirkungsgrad von ca. 23% abgeleitet. Während für 2005 eine Änderung dieses durchschnittlichen Nutzungsgrades nicht erwartet wird, führt die Annahme, daß bis 2020 ca. 10% der Kraftwerksleistung durch Neubauten ersetzt und ca. 40% der restlichen Kapazitäten durch Sanierungsmaßnahmen im Nutzungsgrad um je 3 Prozentpunkte verbessert werden zu einem repräsentativen Nutzungsgrad von 26% im Jahre 2020.

Die Netzverluste wurden für 1989 nach der gleichen Bilanz mit ca. 10% errechnet. Bis zum Jahre 2005 wird eine Verbesserung auf 9% und bis 2020 eine Verbesserung auf 7% erwartet.

4.2.6 Strombereitstellung in Südafrika

Für die Energieimporte (Steinkohle) aus Südafrika wird wie bei Australien und den USA nur ein typisches Kohlekraftwerk als Lieferant für den Kohlebergbau sowie für elektrifizierte Bahnstrecken angenommen. In der folgenden Tabelle sind typische Emissionswerte für diese Steinkohle-Kraftwerke aufgeführt. Auch hier wurde vereinfachend der Einsatz von Exportkohlen unterstellt. Als wesentliche Änderung wird bis zum Jahr 2005 die Einführung von Primärmaßnahmen zur NO_x-Reduktion erwartet, die auf entsprechende Regelungen zur Luftreinhaltung beruhen. Bis zum Jahr 2020 werden zudem Entschwefelungsanlagen angenommen.

Tabelle 8. Emissionsfaktoren für südafrikanische Steinkohle-Kraftwerke (in kg/TJ Brennstoffeinsatz)

	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	NM-VOC	N ₂ O	CO ₂	Bemerkungen
1989	531	420	87	3,5	35,0	1,8	95.266	Exportkohle
2005	531	336	87	3,5	35,0	1,8	95.266	Exportkohle
2020	55	336	87	3,5	35,0	1,8	95.266	Exportkohle

Als Nutzungsgrad wird für die heutigen Kraftwerke eine Größenordnung von 35% angenommen, die im Betrachtungszeitraum zwar durch Neubauten brutto um rund 2 Prozentpunkte verbessert wird. Diese Verbesserung wird jedoch durch Entschwefelungsmaßnahmen kompensiert. So bleibt der Netto-Nutzungsgrad auch 2005 und 2020 bei ca. 35%.

4.2.7 Strombereitstellung in Algerien

Für die LNG-Prozesskette (LNG-Liquefied Natural Gas) wird Strom als Hilfsenergie bei der Förderung und Aufbereitung des Erdgases sowie bei der Verflüssigung des Erdgases zu LNG nachgefragt. Da keinerlei originäre Daten zur Stromerzeugung vorliegen, wurde die Strombereitstellung für die genannten Zwecke über ein Gasturbinen-Kraftwerk modelliert, dessen Emissionswerte grob abgeschätzt wurden, wobei über die Zeit keine Veränderungen unterstellt wurden (siehe nachfolgende Tabelle).

Tabelle 9. Emissionsfaktoren für algerische Gasturbinen-Kraftwerke (in kg/TJ Brennstoffeinsatz)

	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	NM-VOC	N ₂ O	CO ₂	Bemerkungen
1989-2020	0,29	336	168	8,4	21,0	0,4	55.151	Erdgas H

Der Nutzungsgrad wird für alle hier betrachteten Zeithorizonte mit ca. 30% angesetzt.

4.3 Bereitstellung von mechanischer Energie

Der erste allgemeine Prozesstyp dient zur Bereitstellung von "Kraft", d.h. mechanischer Energie. In vielen Prozessstufen wird dieser Typ für unterschiedliche Aufgaben benötigt (Heben, Fördern) und kann mit ausreichender Genauigkeit in generischer Form definiert werden. Als Datenquelle zu Kraftprozessen diente eine Studie des VIA (1990). Die folgende Tabelle gibt die wichtigsten Kenndaten wieder.

Tabelle 10. Kenndaten allgemeiner Kraftprozesse im Jahr 1989

Prozeß	mechanischer Nutzungsgrad
Elektromotor	90%
Dieselmotor	35%
Gasmotor	30%
Gasturbine	30%
Pumpe allgemein	80%

In der vorliegenden Analyse wird der **Nutzungsgrad** von Prozessen verwendet, um aus der bereitzustellenden Nutzenergie den Energieinput für den Prozeß zu berechnen. Benötigt z.B. ein Prozeß in der Erdgaskette eine Verdichterarbeit von 1 MJ, und soll diese durch eine Gasturbine bereitgestellt werden, wird mit dem o.g. Nutzungsgrad als **direkter** Brennstoffbedarf des Prozesses 3,33 MJ errechnet. Wird eine elektromotorische Pumpe betrachtet, müssen die Einzelnutzungsgrade kombiniert werden - bei einem Bedarf an Pumparbeit von 1 MJ ergibt sich somit ein Strombedarf von 1,36 MJ.

Der Energiebedarf, der mit der Kraftbereitstellung verbunden ist, verursacht **direkte** Emissionen, sofern er Brenn- oder Treibstoffeinsatz erfordert. Bei der Pumpe und dem Elektromotor entstehen keine direkten Emissionen, da die zugeführte mechanische Energie bzw. der Strom erst entlang der "vorgelagerten" Kette zu Emissionen (beim Motor bzw. Kraftwerk) führt.

4.3.1 Dieselmotorische Antriebe in der OPEC

Für die Förderung von Erdöl und für verschiedene Prozeßschritte in der Brennstoffaufbereitung und -verarbeitung werden Motoren eingesetzt, die mit Mineralölprodukten betrieben werden. Für den Einsatz in der OPEC wurde ein Dieselmotor mit einem typischen Nutzungsgrad von 30% und schwerem Heizöl als Brennstoff angenommen, der über keine Emissionsminderung verfügt. Eine Änderung dieser Kenndaten ist im Betrachtungszeitraum nicht anzunehmen.

Tabelle 11. Emissionsfaktoren für Dieselmotoren in der OPEC (in kg/TJ Brennstoffinput)

	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	NM-VOC	N ₂ O	CO ₂	Bemerkungen
Dieselmot. OPEC	884	972	211	0,2	81,0	0,2	78.323	

4.3.2 Dieselmotorische Antriebe in Rußland

Für den Einsatz in Rußland wurde wie in der OPEC ein Dieselmotor für Brennstoffe mit relativ hohem Schwefelanteil unterstellt, der jedoch nach Recherchen des Öko-Instituts für die Verhältnisse in der GUS eher einen mittleren Wert darstellt. Die NO_x-, CO- und CH₄-Emissionen des Motors liegen aufgrund der ungünstigeren Einsatz- und Wartungsbedingungen höher als in der OPEC.

Tabelle 12. Emissionsfaktoren für Dieselmotoren in der GUS (in kg/TJ Brennstoffinput)

	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	NM-VOC	N ₂ O	CO ₂	Bemerkungen
Motor GUS	884	1.134	324	3,2	32,4	0,2	78.323	

Der mittlere Nutzungsgrad wurde mit 25% angesetzt. Signifikante Änderungen der Effizienz- und Emissionsparameter werden für 2005 nicht erwartet. Für das Jahr 2020 wird ein mittlerer Nutzungsgrad von 30% unterstellt.

4.3.3 Verdichter in Norwegen

Zum Betrieb von Gaspipelines werden Verdichter eingesetzt, die in größeren Abständen die Druck- und Reibungsverluste zwischen der Einspeise- und Entnahmestelle kompensieren. Typischerweise handelt es sich hier um einfache Gasturbinen, die direkt über eine Welle den Verdichter antreiben. Der Nutzungsgrad dieser Systeme liegt bei 30%. Eine NO_x-Minderung dieser Systeme ist nach derzeitigem Kenntnisstand und Angaben der norwegischen Öl- und Gaswirtschaft nicht vorhanden. Aus heutiger Sicht ist eine Änderung dieser Kenndaten im Betrachtungszeitraum nicht anzunehmen.

Tabelle 13. Emissionsfaktoren für Verdichter-Gasturbinen in Norwegen (in kg/TJ Brennstoffinput)

	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	NM-VOC	N ₂ O	CO ₂	Bemerkungen
Gas-Verdichter	0,27	293	84	4,2	8,4	0,4	57.210	Erdgas H

4.3.4 Verdichter in den Niederlanden

Auch in den Niederlanden werden Gasturbinen in Verdichterstationen eingesetzt, die ohne besondere NO_x-Minderung arbeiten. Als Nutzungsgrad werden auch hier 30% angenommen, eine Änderung der Kennwerte im Betrachtungszeitraum ist nicht anzunehmen.

Tabelle 14. Emissionsfaktoren für Verdichter-Gasturbinen in den Niederlanden (in kg/TJ Brennstoffinput)

	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	NM-VOC	N ₂ O	CO ₂	Bemerkungen
Gas-Verdichter	0,31	298	85	4,3	8,5	0,4	56.223	Erdgas L

4.3.5 Verdichter in Rußland

Für die Fortleitung in Gas-Pipelines in Rußland wird Antriebsenergie ebenfalls über mit Gasturbinen betriebene Verdichter bereitgestellt. Die folgende Tabelle zeigt die nach Abschätzungen des Öko-Instituts typische Emissionswerte.

Tabelle 15. Emissionsfaktoren für Verdichter-Gasturbinen in der GUS (in kg/TJ Brennstoffinput)

	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	NM-VOC	N ₂ O	CO ₂	Bemerkungen
Gas-Verdichter	0,27	334	167	8,4	20,9	0,4	55.376	Erdgas H

Da der Zustand der Verdichterstationen relativ schlecht ist, wurde hier nur ein mittlerer Nutzungsgrad von 20% unterstellt. Aufgrund der leichteren Kapitalbeschaffung in der Erdgas-Exportindustrie wurde für 2005 eine Verbesserung des mittleren Nutzungsgrades der Verdichter auf den Export-Pipelines auf 24% und bis zum Jahre 2020 vor allem durch Neubaupipelines eine Verbesserung auf 30% angenommen.

Aus Modellierungsgründen wurden die direkten CH₄-Emissionen an den Verdichterstationen (Leckagen, Startverluste) den Pipeline-Verlusten zugeordnet.

4.4 Bereitstellung von Prozeßwärme

Der zweite allgemeine Prozeßtyp dient zur Bereitstellung von Wärme, wobei hier überwiegend Prozeßwärme für industrielle Prozesse gemeint ist. Die direkten Emissionen der Wärmebereitstellung hängen z.T. von den jeweiligen Brennstoffen, z.T. von der Betriebsweise ab - eine allgemeines Emissionsprofil ist daher nicht sinnvoll.

4.4.1 Prozeßwärme in der OPEC

Bei der Ölförderung und -verarbeitung sowie in den Raffinerien wird Prozeßwärme benötigt, die in der OPEC überwiegend aus schwerem Heizöl (Heizöl S) erzeugt wird. Es wird angenommen, daß diese Prozeßwärme über Dampfkessel bereitgestellt wird. In der folgenden Tabelle sind typische Emissionswerte solcher Kessel, die ohne weitere Emissionsminderungstechnik betrieben werden, zusammengestellt.

Tabelle 16. Emissionsfaktoren für Prozeßwärme in der OPEC (in kg/TJ Brennstoffinput)

	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	NM-VOC	N ₂ O	CO ₂	Bemerkungen
Schweröl-Kessel	884	144	72	0,1	14,4	0,1	78.323	

Für diese Kessel wurde ein durchschnittlicher Nutzungsgrad von 85% angenommen. Eine Änderung der genannten Daten im Zeithorizont wird nicht unterstellt.

4.4.2 Prozeßwärme in den Niederlanden und Norwegen

Für die Prozeßwärmebereitstellung bei der Ölaufarbeitung und der Raffination von Mineralölprodukten werden in Westeuropa Gas- und Schwerölkessel eingesetzt. Bei den Gaskesseln werden ab 2005 NO_x-Minderungsmaßnahmen unterstellt. Die folgende Tabelle zeigt die damit resultierenden Emissionsfaktoren für die Prozeßwärmeerzeugung in Norwegen und den Niederlanden.

Tabelle 17. Emissionsfaktoren für Prozeßwärme in Westeuropa (in kg/TJ Brennstoffinput)

	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	NM-VOC	N ₂ O	CO ₂	Bemerkungen
1989								
Gas-Kessel	0,25	56	28	2,8	7,0	0,3	57.210	Erdgas H
Gas-Kessel	0,31	57	28	2,8	7,1	0,3	56.223	Erdgas L
2005-2020								
Gas-Kessel	0,25	42	18	1,8	4,5	0,3	57.210	Erdgas H
Gas-Kessel	0,31	43	18	1,8	4,6	0,3	56.223	Erdgas L
1989-2020								
Schweröl-Kessel	884	144	72	0,1	14,4	0,1	78.323	

Als mittlerer Nutzungsgrad für die Kessel zur Prozeßwärmeerzeugung wird konstant 85% angesetzt.

4.4.3 Prozeßwärme in Rußland

Bei der Ölförderung und -verarbeitung sowie bei der Gasaufbereitung wird auch in der GUS Prozeßwärme benötigt.

Bei der Ölförderung und -verarbeitung wurde unterstellt, daß diese Prozeßwärme mit Ölkesseln ohne weitere Emissionsminderungstechnik bereitgestellt wird, die wiederum mit schwerem Heizöl befeuert werden. Bei der Gasaufbereitung wurde ein Gaskessel angenommen. In der folgenden Tabelle sind typische Emissionswerte dieser Kessel zusammengestellt.

Tabelle 18. Emissionsfaktoren für Prozeßwärme in der GUS (in kg/TJ Brennstoffinput)

	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	NM-VOC	N ₂ O	CO ₂	Bemerkungen
Öl-Kessel	884	144	72	0,1	14,4	0,1	78.323	
Gas-Kessel	0,27	111	70	7,0	13,9	0,3	55.376	Erdgas H

Für beide Kesselarten wurde ein durchschnittlicher Nutzungsgrad von 80% angenommen. Eine signifikante Änderung dieser Parameter über die Zeit wurde nicht unterstellt.

4.4.4 Prozeßwärme in Algerien

Für die LNG-Prozeßkette wird in Algerien Prozeßwärme nachgefragt. Da wiederum keinerlei Daten vorliegen, wurden die Werte für einen Gas-Kessel abgeschätzt. Der Jahresnutzungsgrad wurde mit 85% unterstellt, die spezifischen Emissionswerte zeigt die folgende Tabelle.

Tabelle 19. Emissionsfaktoren für Prozeßwärme in Algerien (in kg/TJ Brennstoffinput)

	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	NM-VOC	N ₂ O	CO ₂	Bemerkungen
Gas-Kessel	0,29	56	28	2,80	7,0	0,3	55.151	Erdgas H

4.5 Transportsysteme

Der dritte allgemeine Hilfsprozeßtyp betrifft Transportsysteme für Energieträger. Für den Energieimport in die BRD sind überwiegend Bahn, Schiff und Pipelines relevant, während lokale Lkw-Transporte und z.T. inländischer Schiffstransport vernachlässigbar erscheinen.

4.5.1 Bahntransport in Australien/USA

Für den Bahntransport der Kohle von der Förderung zum Seehafen (Australien und USA) wird ein Transportaufwand von $0,15 \text{ MJ/t*km}$ in Anlehnung an VIA (1990) angenommen. Die Strecken werden überwiegend mit dieselektrischer Traktion betrieben. Es wird hier vereinfachend unterstellt, daß überwiegend elektrische Traktion genutzt und der Strom hierzu aus einem Steinkohlekraftwerk bezogen wird (vgl. oben).

