

Kurzstudie:

**Stand und Entwicklung von
Treibhausgasemissionen in den
Vorketten für Erdöl und Erdgas**

für das Institut für wirtschaftliche Oelheizung e.V. (IWO)

- Endbericht -

erstellt von

Darmstadt, Juli 2006

Uwe R. Fritsche

Koordinator Bereich Energie & Klimaschutz
Öko-Institut, Büro Darmstadt

unter Mitarbeit von

Lothar Rausch und Klaus Schmidt

Bereich Energie & Klimaschutz
Öko-Institut, Büro Darmstadt

Öko-Institut e.V.

Büro Darmstadt
Rheinstraße 95
D-64295 Darmstadt
Tel.: (06151) 8191-0
Fax: (06151) 8191-33

Geschäftsstelle Freiburg
Merzhauser Str. 173
D-79100 Freiburg
Tel.: +49-(0)761-452950
Fax: +49-(0)761-475437

Büro Berlin
Novalisstraße 10
D-10115 Berlin
Tel.: +49-(0)30-280486-80
Fax: +49-(0)30-280486-88

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	iii
Abbildungsverzeichnis	iv
1 Einleitung und Fragestellung.....	1
1.1 Fragestellung der Kurzstudie	1
1.2 Übersicht zu diesem Bericht	2
2 Das Computermodell GEMIS.....	3
2.1 Vom Bohrloch zum Strom oder Kunststoff: Prozessketten	3
2.2 Die GEMIS-Datenbank.....	7
2.3 Lebenswegbilanzen in GEMIS	8
3 Die Erdöl-Vorketten in GEMIS.....	9
3.1 Erdölexploration.....	9
3.2 Förderung und Aufbereitung.....	13
3.3 Emissionen bei der Förderung	13
3.4 Transport von Rohöl	17
3.5 Importstruktur für Rohöl von 2000 bis 2030	18
3.6 Raffination von Rohöl.....	18
3.7 Transport von Erdölprodukten	19
3.8 Ergebnisse zu den Erdöl-Vorketten	20

4 Die Erdgas-Vorketten in GEMIS	25
4.1 Erdgasexploration	25
4.2 Erdgasförderung und Aufbereitung	25
4.3 Überregionaler Transport von Erdgas.....	29
4.4 LNG aus Algerien	30
4.5 Aufkommensstruktur für Erdgas von 2000 bis 2030	31
4.6 Gastransport und Speicherung in Deutschland	32
4.7 Ergebnisse zu den Erdgas-Vorketten	33
5 Vergleich und Diskussion der Ergebnisse.....	38
6 Forschungsbedarf und Ausblick.....	42
Literatur.....	43
Abkürzungen	45
Anhang: Datendokumentation für Öl- und Erdgas-Vorketten.....	47

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Aufwand für die Exploration von Ölfeldern nach Regionen.....	10
Tabelle 2	Stoff- und Energieaufwand für die Exploration von Ölfeldern nach Regionen	10
Tabelle 3	Überblick zum Energiebedarf der Ölförderung (ohne RU/GUS).....	13
Tabelle 4	Überblick zum Energiebedarf der Ölförderung in Russland	13
Tabelle 5	Direkte Emissionen aus der onshore-Ölförderung nach Regionen und Bezugsjahr	15
Tabelle 6	Direkte Emissionen aus der offshore-Ölförderung nach Regionen und Bezugsjahr	16
Tabelle 7	Direkte Emissionen der russischen Ölförderung bei Variation von Parametern	17
Tabelle 8	Aufkommen von Rohöl in Deutschland bis 2030.....	18
Tabelle 9	Überblick zu Energiebedarf und direkten Emissionen der Raffinerien	19
Tabelle 10	Gesamtemissionen der Rohölbereitstellung in Deutschland im Jahr 2000 inkl. der Effekte bei Variation von Parametern	20
Tabelle 11	Gesamtemissionen der Heizöl-EL-Bereitstellung in Deutschland im Jahr 2000 inkl. der Effekte bei Variation von Parametern	21
Tabelle 12	Gesamtemissionen der künftigen Rohöl- bzw. Heizölbereitstellung in Deutschland.....	22
Tabelle 13	Primärenergieverbrauch der Rohöl- bzw. Heizöl-Bereitstellung in Deutschland	23
Tabelle 14	Differenzierung der THG-Emissionen für die Erdöl-Vorketten bis 2030.....	24
Tabelle 15	Direkte Methanemissionen der Erdgasförderung und -aufbereitung nach Region und Bezugsjahr, inklusiver diffuser Freisetzungen.....	28

Tabelle 16	Distanzen, Verluste und direkte Emissionen des Erdgastransports	30
Tabelle 17	Disaggregation der THG-Emissionen für LNG aus Algerien bis 2030	31
Tabelle 18	Aufkommen von Erdgas in Deutschland bis 2030	32
Tabelle 19	Gesamtemissionen der Erdgasbereitstellung in Deutschland.....	33
Tabelle 20	Kumulierter Primärenergieverbrauch der Erdgasbereitstellung.....	35
Tabelle 21	Disaggregation der THG-Emissionen der Erdgas-Vorketten.....	35
Tabelle 22	Gesamtemissionen der Erdgas-Bereitstellung in Deutschland im Jahr 2000 inkl. der Effekte bei Variation von Parametern	37
Tabelle 23	THG-Emissionen von Öl- und Erdgas-Vorketten bis zum Jahr 2030	38
Tabelle 24	THG-Emissionen und KEV von Öl- und Erdgas-Vorketten bis zum Jahr 2030.....	39
Tabelle 25	THG-Emissionen Öl- und Gas-Vorketten (2000) nach GEMIS 4.2, 4.3 und 4.4	40
Tabelle 26	Inputbezogene CO ₂ -Äquivalente von Öl- und Gas-Heizungen (2000) nach GEMIS 4.2, 4.3 und 4.4.....	41
Tabelle 27	CO ₂ -Äquivalente von Öl- und Gas-Heizungen bis 2030 (GEMIS 4.4).....	41