4.5.2 Bahntransport in Rußland

Für den Bahntransport in Rußland wurde ein Transportaufwand von etwa $0,175 \text{ MJ}$ für eine Tonne Transportgut über eine Entfernung von 1 km abgeschätzt. Diese Größenordnung ergibt sich aus einer Modifikation der in (VIA 1990) ermittelten Daten hinsichtlich der Auslastung und der Effizienz des Traktionssystems. Da unterstellt wurde, daß vor allem elektrische Traktion vorherrscht, wird diese Transportenergie aus dem GUS-Verbundnetz bezogen. Signifikante Änderungen dieser Parameter werden nicht erwartet.

4.5.3 Bahntransport in Polen

Aus Polen wird v.a. Kohle aus den schlesischen Becken nach Deutschland exportiert, wobei ein großer Teil dieser Kohle zunächst per Bahn zu einem Ostseehafen (Stettin) transportiert und von dort verschifft wird. Der spezifische Energieaufwand für einen Tonnenkilometer wurde auf der gleichen Basis wie für die GUS bestimmt, so daß sich ein Transportaufwand von $0,175 \text{ MJ/tkm}$ ergibt. Die Stromversorgung für die elektrische Traktion erfolgt aus dem polnischen Überlandnetz. Änderungen für die Jahre 2005 und 2020 wurden nicht angenommen.

4.5.4 Bahntransport in Südafrika

Für den Bahntransport der Kohle von der Förderung zum Seehafen in Südafrika werden die gleichen Annahmen wie für Australien und USA getroffen, d.h. ein Transportaufwand von $0,15 \text{ MJ/t*km}$, in der Vereinfachung überwiegend elektrische Traktion, Strom hierzu aus einem Steinkohlekraftwerk (vgl. oben).

4.5.5 Tanker für Öltransporte

Für den Überseetransport von Rohöl aus der OPEC nach Deutschland wird ein Hochseetanker angenommen, der mit einem Dieselmotor betrieben wird und einen Treibstoffbedarf von 0,12 MJ/t*km aufweist. Als Treibstoff wird schweres Rückstandöl (Bunker C) eingesetzt. Die folgende Tabelle zeigt die auf den Transport von Mineralölprodukten mit dem Energieinhalt von 1 TJ über 1.000 km entstehenden Emissionen.

Tabelle 20. Emissionsfaktoren für Öl-Tanker OPEC (in kg/TJ Brennstoffoutput bei 1.000 km)

	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	NM-VOC	N ₂ O	CO ₂	Bemerkungen
Rohöl								
1989	4,1	5,1	0,5	0,0	0,3	0,0	231,5	
2005	4,1	5,1	0,5	0,0	0,3	0,0	231,1	
2020	4,1	5,1	0,5	0,0	0,3	0,0	230,6	
Heizöl S								
1989	4,0	5,0	0,5	0,0	0,3	0,0	227,5	
2005	4,0	5,0	0,5	0,0	0,3	0,0	227,1	
2020	4,0	5,0	0,5	0,0	0,3	0,0	226,7	

4.5.6 Frachter für Kohletransporte

Für den Überseetransport von Importkohle aus Australien, USA und Südafrika wird ein Großfrachter in Anlehnung an VIA (1990) und IEA (1992) angesetzt, der mit einem dem Öltanker vergleichbaren Dieselmotor (vgl. oben) betrieben wird. Die folgenden Tabellen zeigen die spezifischen Emissionen, die dem Frachter bei einem Transport von Kohle mit dem Energieinhalt von 1 TJ über 1.000 km zuzurechnen sind.

Tabelle 21. Emissionsfaktoren für Kohle-Frachter Australien/USA (in kg/TJ Brennstoffoutput bei 1.000 km)

	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	NM-VOC	N ₂ O	CO ₂	Bemerkungen
1989	6,1	7,6	0,8	0,0	0,5	0,0	343,0	
2005	6,1	7,6	0,8	0,0	0,4	0,0	342,4	
2020	6,1	7,6	0,8	0,0	0,4	0,0	341,7	

Tabelle 22. Emissionsfaktoren für Kohle-Frachter Südafrika (in kg/TJ Brennstoffoutput bei 1.000 km)

	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	NM-VOC	N ₂ O	CO ₂	Bemerkungen
1989	6,6	8,2	0,9	0,0	0,5	0,0	370,4	
2005	6,6	8,2	0,9	0,0	0,5	0,0	369,8	
2020	6,6	8,2	0,9	0,0	0,5	0,0	369,0	

Für den Kohletransport von Polen nach Deutschland wurde ein Ostseefrachter definiert, der mit russischem Diesel betrieben wird. Die Verbrauchsdaten wurden nach VIA (1990) in Modifikation eines Binnenschiffes geschätzt. Die Emissionsdaten wurden durch das Öko-Institut geschätzt. Die nachfolgende Tabelle zeigt die resultierenden Emissionsfaktoren normiert auf 1000 km.

Tabelle 23. Emissionsfaktoren für Ostsee-Frachter für Kohletransport aus Polen (in kg/TJ Brennstoffoutput bei 1.000 km)

	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	NM-VOC	N ₂ O	CO ₂	Bemerkungen
1989	7,8	4,7	2,3	1,0	0,9	0,0	1.794,7	
2005	7,8	4,7	2,3	1,0	0,9	0,0	1.793,3	
2020	6,7	4,4	2,1	0,6	0,6	0,0	1.650,3	

4.5.6 Tanker für LNG

Für den Transport des LNG nach Deutschland wird ein Hochseetanker angenommen, der mit einem Dieselmotor betrieben wird und einen Treibstoffbedarf von 0,12 MJ/t*km aufweist. Als Treibstoff wird wieder schweres Rückstandöl (Bunker C) eingesetzt. Die diskutierte Variante des Betriebs der Schiffsmotoren mit abdampfendem LNG wurde hier nicht berücksichtigt¹⁰. Die folgende Tabelle zeigt die dabei entstehenden, auf 1.000 km normierten spezifischen Emissionen.

Tabelle 24. Emissionsfaktoren für LNG-Tanker Algerien (in kg/TJ Brennstoffoutput bei 1.000 km)

	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	NM-VOC	N ₂ O	CO ₂	Bemerkungen
1989	3,3	4,1	0,4	39,0	0,2	0,0	186,2	
2005	3,3	4,1	0,4	39,0	0,2	0,0	185,8	
2020	3,3	4,1	0,4	39,0	0,2	0,0	185,4	

¹⁰ Dies ist für die hier vorliegende Arbeit zulässig, da der "konventionelle" Antrieb der Schiffsmaschinen mit Bunker-C-Öl der konservativeren Annahme entspricht.

5 Definition der Prozeßketten

Wie eingangs dargestellt, können bei Prozeßketten des Energieimports neben indirekten Emissionen auch direkte THG-Freisetzen auftreten. Weiterhin ist der spezifische Bedarf an Hilfsenergien regional unterschiedlich, so daß im folgenden eine nach Energieträgern und Regionen getrennte Diskussion der Grunddaten erfolgt.

5.1 Steinkohle

5.1.1 Prozeßkette Kohle aus Australien und USA

Im Unterschied zur deutschen Kohle wird in Australien und den USA Steinkohle auch im **Tagebau** gefördert. Aufgrund verschiedener Studien (DOE 1983+1988) ist davon auszugehen, daß diese Steinkohleförderung einen Strombedarf von **0,1%**, bezogen auf den Heizwert der geförderten Kohle, aufweist und der Treibstoffbedarf vernachlässigt werden kann. Der Strombedarf soll jeweils durch ein nahes Steinkohlekraftwerk gedeckt werden, wie dies überwiegend in den USA und in Australien (Schmidt 1982) erfolgt.

Als Emissionsfaktor für Methan geben die Arbeiten der OECD bei oberflächennahem Tagebau im Mittel $4 \text{ m}^3/\text{t}$ Kohle an, dies entspricht beim Heizwert überseeischer Importkohle von $27,5 \text{ MJ/kg}$ gerundeten CH_4 -Emissionen von 105 kg/TJ .

Für die geförderte Kohle aus Australien und den USA wird angenommen, daß sie über eine elektrifizierte Bahnstrecke von 500 km zum Seehafen transportiert wird. Als Stromlieferant der Bahn wird ein landesspezifisches Steinkohlekraftwerk unterstellt.

Der Übersee-Transport von Importkohle erfolgt mit Großfrachtern, die Ladungen in der Größenordnung von 100.000 t aufweisen (DGMK 1992). Als gewichtete Transportentfernung wird für Australien/USA 15.000 km (ca. 25.000 km für Australien, etwa 8.000 km für die USA) angesetzt. Als Antrieb für den Kohlefrachter wird ein Dieselmotor unterstellt (vgl. Kapitel 4).

5.1.2 Prozeßkette Kohle aus der GUS

Für die Förderung der Import-Steinkohle aus der GUS wurde der Abbau im Tagebau unterstellt. Der nach amerikanischen Studien (DOE 1983+1988) ermittelte mittlere Strombedarf von $0,1\%$ vom Heizwert der geförderten Kohle wurde auch für die Steinkohle-Förderung in der GUS unterstellt. Dieser Strom wird i.d.R. durch ein grubennahes Steinkohlenkraftwerk, d.h. ohne Berücksichtigung der Verluste des Überlandnetzes bereitgestellt.

Die beim Kohle-Abbau entstehenden CH_4 -Emissionen werden analog zu den amerikanischen Werten mit $4 \text{ m}^3/\text{t}$, d.h. 112 kg/TJ bewertet.

Von der Grube wird die Kohle mit der Bahn nach Deutschland transportiert. Die Transportverluste wurden mit 2,5% relativ hoch angesetzt, was jedoch angesichts der mittleren Transportentfernung von ca. 3.000 km (1989) bzw. 6.000 km (1005 und 2020) plausibel ist. Mit diesen (gewichteten) Transportentfernungen wurde unterstellt, daß für Ost-Deutschland im Jahre 1989 ausschließlich die minderwertigere Kohle aus dem Donezkbecken (Ukraine-Transportentfernung ca. 2.300 km) und für West-Deutschland relativ hochwertige Kohle aus dem westsibirischen Kusnezsk-Becken oder dem nördlichen Petschora Becken importiert wurde (VDKoi 1991). Für die folgenden Zeithorizonte wurde ausschließlich vom Import westsibirischer Kusnezsk-Kohle oder Petschora-Kohle ausgegangen. Vereinfachend wurde angenommen, daß die über den fernöstlichen Seeweg exportierten Kohlen des jakutischen Reviers in Zukunft vor allem für den pazifischen Raum und nicht mehr für Westeuropa präferiert werden. Ein Teil der aus der GUS exportierten Steinkohle wird auch über baltische Häfen verschifft. Da hierzu jedoch keine näheren Angaben vorliegen und die zukünftige geostrategische Entwicklung (auf absehbare Zeit gespanntes Verhältnis zwischen Rußland und den baltischen Republiken) die Weiterführung dieser Exportrelation eher unwahrscheinlich macht, wurde dieser Transportweg vernachlässigt.

5.1.3 Prozeßkette Kohle aus Polen

Als Energieaufwand für die Förderung von polnischer Steinkohle im Tiefbau wurde analog zu den amerikanischen Werten ein Strombedarf von 0,7%, bezogen auf den Heizwert der geförderten Kohle, unterstellt. Auch in Polen soll dieser Strom direkt durch ein grubennahes Steinkohlenkraftwerk bereitgestellt werden.

Bezüglich der Methanemissionen liegt aus einer polnischen Treibhausgas-Inventarisierungs-Studie der Wert von 27,1 m³ CH₄ je t Kohle vor (FEWE 1992). Dieser Emissionsfaktor wurde entsprechend der polnischen Gegebenheiten aus der Bandbreite der Emissionsfaktoren des IPCC ausgewählt. Damit ergibt sich ein spezifischer Emissionsfaktor von 677 kg/TJ. Durch eine verbesserte Grubengas-Nutzung könnte dieser Emissionswert für 2005 um 10% (609 kg/TJ) und um 30% bis 2020 (474 kg/TJ) sinken.

Die Kohle wird aus Polen teilweise über den Ostseehafen Stettin und teilweise mit der Bahn exportiert (besonders nach Ost-Deutschland). Es wurde daher zunächst der Bahntransport (elektrische Traktion) zwischen dem schlesischen Becken und dem Ostseehafen Stettin bzw. der polnischen Westgrenze betrachtet. Hier wurden die Verluste auf dem Bahntransport mit 1,0% bei einer mittleren Transportentfernung von ca. 500 km angesetzt. Für die Verschiffung der Kohle von Stettin nach den (west-)deutschen Ostseehäfen wurde eine Transportentfernung von ca. 500 km geschätzt, die mit einem Ostseefrachter (vgl. Abschnitt 4) überwunden wird.

5.1.4 Prozeßkette Kohle aus Südafrika

Der Import von Steinkohle aus Südafrika in die Bundesrepublik Deutschland betrifft nach Auskunft des Verbands der Kohleimporteure überwiegend im Tiefbau geförderte, schwefelarme Vollwertkohle.

Für den Tiefbau werden die US-Daten verwendet, d.h. ein Strombedarf von 0,7 % (bezogen auf den Heizwert der Förderung), und ein grubennahes Kohlekraftwerk ohne Entschwefelung/Entstickung angenommen. Die direkten Emissionen von CH₄ werden in Anlehnung an ICF (1990) und OECD (1991) mit 27,1 m³/t Kohle angesetzt, d.h. mit 504 kg/TJ geförderter Kohle.

Im Zuge von Grubengaserfassung und -nutzung kann dieser Wert u.E. bis zum Jahr 2005 um 10% auf rund 453 kg/TJ gesenkt werden. Bis zum Jahr 2020 kann im Zuge des Neuaufschlusses von Bergwerken eine vorherige Methanabsaugung und -nutzung erfolgen, so daß mit einer Reduktion auf 70% des Ausgangswerts gerechnet werden kann, d.h. rund 353 kg/TJ.

Als Transportentfernung für die inländische Eisenbahn bis zum Seehafen werden 500 km angenommen, der Bahnstrom soll durch ein Steinkohlekraftwerk bereitgestellt werden.

Der Schiffstransport zur BRD erfolgt mit dem für australische bzw. US-Kohle beschriebenen Frachtschiff über eine Transportentfernung von 15.000 km.

5.2 Prozeßkette Mineralöl

Der Import von Rohöl und Mineralölprodukten umfaßt Erdölförderung und -weiterverarbeitung zu verschiedenen Produkten. Vor der Gewinnung von Rohöl steht die Exploration, d.h. die Suche nach und Erschließung von Lagerstätten. In der Abgrenzung der Prozeßkette wird dieser Aspekt ausgeklammert, da Untersuchungen aus den USA zeigten, daß dieser Aufwand vernachlässigbar gering ist (vgl. ÖKO/GhK 1989 + 1992). Eine neuere deutsche Untersuchung belegt, daß der gesamte Energieaufwand für die Exploration einschließlich der Ölfelderschließung im Bezugsjahr 1989 bei rund 3,4 PJ lag, während die anteilige Förderung für Westdeutschland in diesem Jahr 4.864 PJ betrug (DGMK 1992) - der Explorationsaufwand liegt demnach unter 0,1 % des geförderten Ölheizwertes und wird deshalb hier nicht berücksichtigt.

5.2.1 Rohöl und Mineralölprodukte aus der OPEC

Für das Rohöl aus den OPEC-Staaten (überwiegend Naher Osten) wird in 1989 die alleinige Nutzung **primärer** Fördertechniken angenommen, für die ein Kraftbedarf von 0,1 %, bezogen auf den Heizwert des geförderten Rohöls abgeschätzt wird. Für das Jahr 2005 wird dagegen ein Anteil von 20 % der Förderung mit **sekundären** Techniken angenommen, um den zukünftig steigenden Aufwand bei der Ölförderung auch im Nahen Osten einzubeziehen (Senkung des Reservoirdrucks, Förderung aus größerer Tiefe, Förderung höherviskosen Öls). Hierfür ist ein höherer Kraftbedarf von 0,27 % anzusetzen. Für das Jahr 2020 wird unterstellt, daß der Anteil **sekundärer** Techniken auf 35% der Förderung ansteigt. Die Bereitstellung der nachgefragten Kraft soll über Dieselmotoren erfolgen.

Für die Ölaufbereitung in der OPEC wird ein Prozeßwärmebedarf von rund 0,23% angenommen, der zu allen Zeitpunkten in erster Näherung gleich bleibt.

Die CH₄-Emissionen bei der Ölförderung wurden nach der Methodik der Enquête-Studien (LBST 1989+1990) und unter Verwendung weiterer Daten (ADL 1989; DGMK 1992) wie folgt für 1989 abgeschätzt:

Bei einem Verhältnis von 150 m³ Erdölgas je t Rohöl werden 10% der Gasmenge abgefackelt und 0,1% als diffuse Verluste direkt freigesetzt. Die Fackel soll einen CH₄-Umsetzungsgrad von 97,5% aufweisen. Damit ergibt sich bei einem Methananteil des Erdölgases von rund 77% ein spezifischer CH₄-Emissionsfaktor von 7 kg/TJ Rohöl. Die entsprechende Bilanzierung führt bei direkten NMVOC-Emissionen zu einem Wert von 5 kg/TJ.

Für das Jahr 2005 soll der Fackelanteil auf 7,5% reduziert werden und der Fackel-Umsetzungsgrad auf 98,5% steigen. Bis zum Jahr 2020 soll der Fackelanteil auf 5% sinken und die Fackel-Umsetzungsrate 99% betragen. Eine Zusammenfassung der entsprechenden direkten Emissionsfaktoren zeigt die folgende Tabelle.

Tabelle 25. Direkte Emissionsfaktoren für die Rohölförderung und -aufbereitung in der OPEC (in kg/TJ Brennstoffoutput)

	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	NM-VOC	N ₂ O	CO ₂	Bemerkungen
1989	-	-	-	7,2	4,5	-	970	
2005	-	-	-	4,4	2,8	-	735	
2020	-	-	-	3,1	1,9	-	493	

Für die Raffination von OPEC-Rohöl zu OPEC-Mineralölprodukten wurde die Bereitstellung von Bunker-C-Treibstoff und schwerem Heizöl betrachtet und hierzu die europäische Raffinerie (vgl. unten) mit einer leicht ungünstigeren Energieeffizienz angenommen - durch die Kostensituation für Öl in der OPEC sind effizienzsteigernde Investitionen eher fraglich.

Im Detail ergeben sich so die folgenden Hilfsenergieaufwendungen für die Raffination:

- Für die Herstellung von Öl der Bunker-C-Qualität wird für die Betrachtungshorizonte von 1989-2020 ein Kraftbedarf von 0,45% geschätzt, der mittels Dieselmotoren gedeckt wird. Aufgrund der fehlenden Prozeßintegration und der wegen der Kostensituation kaum zu erneuernden Anlagen wird der Prozeßwärmebedarf auf 10% geschätzt. Die Prozeßwärme wird mit einem Kessel für schweres Heizöl bereitgestellt. Der Gesamtnutzungsgrad der Anlage wird mit 95% unterstellt.
- Für die Raffination von schwerem Heizöl wird bei einem Gesamtnutzungsgrad von 95% wiederum ein Kraftbedarf von 0,45% sowie ein Prozeßwärmebedarf von 10% unterstellt. Beide Hilfsenergieformen werden entsprechend denen bei der Bunker-C-Öl-Raffination bereitgestellt.

Die Abschätzung der direkten Emissionen der Raffinerien im Nahen Osten erfolgte in Anlehnung an westeuropäische Raffinerien.

Tabelle 26. Emissionsfaktoren für Raffinerien in der OPEC (in kg/TJ Brennstoffoutput)

	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	NM-VOC	N ₂ O	CO ₂	Bemerkungen
1989-2020								
Bunker C				1	10			
H-S				1	10			

Der Übersee-Öltransport von Rohöl und Mineralölprodukten erfolgt überwiegend mit großen Tankern, die mit Dieselmotoren angetrieben werden. Als Treibstoff dient schweres Rückstandsöl, das als sog. Bunker-C-Qualität bekannt ist. Für den Tankertransport von Rohöl aus der OPEC wird eine einfache Strecke von 8800 km angenommen, die sich als gewichtetes Mittel der heutigen globalen Tankerrouten nach WEC (1988) ergibt und in einer ihrer Komponenten (Kap-Route) gut mit dem Wert einer neueren Studie aus Deutschland (DGMK 1992) von 17.500 km für den Nahen Osten übereinstimmt.

5.2.2 Rohöl und Mineralölprodukte aus der Nordsee (Niederlande, Norwegen)

Die Untersuchungen des Öko-Instituts zur Ölförderung und aufbereitung in Westeuropa ergab, daß für die Förderregion Nordsee heute rund 65% des Öls mit primären und 35% mit sekundären Techniken gefördert werden. Dabei werden für die primäre Technik rd. 0,1 % der geförderten Energiemenge als Brennstoff für Pumpen usw. aufgewendet, wobei diese Arbeit durch Strom aus **Gasturbinen** bereitgestellt werden soll. Der Einsatz dieser Aggregate wird wegen der gleichzeitigen Gasförderung unterstellt. Für die sekundäre Förderung von Nordseeöl wird eine Verpressung von Wasser unterstellt, die mit 0,3% gegenüber der primären Förderung mehr Strom erfordert.

Bis zum Jahr 2005 soll der Anteil von sekundären Fördertechniken zulasten der primären auf 45% steigen und sich bis 2020 auf den Ausgangswert der primären (65%) erhöhen.

Für die Ölaufbereitung werden 0,23% Prozeßwärmebedarf (gleichbleibend) abgeschätzt.

Die CH₄-Emissionen bei der Nordseeölförderung werden nach der gleichen Methodik und Datenbasis wie für die OPEC und GUS abgeschätzt: Bei einem Verhältnis von ca. 80 m³ Erdölgas je t Rohöl sollen 5% der Gasmenge abgefackelt und 0,1% als diffuse Verluste direkt freigesetzt werden. Die Fackel soll einen CH₄-Umsetzungsgrad von 98% aufweisen. Damit ergibt sich bei einem Methananteil des Erdölgases von rund 77% ein spezifischer CH₄-Emissionsfaktor von rund 2,2 kg/TJ Rohöl. Die entsprechende Bilanzierung führt bei den direkten NMVOC-Emissionen zu einem Wert von 1,4 kg/TJ. Für das Jahr 2005 wird angenommen, daß der Fackelanteil gleich bleibt, aber der CH₄-Umsetzungsgrad auf 98,5% steigt. Bis 2020 soll diese Rate weiter auf 99% erhöht werden. Die folgende Tabelle zeigt die direkten Emissionen im Überblick.

Tabelle 27. Direkte Emissionsfaktoren für die Rohölförderung und -aufbereitung in Westeuropa (in kg/TJ Brennstoffoutput)

	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	NM-VOC	N ₂ O	CO ₂	Bemerkungen
1989	-	-	-	2,2	1,4	-	260	
2005	-	-	-	1,9	1,2	-	261	
2020	-	-	-	1,7	1,0	-	262	

Für die Aufbereitung von Rohöl zu Mineralölprodukten wurde eine Modell-Raffinerie als typischer Prozeß definiert, der den westeuropäischen Stand reflektiert. Dann wurde in Anlehnung an deutsche (DGMK 1992), schweizerische (ETH 1992) und amerikanische (CEES 1991) Studien der typische Raffinerie-eigenbedarf anteilig auf die jeweiligen Produkte umgelegt. Als Gewichtungsschlüssel dienten die in der folgenden Tabelle aufgeführten Faktoren.

Tabelle 28. Produktspezifische Gewichtungsfaktoren für Raffinerien

Produkt	Faktor
Heizöl S	1,0
Heizöl EL	0,5
Dieselmkraftstoff	0,5
Kerosin	0,5
Benzin	2,0
Propan/Butan	1,5
Raffineriegas	1,0

Die Deckung des Eigenbedarfs an Prozeßwärme (rund 5,5%) erfolgt durch Feuerungen, die mit Raffineriegas und schwerem Heizöl betrieben werden¹¹. In 1989 lag das Verhältnis dieser Brennstoffe bei 56 % Gas und 44 % Öl (DGMK 1989), die Tendenz für den Gasanteil ist aufgrund der Emissionsbegrenzungen in der EG-Verordnung über Großfeuerungsanlagen weiter steigend. Für 2005 und 2020 wird daher ein Anteil von 80% Gas angenommen.

Der spezifische Strombedarf der Raffinerien von 0,5% des Heizwerts der Gesamtprodukte wird ebenfalls nach den in der vorstehenden Tabelle aufgeführten Gewichtungsfaktoren auf die verschiedenen Raffinerietypen verteilt, wobei der Strom jeweils durch das Hochspannungsnetz bereitgestellt werden soll, d.h. die Eigenerzeugung wurde hierbei vernachlässigt¹².

¹¹ Eine Lesehilfe: In Kombination mit der vorher gezeigten Wichtungstabelle ergibt sich für die Produktion von schwerem Heizöl ein Prozeßwärmebedarf von 5,5% (1*5,5%), von HEL 2,75% (0,5*5,5%), von Benzin 11% (2*5,5%).

¹² Wiederum eine Lesehilfe: Strombedarf für die Herstellung von schwerem Heizöl 0,5% (1*0,5%), HEL 0,25% (0,5*0,5%), Benzin 1% (2*0,5%).

Neben den über den Eigenbedarf indirekt entstehenden Umwelteffekten treten in Raffinerien auch **stoffliche Verluste** durch Tank-Evaporation, Leckagen und Fackeln auf, die nach der WEC-Studie bei 0,3-0,7% des Rohöl-Durchsatzes liegen. Wegen der Anstrengungen der Raffinerien, diese meist diffusen Emissionen von Kohlenwasserstoffen zu minimieren (CONCAWE 1986c+1987), wird als **europäischer** Durchschnitt 0,5% des Rohöleinsatzes als Verlust angesetzt, d.h. ein stofflicher Nutzungsgrad von 99,5 %.

Die hieraus resultierenden direkten Luftschadstoffemissionen betreffen insbesondere Methan (CH₄) und flüchtige Kohlenwasserstoffe ohne CH₄ (NMVOC). Für die Raffinerie wurde in ÖKO (1989) von Daten des Umweltbundesamtes ausgegangen und ein Methan-Anteil an den gesamten Kohlenwasserstoffemissionen von 20% unterstellt, womit sich direkte CH₄-Emissionen von knapp 2 kg/TJ und NMVOC-Emissionen von 7,5 kg/TJ, jeweils bezogen auf den Output, ergaben. Nach neueren Daten, die westeuropäische Werte berücksichtigen (ETH 1992), liegen die CH₄-Emissionen bei 0,24-1,3 kg/TJ und die NMVOC-Werte bei 8-43 kg/TJ, so daß mit 1 kg/TJ für Methan und 10 kg/TJ für NMVOC gerechnet wird.

Tabelle 29. Emissionsfaktoren für Raffinerien in Westeuropa (in kg/TJ Brennstoffoutput)

	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	NM-VOC	N ₂ O	CO ₂	Bemerkungen
1989-2020								
H-S				1	10			
H-L				1	10			
Diesel				1	10			
Benzin				1	10			

Für den Transport des importierten Nordsee-Öls und der Mineralölprodukte aus Westeuropa wird eine Pipeline unterstellt, deren Transportenergiebedarf 0,06 MJ je tkm beträgt (VIA 1990). Diese Transportenergie wird mit einem Elektromotor (Nutzungsgrad ca. 90%) erzeugt, so daß die Stromnachfrage bei ca. 0,07 MJ/tkm liegt. Der Strom soll von den o.g. norwegischen Gasturbinenkraftwerken bereitgestellt und als Transportentfernung nach DGMK (1992) 800 km angenommen werden.

5.2.3 Rohöl GUS

Aufgrund des schlechten Zustandes der technischen Infrastruktur in der russischen Erdölförderung wurde für die Ölförderung ein Energiebedarf angesetzt, der knapp unter dem Kraftbedarf für sekundäre Fördertechniken im OPEC-Bereich liegt (0,23%). Als Bereitstellungssystem für diese mechanische Energie wurde ein mit Mineralölprodukten angetriebener Motor definiert.

Für die Ölaufbereitung wurde pauschal ein Aufwand von 4,75% an Prozeßwärme bezogen auf den Heizwert des gewonnenen Öls, veranschlagt. Dieser relativ hohe Wert wurde aufgrund der teilweise extremen klimatischen Bedingungen (lange Kälteperioden) und des schlechten Anlagenzustandes durch das Öko-Institut abgeschätzt. Als Bereitstellungssystem für diese Prozeßwärme wurde ein Ölkessel definiert. Dieser Betrachtungsweise liegt die eher konservative Annahme zugrunde, daß ausschließlich Mineralölprodukte für die Prozeßwärmeherstellung genutzt werden. Da jedoch für den GUS-Raum keinerlei Informationen darüber vorliegen, mit welchem Anteil das Erdöl (s.u.) bei der Prozeßwärmeproduktion beteiligt ist, kann diese Schätzung als "sichere" betrachtet werden. Für die Jahre 2005 und 2020 wurden keine signifikanten Änderungen dieser Parameter unterstellt.

Bei der Gewinnung von Erdöl werden beträchtliche Mengen von Methan über die Emission von Erdöl (ca. 77% CH_4) frei. Hier wurde nach (DGMK 1992) ein Verhältnis von 250 m^3 Erdöl je geförderte Tonne Rohöl unterstellt.

Während ein Teil des Erdölgases gefaßt und weitergenutzt wird, wird der Rest des Erdölgases abgefackelt. Werden 15% dieser Erdölgasmenge mit einem Abbrand von 96% (DGMK 1992) abgefackelt und werden 0,2% des Erdölgases als diffuse Verluste freigesetzt, so ergeben sich CH_4 -Emissionen von 27 kg/TJ bzw. NMVOC-Emissionen von 17 kg/TJ , die CO_2 -Emissionen der Fackel betragen 2.388 kg/TJ des geförderten Rohöls.

Für das Jahr 2005 wird keine Änderung dieser Parameter erwartet. Für das Jahr 2020 könnte sich der Anteil des gefaßten und genutzten Erdölgases um 5 Prozentpunkte erhöhen, so daß nur noch 10% des Erdölgases abgefackelt werden müßten. Damit ergeben sich Emissionswerte von 21 $\text{kg CH}_4/\text{TJ}$, 13 kg NMVOC/TJ und 1.592 $\text{kg CO}_2/\text{TJ}$.

Für den Transport des Rohöls wird eine Pipeline unterstellt, deren Transportenergiebedarf bei 0,06 MJ/tkm liegt (VIA 1990). Wird diese Transportenergie mit einem Elektromotor (Nutzungsgrad ca. 90%) bereitgestellt, so kann konservativ abgeschätzt werden, daß die Stromnachfrage aus dem GUS-Netz bei ca. 0,07 MJ/tkm liegt. Dieser Wert dürfte sich auch für 2005 und 2020 nicht verändern.

Die Transportentfernung wurde mit ca. 2.500 km (DGMK 1992) angenommen, so daß implizit unterstellt wird, daß das Öl maximal aus dem Wolga-Ural-Gebiet nach Europa transportiert wird.

5.3.4 Mineralölprodukte GUS

Für die Verarbeitung von Erdöl zu schwerem und leichtem Heizöl sowie zu Diesel und Benzin wurde ein Emissions-Modell für eine GUS-Raffinerie entwickelt. Da keinerlei Angaben über die Effizienz bzw. die Emissionen von GUS-Raffinerien vorliegen, mußten hier plausible Schätzungen verwendet werden. Diese Schätzungen beruhen im wesentlichen auf Fortschreibungen von westeuropäischen Raffinerieparametern.

- Für die Produktion von schwerem Heizöl wird ein Strombedarf von 2% (bezogen auf den Heizwert des jeweiligen Produktes) sowie ein Prozeßwärmebedarf von ca. 10% unterstellt. Der Strombezug erfolgt über das GUS-Landesnetz, während die Prozeßwärme über einen mit schwerem Heizöl befeuerten Kessel geliefert wird, der wiederum direkt mit Raffinerieprodukten beheizt wird. Die auf den Heizwert bezogenen Verluste wurden mit 5% angesetzt. Während für das Jahr 2005 keine Änderungen angenommen wurden, erwarten wir für 2020 Verluste von 2,5% sowie einen Strombedarf von 1% und einen Prozeßwärmebedarf von 5%.
- Der Strombedarf für die Raffination leichten Heizöls beträgt 1% und der Prozeßwärmebedarf ca. 5%, wobei der Strom wiederum über das Landesnetz und die Wärme über einen mit schwerem Heizöl befeuerten Kessel geliefert wird. Die Verluste wurden für 1989 und 2005 wiederum mit 5% sowie für 2020 mit 2,5% unterstellt. Für den Strombedarf erwarten wir 0,5% und für den Prozeßwärmebedarf 2,5%.
- Die Dieselproduktion erfordert etwa 1% Strom und 5% Prozeßwärme, welche wiederum aus dem Landesnetz bzw. aus einem Kessel für schweres Heizöl geliefert werden. Während sich diese Werte für das Jahr 2005 nicht wesentlich verändern dürften, wurden für 2020 0,5% (Strom) bzw. 2,5% (Prozeßwärme) unterstellt. Die Umwandlungseffizienz wurde bis zum Jahr 2005 mit 95%, und für 2020 mit 97,5% abgeschätzt.
- Für die Benzinherstellung beträgt der notwendige Strombezug aus dem Landesnetz ca. 2,5% und der Prozeßwärmebedarf aus o.g. Kessel etwa 10%. Hier wurden wieder die Parameter für 2005 nicht verändert, während für das Jahr 2020 von einem Strombedarf von 2% sowie von einem Prozeßwärmebedarf von 10% ausgegangen wurde. Die Umwandlungseffizienz wurde für 1989 und 2005 mit etwa 95%, für 2020 mit 97,5% angenommen.

In der Raffinerie entstehen direkte Emissionen von CH₄ und NMVOC. Hier wurde vereinfacht angenommen, daß bei der Raffination von Heizöl, Benzin und Diesel die doppelten Emissionen von Westeuropa auftreten. Dies entspricht den Werten, die im CORINAIR-Projekt (CEC 1991) für alte Raffinerien in Westeuropa ausgewiesen werden. Die Sanierung bzw. der Ersatz von Raffinerien in der GUS werden für 2005 noch nicht zu wesentlichen Änderungen der spezifischen Emissionen führen, für das Jahr 2020 wurden die heutigen Durchschnittswerte von westeuropäischen Raffinerien unterstellt (vgl. Tabelle unten).

Tabelle 30. Emissionsfaktoren für Raffinerien in der GUS (in kg/TJ Brennstoffoutput)

	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	NM-VOC	N ₂ O	CO ₂	Bemerkungen
1989+2005								
H-S				2	20			
H-L				2	20			
Diesel				2	20			
Benzin				2	20			
2020								
H-S				1	10			
H-L				1	10			
Diesel				1	10			
Benzin				1	10			

Für den Transport der Mineralölprodukte in die Bundesrepublik Deutschland wird eine Pipeline unterstellt, deren Transportenergiebedarf 0,06 MJ je tkm beträgt (VIA 1990). Wird diese Transportenergie mit einem Elektromotor (Nutzungsgrad ca. 90%) bereitgestellt, so kann konservativ abgeschätzt werden, daß die Stromnachfrage aus dem GUS-Netz bei ca. 0,07 MJ/tkm liegt.

Die Transportentfernung wurde mit ca. 2.500 km (DGMK 1992) angenommen.

5.4 Prozeßkette Erdgas

Wie bei der Rohölgewinnung steht beim Erdgas die Exploration vor der Nutzung von Lagerstätten. In der Abgrenzung der Prozeßkette wurde dieser Aspekt **vernachlässigt**, da der spezifische Energiebedarf nach amerikanischen Quellen deutlich unter 0,1% des Heizwertes des geförderten Erdgases liegt. Eine deutsche Studie untersuchte Explorationsaufwände in den Lieferländern für Erdgas und fand als Summe für 1989 einen anteiligen Aufwand von knapp 2 PJ (DGMK 1992). Bei einem Gesamtimport von rund 2.200 PJ im gleichen Jahr entspricht dies weniger als 0,1% des Erdgas-Heizwertes, so daß die Exploration als Prozeßstufe vernachlässigt wird.

Die Techniken zur Gasförderung unterschieden sich weniger als die bei Erdöl, so daß nur zwischen landgestützter (onshore) und seegestützter (offshore) Förderung zu unterscheiden ist. Die der Förderung nachfolgende Gasaufbereitung (Trocknung, C_nH_m -Abscheidung, ggf. Entschwefelung) erfordert überwiegend Brennstoff für Prozeßwärme und Kraft (Strom). Neben dem Prozeßenergiebedarf treten bei der Aufbereitung auch **Verluste** auf. Durch die Gasreinigung werden 2-20% des Gasinputs abgetrennt, wobei die entfernten Stoffe (schwere C_nH_m , Lagerstättenwasser, H_2S) z.T. als Nebenprodukte genutzt werden können. Als genereller Wert für Leckagen, Prüfgase, diffuse Lecks usw. wird ein Gasverlust von 0,1% angenommen.

5.4.1 Erdgas aus den Niederlanden, Norwegen und Dänemark

Das in Norwegen geförderte Erdgas H wird zu 100% offshore in der Nordsee gefördert. Als spezifischer Energieaufwand ergab unsere Abschätzung 0,1% des Gasheizwertes als Strom. Für die Aufbereitung wird nach Angaben der Ruhrgas AG (1992) ein Gaseigenverbrauch zur (katalytischen) Entschwefelung von rund 0,1% des Heizwertes angenommen, der durch Erdgas gedeckt werden soll. Für die Bereitstellung des Hilfsstrombedarfs wird ein modernes Gasturbinenkraftwerk unterstellt.

Als direkte Methanemissionen aus der Förderung werden aufgrund der offshore-Situation 0,2% der Rohgasförderung angenommen, dies entspricht zusammen mit der Aufbereitung (weitere 0,1% - s.o.) einem direkten CH_4 -Emissionsfaktor von rund 48 kg/TJ Gasoutput. Andere direkte Emissionen flüchtiger Kohlenwasserstoffe werden vernachlässigt.

Die Förderung von Erdgas L erfolgt in den Niederlanden überwiegend auf dem Land. Der hierfür erforderliche Stromeinsatz liegt nach unserer Abschätzung bei 0,1% des Gasheizwertes. Zur Gasaufbereitung (ohne Entschwefelung) werden wie in Norwegen weitere 0,1% des Gasheizwertes unterstellt. Der Hilfsstrom wird hier ebenfalls durch ein modernes Gasturbinenkraftwerk erzeugt.

Als direkte Methanemissionen aus der Förderung werden aufgrund der onshore-Situation 0,15% der Rohgasförderung angenommen. Dies entspricht zusammen mit der Gasaufbereitung (0,1%) einem direkten CH_4 -Emissionsfaktor von rund 47 kg/TJ Gasoutput. Andere direkte Emissionen flüchtiger Kohlenwasserstoffe werden vernachlässigt.

Der Transport des gereinigten Gases erfolgt praktisch ausschließlich in Pipelines, die durch Verdichter (Gasturbinen) angetrieben werden. Der Brennstoffbedarf dieser Anlagen liegt nach verschiedenen Untersuchungen je 100 km Transportdistanz bei 0,1-0,2% des Gasoutputs, wobei für den **westeuropäischen** Transport (aus Skandinavien, Holland) nach Angaben der Ruhrgas AG (1992) 1,4% je 1.000 km als typisch gelten können. Dies stimmt gut mit Angaben in DGMK (1992) überein, nach denen sich für die genannten Länder ein spezifischer Aufwand von 0,2% pro 100 km ergibt. Je nach Gasqualität und Dichte liegt der Treibstoffbedarf bei 0,5-0,8 MJ/t*km, woraus sich als Mittel bei 30% Nutzungsgrad der Verdichter ein mechanischer Energiebedarf von rund 0,2 MJ_{out}/t*km ergibt.

Für den überregionalen Ferntransport in Westeuropa wird eine Leckrate (inkl. wartungsbedingter Freisetzung) von 0,006% des Gasdurchsatzes je 1000 km nach DGMK (1992) unterstellt, die als Standardwert genutzt werden soll. Andere direkte Emissionen flüchtiger Kohlenwasserstoffe werden vernachlässigt. Damit ergibt sich ein Emissionsfaktor von 0,7 kg Methan je TJ Brennstoffinput für den Import niederländischen Erdgases und von 1,6 kg/TJ für norwegisches Erdgas.

5.4.2 Erdgas aus der GUS

Die Parameter der Prozeßkette für Gas basieren hinsichtlich der Hilfsenergieaufwendungen auf den Annahmen des GEMIS-Projekts (ÖKO 1992) und bezüglich der Emissionen auf einer zusammenfassenden Arbeit zu den Emissionen in der Gas-Prozeßkette bei russischem Erdgas (ÖKO 1993a). Diese Arbeit basiert auf der Auswertung verschiedener zusammenfassender Arbeiten (Rabchuk 1991; Arbatov 1990; McKinsey 1992) und beschreibt ausführlich die Systemabgrenzungen. Da die Datenunsicherheit erheblich ist, wird auch hier jeweils eine Maximal- und eine Minimalvariante entwickelt.

Für die Erdgasförderung wird ein Bedarf von mechanischer Energie von 0,1% bezogen auf den Heizwert des geförderten Gases unterstellt. Diese mechanische Arbeit wird über elektrische Motoren bereitgestellt, deren Stromversorgung über ein repräsentatives Gasturbinen-Kraftwerk am Förderstandort realisiert wird.

Für die Aufbereitung des Gases (Trocknung, Kohlenwasserstoffabscheidung, ggfs. Entschwefelung) wurde ein Strombedarf von 0,2% für Kraft und eine Prozeßwärme-Nachfrage von 0,64% abgeschätzt. Der Strombedarf für die Elektromotoren wird wieder über ein standortnahes Gasturbinenkraftwerk gedeckt und die Prozeßwärme über einen Gaskessel geliefert. Unter Berücksichtigung der repräsentativen Nutzungsgrade dieser Anlagen ergibt sich ein summarischer Brennstoffaufwand von ca. 2,3% für die Förderung und Aufbereitung. Dieser Wert stimmt relativ gut mit den Schätzungen der DGMK (1992) überein, die einen Wert von 2,1% ermittelt. Für die Jahre 2005 und 2020 wurden diese Parameter nicht variiert.

Die Emissionen bei Förderung und Aufbereitung wurden in zwei Varianten abgeschätzt (ÖKO 1993a). Die **untere** Annahme geht von einer **gesamten** CH₄-Emission von 1,1% (0,8% Förderung, 0,3% Aufbereitung) aus und beruht auf der unteren Variante von Rabchuk (1991). Die **obere** Annahme geht mit einem Verlust von ca. 3,15% (Förderung 2,25%, 0,8% Aufbereitung) auf Arbatov (1990) zurück.

Während für 2005 keine Veränderung dieser Bandbreite angenommen werden konnte, wurde für den Zeithorizont bis 2020 angenommen, daß die Verluste auf alle Fälle bis auf das Niveau der unteren Variante für 1989 zurückgehen werden. Die folgende Tabelle zeigt die bei einem Methangehalt von 97% resultierenden Emissionen.

Tabelle 31. Emissionsfaktoren für Erdgasförderung und -aufbereitung in der GUS (in kg/TJ Brennstoffinput)

	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	NM-VOC	N ₂ O	CO ₂	Bemerkungen
1989+2005								
Förderung				154 433				min. max.
Aufbereit.				58 154				min. max
<i>gesamt</i>				<i>212</i> <i>587</i>				<i>min.</i> <i>max.</i>
2020								
Förderung				154				
Aufbereit.				58				
<i>gesamt</i>				<i>212</i>				

Für die Fortleitung des Erdgases mittels Pipeline wird nach Rückrechnung der Werte aus (DGMK 1992) Kraft von 0,02 bis 0,03 MJ/tkm nachgefragt. Da in (VIA 1990) derartige Systeme jedoch mit einem Bedarf von 0,06 MJ/tkm Antriebsenergie beschrieben werden, wurde in konservativer Annahme der letztere Wert genutzt.

Diese mechanische Arbeit wird durch Gasverdichterstationen bereitgestellt. Für die Definition der Transportentfernung ist der Herkunftsort des Erdgases entscheidend. Die nach Deutschland exportierten Gasmengen dürften dabei v.a. aus dem Jamburger und aus dem Orenburger Feld stammen. Bei einem Verhältnis von 50:50 ergäbe sich eine mittlere Transportentfernung von ca. 7.000 km, d.h. etwa 1.000 km mehr als in (DGMK 1992) zu Grunde gelegt wurde. Hier wird nachfolgend die Entfernung von 7.000 veranschlagt.

Da Angaben über direkte Erdgasverluste (d.h. zu 97% Methan) nur für das gesamte vermaschte russische Ferngasnetz vorliegen, stellt sich die Frage nach den dem Gasexport anrechenbaren Verlusten. Als konservative Annahme wurde daher davon ausgegangen, daß ca. 25% des vermaschten Netzes von insgesamt 220.000 bis 250.000 km den Exporten anrechenbar sind¹³.

So ergeben sich wiederum zwei Varianten: In der unteren Variante betragen die anrechenbaren Verluste 0,4% und in der oberen Variante 0,8%. In diesen Größen sind sowohl die Leckagen der Pipelines, die Untergrund-Speicher und aus methodischen Gründen auch die Leckagen an den Kompressorstationen enthalten. Während für 2005 keine Änderung angenommen werden konnte, wird für 2020 wieder mit der unteren Variante gerechnet. Bei einem Methangehalt von 97% ergeben sich die in der folgenden Tabelle gezeigten Emissionen.

Tabelle 32. Emissionsfaktoren für Erdgastransport in der GUS (in kg/TJ Brennstoffinput)

	SO ₂	NO _x	CO	CH ₄	NM-VOC	N ₂ O	CO ₂	Bemerkungen
1989+200								
5								
Transport				77				min.
Transport				154				max.
2020								
Transport				77				

5.4.3 LNG aus Algerien

Die Bereitstellung von Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas = LNG) erfolgt bei Gewinnung und Gasaufbereitung analog zu der von konventionellem Erdgas. Da keine belastbaren Daten zur algerischen Erdgas-Prozesskette vorliegen, mußte hier auf grobe Schätzungen zurückgegriffen werden, die sich im wesentlichen an der Onshore-Gasförderung in Europa orientieren. Für die Förderung wurde ein Strombedarf von 0,1% des Energieinhalts des gewonnenen Erdgases unterstellt, der mit einem Gasturbinenkraftwerk (vergl. Abschnitt 4) bereitgestellt wird. Als direkte Methan-Emission bei der Förderung wurde ein Anteil von 0,15% der Rohgasförderung geschätzt. Der Hilfsenergiebedarf für die Erdgasaufbereitung wurde für Kraft mit 0,1% und für Prozeßwärme mit 0,1% (jeweils bezogen auf den Energieinhalt des aufbereiteten Gases) unterstellt. Der Hilfsstrom wird durch ein Gasturbinenkraftwerk und die Prozeßwärme durch einen Erdgaskessel bereitgestellt. Die direkten Methan-Emissionen von Förderung und Aufbereitung betragen ca. 49 kg/TJ. Andere direkte Emissionen werden vernachlässigt.

¹³ Zum Vergleich: ca. 15% der Gasförderung der GUS werden nach Ost- und West-Europa exportiert, wobei der deutsche Anteil 4% beträgt.

In einem weiteren Prozeßschritt wird das gereinigte Erdgas verflüssigt. Danach wird es über ein Belade-Terminal an LNG-Tanker für den Überseetransport übergeben. Nach dem Empfang des LNG an einem Entlade-Terminal wird es in einer Wiederverdampfungsanlage als konventionelles Erdgas rückgewonnen und steht für die Einspeisung in das nationale Transportnetz bereit (vgl. Schwier 1980).

Der entscheidende Prozeßschritt ist dabei die Verflüssigung, die überwiegend mit Gemischkältekreislaufverfahren erfolgt, bei denen ein (elektrisch) betriebener Kompressor den wesentlichen Energiebedarf aufweist. Nach Angaben der Gaswirtschaft beträgt der Strombedarf bei diesen Verfahren 0,3-0,7 kWh_{el}/m³ LNG (i.N.), woraus sich als Mittelwert 0,5 kWh_{el}/m³ LNG ableiten läßt (Burkhardt/Stockmall/Zollner 1986; Stockmann/Zollner 1985). Mit einem Heizwert des LNG von rd. 10 kWh/m³ ergibt sich damit ein Strombedarf der Verflüssigung von 5% des LNG-Heizwertes. Dieser Strom soll - vereinfachend für Algerien - in einem Gasturbinen-Kraftwerk erzeugt werden, das Erdgas aus der algerischen Förderung (onshore) einsetzt (vgl. Kapitel 4).

Für die Tankerroute werden die Kenndaten des LNG-Tankschiffes (Abschnitt 4) verwendet, die Transportentfernungen liegen - beim Import aus Algerien - bis zum Hafen in Deutschland bei 3.300 km (vgl. Schwier 1980).

Die stofflichen Verluste (CH₄-Emissionen) entlang der LNG-spezifischen Prozeßkette wurden in der Literatur bislang nicht angegeben. Als Anhaltswert werden - in Anlehnung an Daten für die LH₂-Prozeßkette (vgl. ÖKO/GhK 1992) - beim Be- und Entladen jeweils 0,1% des Stoffumsatzes als diffuse CH₄-Emissionen angenommen. Aus Modellierungsgründen wird jedoch die Summe der diffusen Verluste (0,2%) dem Tanker zugeordnet. Es ergibt sich damit ein Emissionsfaktor von 39 kg Methan je Tj.

Die Entladung und Wiederverdampfung erfordert Prozeßgas zur Aufheizung sowie geringe Strommengen, die nach den o.g. Daten der Gaswirtschaft mit 0,1% des LNG-Heizwertes für die Aufheizung (mit Gas-Kessel) und ebenfalls 0,1% des LNG-Heizwertes für Strom (aus dem Verbundnetz) abgeschätzt wurden. Diese Prozeßschritte wurden jedoch in der hier vorliegenden Arbeit nicht bilanziert, da sie entsprechend der Systemgrenzdefinition nicht erfaßt werden und eine Modellierung der inländischen Hilfsenergiebereitstellung hier nicht erfolgt.

5.5 Prozeßkette Uran

Die Prozesse zur Gewinnung, Aufbereitung und Anreicherung von Uran sowie die bei der Brennelementherstellung wurden an anderer Stelle ausführlich diskutiert, so daß hier darauf verwiesen werden kann (vgl. ÖKO/GhK 1989+1992). Aus diesen Arbeiten ergab sich, daß bei der Urannutzung die dem Atomkraftwerk (AKW) vorgelagerte Brennstoffkette nicht unwesentliche Anteile von indirekten Umweltaspekten aufweist. Für den Strombedarf entlang der vorgelagerten Prozeßstufen wird unterstellt, daß dieser aus dem Verbundnetz gedeckt wird, soweit nicht typischer Grundlastbetrieb erfolgt (Anreicherung), während Prozeßwärme durchweg von Gaskesseln bereitgestellt werden soll.

Bei der heutigen **Uranförderung** werden überwiegend "reiche" Vorkommen genutzt, die Konzentrationen von Uran im Bereich von 0,1-0,2 % aufweisen. Der hierzu erforderliche Energieaufwand ergibt sich in erster Näherung aus der zu bewegenden Masse des Trägergesteins, die eine Funktion der Erzkonzentration ist. Nach Urangewinnung und -aufbereitung muß das Uranerz für die Anreicherung (vgl. unten) in Uranhexafluorid (UF_6) umgewandelt werden (Urankonversion). Danach kann dann die Brennelementfertigung erfolgen.

Der energetisch aufwendigste Schritt zur Bereitstellung von Brennstoff für Leichtwasserreaktoren liegt in der **Urananreicherung**, mit der die Konzentration des spaltbaren Uranisotops ^{235}U gegenüber der natürlichen Konzentration von rd. 0,7 % auf mindestens 3,2 % erhöht wird. Der Energiebedarf der Anreicherung hängt vom gewünschten Grad der Zielanreicherung und der Abreicherung des ^{235}U -armen Teilstroms (tailings) ab. Zur Anreicherung auf 3,2 % sind unter üblichen Bedingungen ca. 4,4 Einheiten sog. Uran-Trenn-Arbeit (UTA) notwendig (RWE 1989), die den Aufwand zur Anreicherung eines kg Uran auf den Zielwert beschreibt.

Je nach Anreicherungstechnik ist verschieden viel Strom für eine UTA nötig: die Gas-Diffusion erfordert je UTA nach empirischen Daten aus den USA rund 2400 kWh Strom, d.h. ca. 4% Strom bezogen auf den AKW-Output bzw. rund 1,35% bezogen auf den thermischen Input (CEES 1991). Die Gaszentrifugentechnik liegt dagegen bei nur 100 kWh/UTA. Nach amerikanischen Angaben der Atomindustrie werden unter Zugrundelegung des Kraftwerksparks in der Region, in der die Urananreicherungsanlagen stehen, **allein durch Urananreicherung** indirekte CO_2 -Emissionen von rund 9.200 kg/TJ **Strom** verursacht (Science Concepts 1989). Dies sind umgerechnet auf den Bezugswert "Brennelement" rund 3.100 kg/TJ_{th}. Eine neuere Studie ergibt für amerikanischen Atomstrom eine CO_2 -Emission von 14.000 kg/TJ_{th} bezogen auf den Reaktorinput (CEES 1991)¹⁴.

¹⁴ Nach einer ausführlichen Analyse der Vorleistungen für **japanische** AKW liegen die indirekten CO_2 -Emissionen unter dortigen Verhältnissen bei 3.100 kg/TJ_{th} (vgl. JAERI 1992).

Eine noch nicht als Endfassung veröffentlichte Studie der Internationalen Energie-Agentur (IEA) ergab ein ganz ähnliches Bild: für die **nordamerikanische** Situation wird dort für die vorgelagerten CO₂-Emissionen der gesamten Prozeßkette mit rund 14.800 kg/TJ_{th} gerechnet (IEA 1992), während sich für die **europäischen** OECD-Länder rund 5.900 kg/TJ_{th} ergaben. Damit liegt die **international anerkannte** Größenordnung der indirekten CO₂-Emissionen der Atomkraft bei 3.000-15.000 kg/TJ_{th}.

Insgesamt ist zu beachten, daß in der Uranprozeßkette Emissionen überwiegend nur durch Hilfsprozesse, nicht aber direkt entstehen.

In dieser Arbeit wird die Prozeßkette für Uran nur zu einem geringen Teil bearbeitet. Eine Emissionsbilanzierung kann nicht erfolgen, da für alle Prozeßschritte konsistente Annahmen über die Charakteristika der Hilfsenergiebereitstellung (z.B. die Struktur des anzusetzenden Kraftwerksparks) getroffen werden müssen. Nachfolgend werden daher nur die Größenordnungen der Hilfsenergieaufwendungen aufgezeigt. Diese müssen dann nach Vorliegen aller Daten zur gesamten Prozeßkette mit den energiebezogenen Emissionsfaktoren der Hilfsenergiebereitstellung verknüpft werden. Die in den folgenden Abschnitten gemachten Angaben zu den Kraftwerksparks sind als Grundlage für die dann notwendige Diskussion zu verstehen.

Nachvollziehbare bzw. abgesicherte Daten über das Herkunftsmix von importiertem Uran liegen nicht vor.

5.5.1 Uran aus Afrika

Bei der Förderung und Aufbereitung von Uran in Afrika können die US-amerikanischen Werte für den Tiefbau (vgl. unten) angenommen werden, d.h.

- 0,25% Strom plus
- 0,25% Brennstoff

bezogen auf den thermischen Energiegehalt von Uran-Brennelementen. Als Brennstoff soll Diesel zum Einsatz kommen. Der Strom wird aus einem Kohlekraftwerk bereitgestellt.

5.5.2 Uran aus Australien

Der Energieaufwand in Australien für die Gewinnung und Aufbereitung von Uran liegt aufgrund des Tagebaus niedriger als in den USA. Es werden

- 0,1 % Strom plus
- 0,1 % Brennstoff

angenommen, bezogen auf den thermischen Energiegehalt von Uran-Brennelementen. Der Brennstoff wird als Diesel nachgefragt, für die Stromherstellung sollte ein Kohlekraftwerk unterstellt werden.

5.5.3 Uran aus Kanada

In Kanada wird Uran aus sehr reichen Vorkommen sowohl im Tagebau, als auch im Tiefbau gefördert. Für die Gewinnung und Aufbereitung sowie Konversion werden

- 0,15 % Strom und
- 0,15% Brennstoff (Diesel)

angenommen, wiederum bezogen auf den thermischen Energiegehalt von Uran-Brennelementen. Als Stromerzeugungsmix kann ein Kraftwerkspark von 35% Wasserkraft, 15% AKW und 50% Steinkohle abgeschätzt werden, das in etwa der kanadischen Grundlast-Erzeugungsstruktur entspricht.

5.5.4 Uran aus den USA

Der Energieaufwand für die UF_6 -Bereitstellung liegt in den USA bei

- 0,25 % Strom plus
- 0,25 % Brennstoff

bezogen auf den thermischen Energiegehalt von Uran-Brennelementen (CEES 1991). Diese Kenngröße könnte, zusammen mit den entsprechenden Kraftwerksdaten, als Näherung für den Uranimport angesetzt werden.

5.5.5 Uran aus der GUS

In der GUS wird Uran ebenfalls in einem Mix von Tief- und Tagebau gefördert, die Aufbereitung und Konversion erfolgt analog zu den US-Verfahren. Aufgrund der typischerweise ungünstigeren Technologiebasis gehen wir von einem Gesamtbedarf für die Uranförderung, -aufbereitung und -konversion von

- 0,45% Strom und
- 0,5% Brennstoff (Diesel)

aus, jeweils bezogen auf den thermisch nutzbaren Energiegehalt von Uran-Brennelementen. Für die Stromnachfrage kann der GUS-Kraftwerkspark, für die Brennstoffseite die GUS-Dieselmotoren mit entsprechenden Motoren, verwendet werden.

6 Berechnung der Prozeßketten

In den folgenden Tabellen sind die summierten Emissionen für die Auslands-Prozeßketten gezeigt.

Tabelle 33. Emissionsfaktoren des Energieimports für 1989 (in kg/TJ Brennstoffoutput)

Energieträger	SO ₂	NO _x	CO	NM-VOC	N ₂ O	CO ₂	CH ₄	Bemerkungen
Stk Polen	34,4	25,0	2,5	0,8	0,1	4.453,9	713,0	Exp.-Kohle
Stk GUS	44,5	18,1	7,3	2,8	0,1	7.045,1	136,8	Exp.-Kohle
StKo-AUS/US	96,6	116,2	12,8	7,1	0,0	6.118,7	107,2	Exp.-Kohle
StKo-SüdAfrika	114,0	134,7	15,4	8,3	0,1	8.343,7	522,0	Exp.-Kohle
Rohöl-OPEC	42,3	48,8	5,7	7,6	0,0	3.563,2	7,5	
Rohöl-EG	0,0	2,3	0,8	1,5	0,0	912,1	2,8	
Rohöl GUS	86,4	26,7	10,5	22,3	0,0	11.057,7	35,2	
Öl-S-OPEC	178,1	85,2	19,2	23,5	0,0	15.832,8	10,2	
Öl-S-EG	32,6	15,1	6,2	12,9	0,0	6.854,6	6,7	
Öl-S GUS	269,4	68,6	29,6	54,3	0,1	30.841,9	64,8	
Öl-EL-EG	16,3	9,2	3,7	12,2	0,0	4.005,2	5,4	
Öl-EL GUS	179,5	48,1	20,2	48,9	0,1	21.137,8	51,6	
Diesel-EG	16,3	9,2	3,7	12,2	0,0	4.005,2	5,4	
Diesel GUS	179,5	48,1	20,2	48,9	0,1	21.137,8	51,6	
Benzin-EG	65,2	26,6	11,2	147,2	0,0	12.516,2	9,4	
Benzin GUS	278,1	72,1	31,0	54,9	0,1	32.245,2	69,3	
Erdgas-NOR	0,0	3,9	1,2	0,1	0,0	870,2	50,4	Erdgas H
Erdgas-NL	0,0	1,9	0,7	0,1	0,0	471,8	48,1	Erdgas L
Erdgas GUS	0,0	20,8	10,5	1,4	0,0	3.765,2	313,6	EG H min.
Erdgas GUS	0,0	20,8	10,5	1,4	0,0	3.769,8	810,6	EG H max.
LNG Algerien	10,9	72,2	30,8	4,5	0,1	10.315,3	100,2	

Tabelle 34. Emissionsfaktoren des Energieimports für 2005 (in kg/TJ Brennstoffoutput)

Energieträger	SO ₂	NO _x	CO	NM- VOC	N ₂ O	CO ₂	CH ₄	Bemer- kungen
StK Polen	34,3	24,9	2,5	0,8	0,1	4.440,0	641,3	Exp.-Kohle
Stk GUS	85,2	34,3	13,9	5,3	0,1	13.477,0	159,9	Exp.-Kohle
StKo-AUS/US	92,4	116,3	12,7	6,9	0,0	6.109,8	107,0	Exp.-Kohle
StKo-SüdAfrika	114,1	132,4	15,5	8,2	0,1	8.334,0	521,8	Exp.-Kohle
Rohöl-OPEC	43,5	50,0	6,0	6,0	0,0	3.428,0	4,6	
Rohöl-EG	0,0	1,6	0,8	1,3	0,0	927,9	2,5	
Rohöl GUS	86,3	26,6	10,5	22,3	0,0	11.032,2	35,1	
Öl-S-OPEC	179,6	86,6	19,6	21,5	0,0	15.668,8	6,7	
Öl-S-EG	11,9	9,3	4,5	12,1	0,0	6.167,1	7,3	
Öl-S GUS	269,2	68,3	29,4	54,3	0,1	30.720,9	64,0	
Öl-EL-EG	5,9	5,8	2,8	11,7	0,0	3.659,8	5,5	
Öl-EL GUS	179,4	47,9	20,1	48,8	0,1	21.063,3	51,2	
Diesel-EG	5,9	5,8	2,8	11,7	0,0	3.659,8	5,5	
Diesel GUS	179,4	47,9	20,1	48,8	0,1	21.063,3	51,2	
Benzin-EG	23,8	16,2	7,7	145,8	0,0	11.145,6	10,9	
Benzin GUS	277,9	71,8	30,8	54,8	0,1	32.103,6	68,3	
Erdgas-NOR	0,0	3,2	1,2	0,1	0,0	840,2	50,4	Erdgas H
Erdgas-NL	0,0	1,7	0,6	0,1	0,0	460,9	48,1	Erdgas L
Erdgas GUS	0,0	17,5	8,8	1,2	0,0	3.205,3	311,2	EG H min.
Erdgas GUS	0,0	17,5	8,9	1,2	0,0	3.209,4	804,3	EG H max.
LNG Algerien	11,0	72,2	30,8	4,5	0,1	10.314,2	100,1	

Tabelle 35. Emissionsfaktoren des Energieimports für 2020 (in kg/TJ Brennstoffoutput)

Energieträger	SO ₂	NO _x	CO	NM- VOC	N ₂ O	CO ₂	CH ₄	Bemer- kungen
StK Polen	30,1	21,8	2,2	0,7	0,1	3.889,2	496,3	Exp.- Kohle.
Stk GUS	81,0	32,1	12,5	4,4	0,1	12.298,0	140,6	Exp.-Kohle
StKo-AUS/US	91,9	114,2	12,7	6,9	0,0	6.098,7	106,9	Exp.-Kohle
StKo-SüdAfrika	100,3	132,4	15,5	8,1	0,1	8.322,0	521,7	Exp.-Kohle
Rohöl-OPEC	44,4	50,9	6,2	5,1	0,0	3.258,1	3,3	
Rohöl-EG	0,0	1,3	0,8	1,1	0,0	941,6	2,3	
Rohöl GUS	77,0	22,8	9,0	16,5	0,0	9.105,7	25,2	
Öl-S-OPEC	180,7	87,7	19,8	20,5	0,0	15.463,5	5,1	
Öl-S-EG	11,9	7,9	4,4	11,8	0,0	6.098,2	7,1	
Öl-S GUS	160,3	41,3	17,4	30,7	0,1	17.833,4	33,4	
Öl-EL-EG	5,9	4,8	2,7	11,5	0,0	3.624,4	5,3	
Öl-EL GUS	119,2	32,2	13,2	28,8	0,0	13.510,7	30,0	
Diesel-EG	5,9	4,8	2,7	11,5	0,0	3.624,4	5,3	
Diesel GUS	119,2	32,2	13,2	28,8	0,0	13.510,7	30,0	
Benzin-EG	23,8	14,0	7,5	145,6	0,0	11.012,6	10,6	
Benzin GUS	241,9	59,4	25,5	34,4	0,1	26.345,3	40,0	
Erdgas-NOR	0,0	2,9	1,1	0,1	0,0	814,5	50,4	Erdgas H
Erdgas-NL	0,0	1,4	0,6	0,1	0,0	451,1	48,1	Erdgas L
Erdgas GUS	0,0	14,1	7,2	0,9	0,0	2.642,9	304,6	Erdgas H
LNG Algerien	11,0	72,3	30,8	4,5	0,1	10.312,9	100,1	

Im Anhang 2 ist eine Detaillierung der Emissionen für die Treibhausgase Kohlendioxid und Methan (jeweils die drei stärksten Verursacher) gezeigt.

Auf ein scheinbares Paradoxon bleibt hinzuweisen: Für die Jahre ab 2005 steigen die Emissionen für den Import von Steinkohle aus der GUS. Begründet ist dies durch die stark vergrößerte Transportentfernung gegenüber 1989. Die Nutzung von höherwertiger Steinkohle (v.a. geringerer Schwefelgehalt, höherer Heizwert) aus der GUS wird so mit einer größeren Prozeßkettenbelastung dieser Kohle "erkauft".

7 Aufkommen der importierten Energieträger

7.1 Methodische Vorbemerkungen

Die Abschätzung relativer Importanteile für Energieträger aus verschiedenen Förderregionen ist äußerst problematisch. Sie setzt implizit Annahmen für die absoluten Mengen des Bezugs dieser Energieträger voraus, die bei einer Nutzung der relativen Anteile eventuell nicht mehr berücksichtigt werden. Auch wird die allgemeine energiewirtschaftliche und umweltpolitische Entwicklung Rahmenbedingungen für den Import verschiedener Energieträger verändern. Vor allem die derzeit unklare wirtschaftliche Situation der Energieindustrien des vormals sozialistischen Blocks läßt zum heutigen Zeitpunkt nur Spekulationen über deren Exportfähigkeit und Mengenpotentiale zu.

Die nachfolgenden Überlegungen stellen daher allenfalls erste Überlegungen des Öko-Instituts dar, die teilweise in enger Kooperation bzw. Absprache mit dem Auftraggeber entwickelt wurden.

7.2 Steinkohle-Aufkommen in Deutschland

Für den Datensatz zum Jahr 1989 sind die Verhältnisse der 90er Jahre maßgebend, womit in Anlehnung an die Studie von PROGNOSE (1991) für energetisch genutzte Steinkohle eine Verteilung von 85% heimischer und 15% ausländischer Förderung (Importkohle) gilt. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Verteilung der Importe nach Förderländern (VDKoi 1992). Die Kohle-Direktimporte (Militär etc.) wurden vernachlässigt, da sie einerseits einen nur geringen Anteil haben (ca. 90.000 t) und andererseits die Kohlequalitäten dieser Direktimporte teilweise deutlich von den sonst importierten Kohlen abweichen.

Tabelle 36. Importkohleanteile nach Förderländern (in 1.000 t)

Förderland	West-Deutschland		Ost-Deutschland		Bemerkungen
	1989	Anteil	1989	Anteil	
Polen	1.789	27,9%	161	5,9%	Bahn-/Schifftransport
GUS	424	6,6%	1.555	57,3%	Bahntransport
Australien	208	3,2%			Schifftransport
USA	288	4,5%			Schifftransport
Südafrika	2.358	36,8%			Schifftransport
andere	1.341	20,9%	1.000	36,8%	
In Summe	6.408	100,0%	2.716	100,0%	

Für Importkohle zum Zeithorizont 2005 und später wurde bisher angenommen, daß sie **vollständig auf dem Seeweg** angeliefert wird (Herkunftsländer USA, Australien, Afrika, Südamerika, VR China). Mittlerweile besteht jedoch durch die neue politische und ökonomische Situation in Mittel- und Osteuropa auch die Möglichkeit, daß gerade Polen und die GUS stärker als Kohleexporteure auftreten. Hierbei werden sowohl die ökonomischen Parameter als auch die geostrategische Entwicklung (Verhältnis GUS-Baltikum etc.) entscheidende Rahmenbedingungen dafür setzen, mit welchem Transportmittel Kohleexporte aus Osteuropa in der Zukunft erfolgen werden. Analysen der ökonomischen Rahmenbedingungen für den Kohlebergbau in den Staaten des vormaligen RGW zeigen jedoch auch die Variante, daß bis auf die Lieferbeziehungen zwischen der GUS und Japan die Steinkohleexporte dieser Staaten rückläufig sein können (Esser 1992).

Da nur wenige Daten zum Kohlebergbau in Osteuropa vorliegen, wird für 2005 und 2020 vereinfachend mit 30% der Importkohle aus Tagebauen in Amerika, 25% aus Südafrika, 25% aus Australien und je 10% aus Polen bzw. der GUS gerechnet.

7.3 Gas-Aufkommen in Deutschland

Das in Ostdeutschland derzeit verwendete Erdgas stammt fast ausschließlich aus GUS-Importen, allerdings sind durch die Vermaschung der deutschen Gasnetze steigende Anteile auch aus Westdeutschland - mit dem dortigen Aufkommensmix (vgl. unten) - zu verzeichnen. Zur Vereinfachung der Prozeßkettenstruktur wird für Ostdeutschland mit 100% Importgas aus der GUS (russisches Erdgas H) gerechnet.

Das in Westdeutschland verwendete Erdgas stammte 1989 zu 25% aus dem Inland, zu 28% aus Holland (Erdgas L), zu 16% aus Skandinavien (Erdgas H, davon 15% aus Norwegen und aus 1% Dänemark) sowie zu 31% aus der GUS (russisches Erdgas H). Die Tabelle zeigt die daraus resultierende Importstruktur nach (DGMK 1992 und IfE 1990) für Gesamt-Deutschland im Jahre 1989.

Tabelle 37. Importgasanteile nach Förderländern (in PJ)

Förderland	West-Deutschland		Ost-Deutschland		Bemerkungen
GUS	686	41,3%	236	100,0%	
Niederlande	620	37,3%			
Dänemark	22	1,3%			
Norwegen	332	20,0%			
In Summe	1660	100,0%	236	100,0%	

Wegen der Langfristverträge deutscher Gasversorger mit ausländischen Lieferanten wird angenommen, daß diese Verteilung auch für das Jahr 2005 charakteristisch sein wird.

Allerdings ist durch den zu erwartenden Beitritt Norwegens zur EG sowie durch die erklärte EG-Politik zu "transeuropäischen Netzen" (CEC 1992) eine Erhöhung der Importe aus Norwegen und der GUS wahrscheinlich. Demgegenüber wird der Anteil niederländischen Gases wegen der "Schonung" der eigenen Lagerstätten tendenziell zurückgehen.

Tabelle 38. Vereinfachte zukünftige Importverteilung für Erdgas in Deutschland

Lieferland	Anteil 2005	Anteil 2020
GUS	45%	45%
Niederlande	30%	10%
Norwegen+Dänemark	25%	45%

7.4 Rohöl- und Minerölprodukt-Aufkommen in Deutschland

Für das Jahr 1989 ergab sich für Gesamt-Deutschland die in der folgenden Tabelle gezeigte Struktur der Rohöl-Importe (MWV 1991).

Tabelle 39. Import von Rohöl nach Förderregionen (in 1.000 t)

Förderland		Anteil	Bemerkungen
Mittlerer Osten	14.983	17,4%	
Afrika	20.503	23,8%	
Südamerika	4.905	5,7%	
UdSSR	25.844	30,0%	
Norwegen	5.416	6,3%	
Großbritannien	14.391	16,7%	
andere	84	0,0%	
In Summe	86.126	100,0%	

Eine Abschätzung der Einfuhr von Mineralölprodukten (MWV 1991) ergab das in der nächsten Tabelle gezeigte Bild.

Tabelle 40. Import von Mineralölprodukten nach Herkunftsregionen

Herkunftsregion	H-S	H-EL	Diesel	Benzin	Bemerkungen
Mittlerer Osten	-	-	-	1,7%	nur Roh-Benzin
Afrika	0,7%	0,6%	2,4%	5,9%	99% Roh-Benzin
Amerika	2,3%	1,5%	1,0%	0,3%	nur Roh-Benzin
UdSSR	10,8%	10,6%	5,3%	13,1%	99% Roh-Benzin,
restliches Osteuropa	19,7%	2,1%	2,3%	0,3%	44% Roh-B., 2% VK, 53% B-Kompon.
Westeuropa	53,0%	85,1%	88,8%	77,8%	17% Roh-B., 72 VK, 11% B-Kompon.
andere	13,5%	0,1%	0,2%	0,7%	
In Summe	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	

Für die Jahre 2005 und 2020 wurden Überlegungen des DIW übernommen. Die nachfolgende Tabelle zeigt eine mögliche zukünftige Importstruktur für Rohöl.

Tabelle 41. Vereinfachte zukünftige Importverteilung für Rohöl in Deutschland

Lieferregion	Anteil 2005	Anteil 2020
GUS	25%	30%
Naher Osten (OPEC)	45%	55%
EG	18%	10%
Sonstige	12%	5%

Im folgenden wird eine Projektion der Importstruktur von Mineralölprodukten für die Jahre 2005 und 2020 gezeigt.

Tabelle 42. Vereinfachte zukünftige Importverteilung für Mineralölprodukte in Deutschland

Lieferregion	Anteil 2005	Anteil 2020
GUS	10%	10%
Naher Osten (OPEC)	3%	5%
EG	75%	75%
Sonstige	12%	10%

8 Schlußbemerkungen und Forschungsbedarf

Die hier vorliegende Arbeit zeigt, daß es auf der Grundlage der heute vorliegenden bzw. plausibel abschätzbaren Daten möglich ist, die Emissionen des Energieträgerimports sinnvoll zu bestimmen. Dies darf indes nicht darüber hinwegtäuschen, daß in Teilgebieten erhebliche Unsicherheiten zu konstatieren sind.

Zunächst betrifft dies alle Strukturdaten und Emissionswerte in den osteuropäischen Staaten. Hier werden sich in schneller Abfolge Veränderungen einstellen, die heute in ihren Auswirkungen auf die Emissionen des Energieimports in Deutschland noch nicht absehbar sind. Besonders ist hier auf die Methanemissionen bei der Kohlenwasserstoffgewinnung hinzuweisen; vertiefende Datenrecherchen sind diesbezüglich dringend notwendig.

Sinnvoll ist auch eine vertiefende Betrachtung der Prozeßketten in Australien und Südafrika, da die Importanteile von dort gewonnen Energieträgern an Gewicht gewinnen werden und die Datenaufarbeitung - im Gegensatz zu den USA - noch nicht weit fortgeschritten ist.

Erheblicher Forschungsbedarf besteht mit Blick auf die Mineralölverarbeitung. Sowohl bezüglich der notwendigen Hilfsenergieaufwendungen, als auch der Emissionen aus Raffinerien besteht Bedarf an zusätzlichem und abgesichertem Datenmaterial. Vorrangig sind hier die Raffinerien im Nahen Osten und in der GUS zu nennen, aber auch differenzierte Betrachtungen des Raffineriesektors in der EG erscheinen als äußerst sinnvoll.

In dieser Arbeit konnte nur eine grobe Skzzierung der LNG-Prozeßkette erfolgen, die auf einer vereinfachten energiewirtschaftlichen Betrachtung Algeriens beruht. Zukünftig sollten diese Daten durch weitere Untersuchungen präzisiert werden.

Einige der genannten Problemstellungen werden zur Zeit bearbeitet; zu nennen sind hier die internationalen Studien des IPCC und der OECD, aber auch in Deutschland lokalisierte Arbeiten zu den osteuropäischen Staaten (z.B. seitens des DIW).

9 Literatur

- ADL (Arthur D. Little) 1989: Methane Emissions from the oil and gas production industries, prepared for Ruhrgas, Wiesbaden
- Arbatov 1990: Vortrag auf dem Seminar "Energiepolitik in Europa" des Öko-Instituts und der Friedrich-Ebert-Stiftung. Freudenstadt 1990
- Bondarenko, A.F. u.a. 1992: Entwicklungsstand und Perspektiven der Energieversorgung in der ehemaligen UdSSR. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 42, 1992, H. 6, S. 384-388
- Burkhardt, Jörg/Stockmann, Rudolf/Zollner, Hans Robert 1986: Flüssigerdgasanlagen, in: *gwf-gas/erdgas* vol. 127 (1986) Nr. 6, S. 221-228
- CEC (Commission of the European Community) 1991: CORINAIR Inventory - Part 6: VOC's Default Emission Factors. July 1991
- Cerbe, G. u.a. 1981: Grundlagen der Gastechnik, Wien
- CEES (Center for Energy and Environmental Studies) 1991: Emissions of greenhouse gases from transportation fuels and electricity - Final Report (June 1991), M.DeLuchi, Princeton University, Princeton NJ.
- deVries, Bert 1989: The carbon-dioxide substitution potential of methane and uranium reserves, in: Okken/Swart/Zwerver 1989, S. 216-242
- DGMK (Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle) 1992: Ansatzpunkte und Potentiale zur Minderung des Treibhauseffektes aus der Sicht der fossilen Energieträger, DGMK-Forschungsbericht 448-2, Hamburg
- DOE (U.S. Department of Energy) 1983: Energy Technology Characterizations Handbook: Environmental Pollution and Control Factors (3rd edition). Aerospace Corp., DOE-EP-0093
- DOE (U.S. Department of Energy) 1988: Energy Technologies & The Environment - Environmental Information Handbook. U.S. Department of Energy Report DOE/EH-077, Washington D.C.
- Esser, F.H. 1992: Steinkohlenbergbau in Mittel- und Osturopa - Aktuelle Situation und Perspektiven. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 42(1992)H. 7, S. 428-437
- ETH (Eidgenössische Technische Hochschule) 1991: Forschungsprojekt "Umweltbelastung durch die End- und Nutzenergiebereitstellung", Arbeitspapier 1/91, Gruppe Energie-Stoffe-Umwelt (ESU), E.Walder/P.Hofstetter/R.Frischknecht, ETH Laboratorium für Energiesysteme, Zürich
- ETH (Eidgenössische Technische Hochschule) 1992: 2. Zwischenbericht zum Forschungsprojekt "Umweltbelastung durch die End- und Nutzenergiebereitstellung", Gruppe Energie-Stoffe-Umwelt (ESU), E.Walder/P.Hofstetter/R.Frischknecht, ETH Laboratorium für Energiesysteme, Zürich
- FEWE (Polish Foundation for Energy Efficiency) 1992: Greenhouse Gas Emissions Inventory for Poland, 1988 - Part I: Case Study of Greenhouse Gas Emissions in Poland. E. Radwanski u.a. for Batelle, Pacific Northwest Laboratories, 1992
- ICF (1990): Methane emissions from coal, oil, and gas activities in the US, prepared for US EPA
- IEA (International Energy Agency) 1992: Energy and the Environment: Transport System Responses in the OECD - Greenhouse Gas Emissions and Road Transport Technology, Paris, January 1992 (restricted unpublished draft, final version to be published in late 1992)
- IfE (Institut für Energetik) 1990: Gesamtbilanz Energie 1990. Leipzig 1990
- JAERI (Japan Atomic Energy Research Institute) 1992: Life Cycle CO₂ Emission from Nuclear Power Reactor and Fuel Cycle System, S.Yasukawa/Y.Tadokoro/T.Kajiyama, paper presented at the OECD/IEA Expert Workshop on Life Cycle Analysis: Methods and Experience, May 21.-22, 1992, Paris
- Linow, J.M., Samoillow, J.F., Wilenski, T.W. 1988: Komponowka i Teplowoi Rastschet Parowowo Kotla (russ.). Moskau

- McKinsey 1992: Restoring the Natural Gas Supply System in the Commonwealth of Independent States. 1992
- Mortimer, Nigel 1989: Aspects of the greenhouse effect, Proof of Evidence for the Hinkley Point C Inquiry, Friends of the Earth, London
- MWV (Mineralölwirtschaftsverband) 1991: Mineralöl-Zahlen. Hamburg
- OECD (Organization for Economic Cooperation and Development) 1991: Estimation of greenhouse gas emissions and sinks - final report, prepared for IPCC, Paris (revised August 1991)
- OECD/IEA 1990: World Energy Statistics and Balances - Non OECD Countries 1985-1988. Paris 1990
- ÖKO (ÖKO-Institut) 1989: Emissionsmatrix für klimarelevante Schadstoffe in der BRD, U.Fritsche, in: Energie und Klima, Enquête-Kommission (Hrsg.), Bonn/Karlsruhe 1992, Bd. 2, S. 48-89
- ÖKO (ÖKO-Institut) 1992: Analyse von Datenbasen für Treibhausgas-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland, U.Fritsche/F.C.Matthes, i.A. von BMFT/KFA-TFF im Teilprojekt 9 der IKARUS-Studie, Darmstadt/Berlin (veröffentlicht als Bericht 2614 der KFA Jülich)
- ÖKO (ÖKO-Institut) 1993a: Erdgas und Braunkohle - Diskussionsstand zu den Treibhausgas-Emissionen in der Prozeßkette. Matthes, F.Chr. i.A. der Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umweltschutz Berlin, Berlin 1993
- ÖKO (ÖKO-Institut) 1993b: Identifikation und Analyse von Datenquellen für nichtenergiebedingte Treibhausgas-Emissionsdatenbasen. M. Buchert, U. Fritsche, F.Chr. Matthes i.A. von BMFT/KFA TFF, Darmstadt/Freiburg/Berlin 1993
- ÖKO (ÖKO-Institut)/GhK (Gesamthochschule Kassel) 1989: Umweltanalyse von Energiesystemen: Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), U.Fritsche/L.Rausch/K.-H.Simon., i.A. des Hessischen Ministeriums für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten, Wiesbaden
- ÖKO (ÖKO-Institut)/GhK (Gesamthochschule Kassel) 1992: Umweltanalyse für Energie-, Transport- und Stoffsysteme: Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 2.0, U.Fritsche u.a., i.A. des Hessischen Ministeriums für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten, Wiesbaden
- ORNL (Oak Ridge National Laboratory) 1991: Transportation Energy Data Book: Edition 11, S.C.Davis/P.S.Hu, ORNL-6649, Oak Ridge TE.
- Rabchuk, V.I., Ilkevich, N.I., Kononov, Y.D. 1991: A Study of Methane Leakage in the Soviet Natural Gas Supply System. Irkutsk 1991
- Ruhrgas (Ruhrgas AG) 1992: Schreiben der Ruhrgas AG bezüglich der Erdgas-Prozeßkette an das ÖKO-Institut vom 3.6.1992, Essen
- Schwieb, Klaus 1980: Technik der LNG-Kette am Beispiel der deutschen Flüssigerdgas-Importverträge, in: *gwf-gas/erdgas* vol. 121 (1980) Heft 10, S. 468-474
- Stockmann, Rudolf/Zollner, Hans Robert 1985: Kriterien für die Prozeßauswahl bei Erdgasverflüssigungsanlagen zur Spitzenbedarfsdeckung, in: *gwf-gas/erdgas* vol. 126 (1985) Nr. 3, S. 138-147
- VDKoI (Verein Deutscher Kohleimporteure) 1992: Jahresbericht 1991. Hamburg
- VIA (Verkehrswissenschaftliches Institut an der RWTH Aachen) 1986: Spezifischer Energieeinsatz im Verkehr - Ermittlung und Vergleich der spezifischen Energieverbräuche, W.Simon u.a., Forschungsbericht FE 90135/84, i.a. des Bundesministers für Verkehr, Aachen
- VIA (Verkehrswissenschaftliches Institut an der RWTH Aachen) 1990: Spezifischer Energieeinsatz im Verkehr - Ermittlung und Vergleich der spezifischen Energieverbräuche, W.Bialonski u.a., Forschungsbericht FE 90247/88, i.a. des Bundesministers für Verkehr, Aachen
- Weis, Michael/Kienle, Friedrich/Hortmann, Werner 1990: Kernenergie und CO₂: Energieaufwand und CO₂-Emissionen bei der Brennstoffgewinnung, in: *Elektrizitätswirtschaft* vol. 89 (1990) Heft 1/2, S. 28-31

Workshop on Methane Emissions 1990: International Workshop on Methane Emissions from natural gas systems, coal mining and waste management systems, Washington, D.C., 9.-13. April 1990

Abkürzungsverzeichnis

AFAS	Abteilung für Angewandte Systemanalyse im Kernforschungszentrum Karlsruhe
AKW	Atomkraftwerk
BMFT	Bundesministerium für Forschung und Technologie
BRD	Bundesrepublik Deutschland
BSZ	Brennstoffzelle
C	Kohlenstoff
CH ₄	Methan
cm ²	Quadratcentimeter
C _n H _m	Kohlenwasserstoffe
CO	Kohlenmonoxid
CO ₂	Kohlendioxid
DeNO _x	Anlage zur Stickoxid-Reduktion mittels sekundärer Maßnahmen (i.a. Katalysatoren)
DGMK	Deutsche Gesellschaft für Mineralöl- und Kohlechemie
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
DT	Dampfturbine
EDV	Elektronische Datenverarbeitung
EK	Entnahme-Kondensations-Turbine (bei Heizkraftwerken)
el	elektrisch
Enquête	Enquête-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" des Deutschen Bundestages
EVU	Energieversorgungs-Unternehmen
EWP	Elektrowärmepumpe
FCKW	Fluor-Chlor-Kohlenwasserstoffe
g	Gramm
GD	Gegendruck-Turbine (bei Heizkraftwerken)
GEMIS	Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme
Gew.%	Gewichts-Prozent
GhK	Gesamthochschule Kassel
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampfturbine
GUS	Gemeinschaft Unabhängiger Staaten
GWh	GigaWatt-Stunde(n)
H o. H ₂	Wasserstoff
h	Stunde(n)
ha	Hektar
HKW	Heizkraftwerk(e)
HW	Heizwerk
H _o	Brennwert (oberer Heizwert)
H _u	(unterer) Heizwert
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change

ISTIG	intercooling steam-injection gas turbine
IVK	Integrierte Vergasung/Kombikraftwerk
k	i.A. kilo (= 1000), speziell: Stromkennzahl
Kat	Katalysator
kg	KiloGramm
kond	Kondensation(skraftwerk)
kW	KiloWatt
kWh	KiloWatt-Stunde(n)
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
Lkw	Lastkraftwagen
m ²	Quadratmeter
Mio.	Million(en)
MW	MegaWatt
MWh	MegaWattStunde(n)
MVA	Müllverbrennungsanlage
N ₂ O	Distickstoffmonoxid (Lachgas)
NO _x	Stickoxide
NMKW	Nicht-Methan-Kohlenwasserstoffe
NMVOG	non-methane volatile organic compounds (Flüchtige Kohlenwasserstoffe ohne Methan)
ODP	ozone depletion potential (Ozonabbaupotential)
ÖKO	Öko-Institut (Institut für angewandte Ökologie e.V.)
REA	Rauchgas-Entschwefelungs-Anlage
S	Schwefel
SCR	selective catalytic reduction
SO ₂	Schwefeldioxid
STIG	steam-injection gas turbine
t	Tonne(n)
TEMIS	Total Emission Model for Integrated Systems
th	thermisch
THG	Treibhausgase
THP	Treibhauspotential
TM	Trademark (Warenzeichen)
TÜV	Technischer Überwachungs-Verein
UBA	Umweltbundesamt
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VDEW	Vereinigung der Deutschen Elektrizitätswirtschaft
vol.	volume (dt.: Band)
vol.%	Volumen-Prozent

Anlage 1: Charakteristika der verwendeten Energieträger

1. Kohlen

		Imp.-StK Australie n	Imp.-StK USA	Imp.-StK- Mix AUS/USA	Imp.-StK Südafrika	Imp.-StK GUS	StK GUS (Inland)	Imp.-StK Polen
Kohlenstoff	%	67.0	73.0	70.0	65.0	70.0	64.0	67.0
Wasserstoff	%	3.0	3.0	3.0	3.0	2.3	2.3	3.9
Schwefel	%	0.5	1.0	0.75	0.7	0.5	1.0	1.0
Sauerstoff	%	7.5	7.5	7.5	7.5	7.0	7.0	10.1
Stickstoff	%	1.4	1.4	1.4	1.4	1.3	1.3	1.5
Chlor	%	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Fluor	%	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Wasser	%	8.0	6.5	7.5	9.0	9.0	10.0	7.0
Asche	%	12.5	7.5	9.7	13.3	9.8	14.3	9.4
Heizwert	MJ/kg	26.0	28.0	27.0	25.0	25.0	23.0	26.4
Brennwert	MJ/kg	26.9	29.0	28.0	26.0	25.7	24.0	27.4

2. Rohöl und Mineralölprodukte

		Rohöl	Öl-S	Öl-EL EG	Öl-EL GUS	Benzin EG	Benzin GUS	Diesel EG
Kohlenstoff	%	85,5	87,0	86,5	86,0	86,5	86,5	86,5
Wasserstoff	%	10,5	10,8	13,3	13,5	13,2	13,2	13,3
Schwefel	%	1,0	1,80	0,16	0,50	0,03	0,05	0,17
Sauerstoff	%	1,0				0,2	1,13	
Stickstoff	%	1,0	0,45	0,02		0,10	0,13	0,02
Chlor	%							
Fluor	%							
Wasser	%	1,0						
Asche	%							
Heizwert	MJ/kg	40,0	40,7	42,8	42,8	42,8	42,5	42,8
Brennwert	MJ/kg	40,8	43,0	45,6	45,6	45,4	45,5	45,5

		Diesel GUS	Bunker-C- Öl
Kohlenstoff	%	86,0	86,0
Wasserstoff	%	13,5	10,0
Schwefel	%	0,50	3,00
Sauerstoff	%		0,40
Stickstoff	%		0,15
Chlor	%		
Fluor	%		
Wasser	%		
Asche	%		
Heizwert	MJ/kg	42,8	40,0
Brennwert	MJ/kg	45,5	41,9

3. Gase

		Erdgas H NOR	Erdgas L NL	Erdgas H Algerien	Erdgas H GUS	LNG Algerien
Methan	%	86,0	81,5	92,1	97,7	99,0
Wasserstoff	%	0,5		0,75		
Äthan	%	8,8	2,8	0,5	0,8	
Äthen	%			0,5		
Äthin	%					
Propan	%	2,3	0,4	0,04	0,26	1,0
Propen	%					
n-Butan	%	0,030	0,015	0,010	0,054	
i-Butan	%	0,030	0,015	0,010	0,050	
Buthen	%	0,020	0,060			
Kohlenmonoxid	%					
Kohlendioxid	%	1,510	1,000	0,020	0,150	
Stickstoff	%	0,800	14,200	6,100	0,930	
Schwefelwasserstoff	%	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	
Heizwert	MJ/m ³	38,8	31,5	33,8	36,0	36,5
Brennwert	MJ/m ³	42,9	35,0	37,5	39,9	40,4

Anlage 2: Detaillierung der CO₂- und CH₄-Emissionen

1. Detaillierung der Emissionen des Energieimports für das Jahr 1989 (aufgeführt werden jeweils die drei größten Emissionsquellen in der Prozeßkette)

	CO ₂		CH ₄		Bemerkungen
	Prozeß	Emission [kg/TJ]	Prozeß	Emission [kg/TJ]	
StKo-Polen	Kohle-KW	4.453,9	Kohle-Förderung Kohle-KW	712,8 0,2	Exportkohle
StKo-GUS	Kohle-KW Öl-KW Gas-KW	3.143,5 1.246,8 1.118,8	Kohle-Förderung Gas-Förderung Gas- Aufbereitung	118,8 12,8 3,2	Exportkohle
StKo-AUS/USA	Frachter Kohle-KW Öl-Kessel	4.376,6 973,8 608,9	Kohle-Förderung Öl-Förderung Raffinerie	106,6 0,5 0,1	Exportkohle
StKo-Südafrika	Tanker Kohle-KW Öl-Kessel	4.726,7 2.787,2 657,7	Kohle-Förderung Öl-Förderung Kohle-KW	521,3 0,5 0,1	Exportkohle
Rohöl OPEC	Tanker Öl-Förderung Öl-Kessel	1.733,1 1.003,2 518,9	Öl-Förderung Raff. (Bunker-C) Raffinerie (Öl-S)	7,5 0,0 0,0	
Rohöl EG	Gasturbinen-KW Öl-Förd. (prim.) Gas-Kessel	495,4 169,0 155,6	Öl-Förd. (prim.) Öl-Förd. (sek.) Gas-Förderung	1,4 0,8 0,6	
Rohöl GUS	Öl-Kessel Öl-Förderung Dieselmotor	5.981,5 2.615,8 791,0	Öl-Förderung Gas-Förderung Gas- Aufbereitung	29,6 3,4 0,9	
Öl-S-OPEC	Öl-Kessel Dieselmotor Tanker	11.198,2 1.720,0 1.703,3	Öl-Förderung Raffinerie (Öl-S) Raff. (Bunker-C)	9,0 1,2 0,0	
Öl-S-EG	Öl-Kessel Gas-Kessel Gasturbinen-KW	2.889,9 1.892,7 1.787,4	Gas-Förderung Öl-Förderung Raffinerie	3,1 1,5 1,0	
Öl-S-GUS	Öl-Kessel Kohle-KW Öl-Förderung	18.663,0 3.485,4 3.195,0	Öl-Förderung Gas-Förderung Gas- Aufbereitung	36,1 16,4 4,1	
Öl-EL-EG	Öl-Kessel Gasturbinen-KW Gas-Kessel	1.445,1 1.261,8 1.024,8	Gas-Förderung Öl-Förderung Raffinerie	1,9 1,5 1,0	
Öl-EL-GUS	Öl-Kessel Öl-Förderung Kohle-KW	12.476,5 2.973,6 2.081,8	Öl-Förderung Gas-Förderung Gas- Aufbereitung	33,6 9,8 2,4	
Diesel-EG	Öl-Kessel Gasturbinen-KW Gas-Kessel	1.445,1 1.261,8 1.024,8	Gas-Förderung Öl-Förderung Raffinerie	1,9 1,5 1,0	
Diesel-GUS	Öl-Kessel Öl-Förderung	12.476,5 2.973,6	Öl-Förderung Gas-Förderung	33,6 9,8	

	Kohle-KW	2.081,8	Gas- Aufbereitung	2,4	
Benzin-EG	Öl-Kessel	5.780,5	Gas-Förderung	5,4	
	Gas-Kessel	3.629,2	Öl-Förderung	1,5	
	Gasturbinen-KW	2.799,8	Raffinerie	1,0	

Fortsetzung ...					
Benzin-GUS	Öl-Kessel	18.727,0	Öl-Förderung	36,2	
	Kohle-KW	4.061,3	Gas-Förderung	19,1	
	Öl-Förderung	3.205,6	Gas- Aufbereitung	4,8	
Erdgas-NOR	Gas-Verdichter	414,7	Gas-Förderung	48,7	Erdgas H
	Gas-KW	387,1	Gas-Pipeline	1,6	
	Gas-Kessel	68,3	Gas-Verdichter	0,0	
Erdgas-NL	Gas-GuD-KW	226,7	Gas-Förderung	47,4	Erdgas L
	Gas-Verdichter	178,3	Gas-Pipeline	0,7	
	Gas-Kessel	66,7	Gas-GuD-KW	0,0	
Erdgas-GUS	Gas-Verdichter	2.383,9	Gas-Förderung	173,8	Erdgas H min.
	Gasturbinen-KW	906,0	Gas-Pipeline	77,0	
	Gas-Kessel	475,0	Gas- Aufbereitung	62,2	
Erdgas-GUS	Gas-Verdichter	2.383,9	Gas-Förderung	490,3	Erdgas H max.
	Gasturbinen-KW	909,0	Gas- Aufbereitung	165,7	
	Gas-Kessel	476,6	Gas-Pipeline	154,0	
LNG-Algerien	Gasturbinen-KW	9.624,6	Gas-Förderung	57,7	
	Tanker	522,6	Tanker	39,0	
	Gas-Kessel	76,4	LNG-Verflüssig.	1,9	

2. Detaillierung der Emissionen des Energieimports für das Jahr 2005 (aufgeführt werden jeweils die drei größten Emissionsquellen in der Prozeßkette)

	CO ₂		CH ₄		Bemerkungen
	Prozeß	Emission [kg/TJ]	Prozeß	Emission [kg/TJ]	
StKo-Polen	Kohle-KW	4440,0	Kohle-Förderung Kohle-KW	641,1 0,2	Exportkohle
StKo-GUS	Kohle-KW Öl-KW Gas-KW	5.845,6 2.489,7 2.163,5	Kohle-Förderung Gas-Förderung Gas- Aufbereitung	125,2 24,7 8,5	Exportkohle
StKo-AUS/USA	Frachter Kohle-KW Öl-Kessel	4.376,6 973,8 609,7	Kohle-Förderung Öl-Förd. (prim.) Öl-Förd. (sek.)	106,6 0,2 0,1	Exportkohle
StKo-Südafrika	Frachter Kohle-KW Öl-Kessel	4.726,7 2.787,2 658,5	Kohle-Förderung Öl-Förderung Kohle-KW	521,3 0,3 0,1	Exportkohle
Rohöl OPEC	Tanker Öl-Förderung Öl-Kessel	1.733,1 609,0 531,8	Öl-Förd. (prim.) Öl-Förd. (sek.) Raffi. (Bunker-C)	3,7 0,9 0,0	
Rohöl EG	Gas-KW Gas-Kessel Öl-Förderung	510,2 155,6 130,5	Öl-Förd. (sek.) Öl-Förd. (prim.) Gas-Förderung	1,0 1,0 0,6	
Rohöl GUS	Öl-Kessel Öl-Förderung Dieselmotor	5.981,3 2.615,8 790,6	Öl-Förderung Gas-Förderung Gas- Aufbereitung	29,6 3,3 1,1	
Öl-S-OPEC	Öl-Kessel Dieselmotor Tanker	11.213,4 1.833,3 1.703,3	Öl-Förderung Raffinerie (Öl-S) Öl-Förderung	4,4 1,2 1,1	
Öl-S-EG	Gas-Kessel Gasturbinen-KW Öl-Kessel	3.122,7 1.660,6 1.013,6	Gas-Förderung Raffinerie (Öl-S) Öl-Förderung	4,0 1,0 1,0	
Öl-S-GUS	Öl-Kessel Kohle-KW Öl-Förderung	18.662,0 3.474,4 3.194,8	Öl-Förderung Gas-Förderung Gas- Aufbereitung	36,1 15,8 5,4	
Öl-EL-EG	Gas-Kessel Gasturbinen-KW Öl-Kessel	1.639,7 1.196,6 506,8	Gas-Förderung Raffinerie (Öl-EL) Öl-Förderung	2,4 1,0 1,0	
Öl-EL-GUS	Öl-Kessel Öl-Förderung Kohle-KW	12.474,5 2.973,1 2.075,1	Öl-Förderung Gas-Förderung Gas- Aufbereitung	33,6 9,4 3,2	
Diesel-EG	Gas-Kessel Gasturbinen-KW Öl-Kessel	1.639,7 1.196,6 506,8	Gas-Förderung Raffinerie (Diesel) Öl-Förderung	2,4 1,0 1,0	
Diesel-GUS	Öl-Kessel Öl-Förderung Kohle-KW	12.474,5 2.973,1 2.075,1	Öl-Förderung Gas-Förderung Gas- Aufbereitung	33,6 9,4 3,2	

Benzin-EG	Gas-Kessel	6.088,7	Gas-Förderung	7,3	
	Gasturbinen-KW	2.552,7	Raff. (Benzin)	1,0	
	Öl-Kessel	2.027,2	Öl-Förderung	1,0	

Fortsetzung ...					
Benzin-GUS	Öl-Kessel	18.725,9	Öl-Förderung	36,2	
	Kohle-KW	4.048,2	Gas-Förderung	18,4	
	Öl-Förderung	3.205,4	Gas- Aufbereitung	6,3	
Erdgas-NOR	Gas-Verdichter	414,7	Gas-Förderung	48,7	Erdgas H
	Gasturbinen-KW	357,2	Gas-Pipeline	1,6	
	Gas-Kessel	68,3	Verdicht-NOR	0,0	
Erdgas-NL	Gas-GuD-KW	215,9	Gas-Förderung	47,4	Erdgas L
	Gas-Verdichter	178,3	Gas-Pipeline	0,7	
	Gas-Kessel	66,7	Gas-GuD-KW	0,0	
Erdgas-GUS	Gas-Verdichter	1.986,6	Gas-Förderung	172,2	Erdgas H min.
	Gasturbinen-KW	747,8	Gas-Pipeline	77,0	
	Gas-Kessel	470,5	Gas- Aufbereitung	61,6	
Erdgas-GUS	Gas-Verdichter	1.986,6	Gas-Förderung	485,7	Erdgas H max.
	Gasturbinen-KW	750,4	Gas- Aufbereitung	164,1	
	Gas-Kessel	472,1	Gas-Pipeline	154,0	
LNG-Algerien	Gasturbinen-KW	9.624,6	Gas-Förderung	57,7	
	Tanker	522,6	Tanker	39,0	
	Gas-Kessel	76,4	LNG-Verflüssig.	1,9	

3. Detaillierung der Emissionen des Energieimports für das Jahr 2020 (aufgeführt werden jeweils die drei größten Emissionsquellen in der Prozeßkette)

	CO ₂		CH ₄		Bemerkungen
	Prozeß	Emission [kg/TJ]	Prozeß	Emission [kg/TJ]	
StKo-Polen	Kohle-KW	3.889,2	Kohle-Förderung Kohle-KW	496,2 0,2	Exportkohle
StKo-GUS	Kohle-KW Öl-KW Öl-Kessel	5.800,9 3.602,3 2.407,1	Kohle-Förderung Gas-Förderung Gas- Aufbereitung	125,1 10,5 3,8	Exportkohle
StKo-AUS/USA	Frachter Kohle-KW Öl-Kessel	4.376,6 973,8 610,4	Kohle-Förderung Öl-Förd. (prim.) Öl-Förd. (sek.)	106,6 0,1 0,1	Exportkohle
StKo-Südafrika	Frachter Kohle-KW Öl-Kessel	4.726,7 2.787,2 659,3	Kohle-Förderung Öl-Förderung Kohle-KW	521,3 0,2 0,1	Exportkohle
Rohöl OPEC	Tanker Öl-Kessel Dieselmot-OPEC	1.733,1 541,4 472,4	Öl-Förd. (prim.) Öl-Förd. (sek.) Raff. (Bunker-C)	2,1 1,1 0,0	
Rohöl EG	Gasturbinen-KW Öl-Förderung Gas-Kessel	522,7 170,3 155,6	Öl-Förd. (sek.) Öl-Förd. (prim.) Gas-Förderung	1,1 0,6 0,6	
Rohöl GUS	Öl-Kessel Öl-Förderung Dieselmotor	5.434,6 1.724,5 650,5	Öl-Förderung Gas-Förderung Kohle-Förderung	22,8 1,2 0,7	
Öl-S-OPEC	Öl-Kessel Dieselmotor Tanker	11.225,1 1.918,4 1.703,3	Öl-Förd. (prim.) Öl-Förd. (sek.) Raffinerie (Öl-S)	2,5 1,4 1,2	
Öl-S-EG	Gas-Kessel Gasturbinen-KW Öl-Kessel	3.122,6 1.590,8 1.013,6	Gas-Förderung Öl-Förderung Raffinerie (Öl-S)	4,0 1,1 1,0	
Öl-S-GUS	Öl-Kessel Öl-Förderung Kohle-KW	11.237,6 1.899,4 1.876,0	Öl-Förderung Gas-Förderung Kohle-Förderung	25,1 3,6 2,1	
Öl-EL-EG	Gas-Kessel Gasturbinen-KW Öl-Kessel	1.639,6 1.160,2 506,8	Gas-Förderung Öl-Förderung Raffinerie (Öl-EL)	2,4 1,1 1,0	
Öl-EL-GUS	Öl-Kessel Öl-Förderung Kohle-KW	8.406,0 1.833,7 1.215,6	Öl-Förderung Gas-Förderung Kohle-Förderung	24,2 2,4 1,3	
Diesel-EG	Gas-Kessel Gasturbinen-KW Öl-Kessel	1.639,6 1.160,2 506,8	Gas-Förderung Öl-Förderung Raff. (Diesel)	2,4 1,1 1,0	
Diesel-GUS	Öl-Kessel Öl-Förderung Kohle-KW	8.406,0 1.833,7 1.215,6	Öl-Förderung Gas-Förderung Kohle-Förderung	24,2 2,4 1,3	
Benzin-EG	Gas-Kessel Gasturbinen-KW Öl-Kessel	6.088,6 2.418,9 2.027,2	Gas-Förderung Öl-Förderung Raff. (Benzin)	7,2 1,1 1,0	

Fortsetzung ...					
Benzin-GUS	Öl-Kessel	16.911,8	Öl-Förderung	26,8	
	Kohle-KW	3.128,1	Gas-Förderung	6,0	
	Gas-KW	2.080,8	Kohle-Förderung	3,5	
Erdgas-NOR	Verdicht-NOR	414,7	Gas-Förderung	48,7	Erdgas H
	Gasturbinen-KW	331,5	Gas-Pipeline	1,6	
	Gas-Kessel	68,3	Verdicht-NOR	0,0	
Erdgas-NL	Gas-GuD-KW	206,1	Gas-Förderung	47,4	Erdgas L
	Verdicht-NL	178,3	Gas-Pipeline	0,7	
	Gas-Kessel	66,7	Gas-GuD-KW	0,0	
Erdgas-GUS	Gas-Verdichter	1.589,8	Gas-Förderung	166,2	Erdgas H
	Gasturbinen-KW	587,3	Gas-Pipeline	77,0	
	Gas-Kessel	466,0	Gas- Aufbereitung	61,0	
LNG-Algerien	Gasturbinen-KW	9.624,6	Gas-Förderung	57,7	
	Tanker	522,6	Tanker	39,0	
	Gas-Kessel	76,4	LNG-Verflüssig.	1,9	