Abbildungsverzeichnis

Bild 1	Energie-Prozesskette (vereinfacht).....	4
Bild 2	Stoff-Prozesskette (vereinfacht)	4
Bild 3	Energieflüsse und Umwelteffekte in einer Prozesskette	5
Bild 4	Direkte und indirekte Umwelteffekte in Energieprozessketten.....	6
Bild 5	Die Datenbank von GEMIS.....	7

Bild 6	Gegenüberstellung der THG-Emissionen von Öl- und Erdgas-Vorketten	38
Bild 7	Gegenüberstellung kumulierter Energieverbrauch Öl- und Erdgas-Vorketten.....	39

1 Einleitung und Fragestellung

Das IWO beauftragte das Öko-Institut (Institut für angewandte Ökologie e.V.) mit einer Kurzstudie zum Stand und Entwicklung von Treibhausgasemissionen in den Vorketten von Erdöl und Erdgas.

Nunmehr legt das Öko-Institut den entsprechenden Endbericht vor.

1.1 Fragestellung der Kurzstudie

Emissionsdaten zu Treibhausgasen der Strom- und Wärmeerzeugung sowie von Transporten gehören zu den Grundinformationen, die für die Politikentwicklung im Bereich Energie und Umwelt, für die Konzeption von Förderprogrammen sowie für die Umweltberichtserstattung von Unternehmen und Fragen im Rahmen des Umweltmanagements nötig sind.

Hier spielen neben den direkten Emissionen von Prozessen (z.B. Kraftwerke, Heizungen, Pkw) auch die sog. *Vorketten* eine wichtige Rolle, d.h. die der eigentlichen Energienutzung vorgelagerten Prozessketten. Diese Vorketten beginnen bei der Förderung und umfassen i.A. die primäre Aufbereitung, den Transport sowie die weitere Verarbeitung von Energieträgern bis zur Sekundär- bzw. Endenergiestufe.

Das Öko-Institut hat mit dem Computermodell GEMIS (Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme) seit 1989 für diese Fragen eine Datenbank zur ganzheitlichen Bilanzierung von Umwelt- und Kostenaspekten im Energie-, Stoff- und Verkehrssektor entwickelt, die mittlerweile in der Version 4.3 vorliegt und derzeit zur Version 4.4 weiterentwickelt wird (vgl. www.gemis.de).

In den letzten Jahren gab es verschiedene Diskussionen zu den Treibhausgasdaten der Energievorketten insbesondere für Erdöl und Erdgas sowie deren künftige Entwicklung.

GEMIS ist in diesem Kontext als Quasi-Standard breit akzeptiert und bildet die Grundlage für verschiedene Förderinstrumente des Bundes und der Länder im Bereich Energie.

Alle Daten sind in der GEMIS-Datenbank zwar transparent und disaggregiert enthalten, jedoch ist die Nachvollziehbarkeit *außerhalb* des Computerprogramms nur mit einigem Aufwand möglich.

Daher wurde mit dem vorliegenden Bericht eine disaggregierte Darstellung der Vorketten für Erdöl und Erdgas geliefert und die zeitliche Entwicklung der Lieferanteile nach Regionen, der entsprechenden Prozesse und der jeweiligen Emissionsfaktoren durchgeführt¹.

Weiterhin wurden, soweit nötig, eine Aktualisierung der Daten geleistet².

¹ Zu einer Übersicht und Dokumentation der Daten für Stein- und Braunkohle siehe ÖKO (2003).

² Diese Aktualisierung wurde durch weitere Arbeiten ergänzt, die im Rahmen eines parallel laufenden Projekts für die EEA durchgeführt wurden. Hier war das Ziel, eine konsistente Abbildung der energetischen Vorketten in der EU-25 bis zum Jahr 2030 zu leisten. Die Ergebnisse beider Arbeiten werden in GEMIS Version 4.4 öffentlich verfügbar gemacht. Gegenüber dem Berichtsentwürfen aus dem Jahr 2005 wurden die THG-Daten der Vorketten nochmals aktualisiert.

1.2 Übersicht zu diesem Bericht

Ausgehend von den in GEMIS verfügbaren Daten zu Treibhausgasen von Vorketten im Bereich Erdöl und Erdgas wurden mit der Kurzstudie eine Zusammenstellung und teilweise Aktualisierung von Prozessdaten und Emissionsfaktoren für den Bereich der *Erdöl- und Erdgasvorketten* durchgeführt³. Eine Dokumentation der Vorketten für Stein- und Braunkohle findet sich in ÖKO (2003).

Die Grundlagen zu GEMIS finden sich im Kapitel 2, in der die Logik des Modells und der Datenbasis erläutert und die wesentlichen Eigenschaften von GEMIS kurz beschrieben werden.

Die eigentliche Datendisaggregation zu den Prozessketten für Erdöl und Erdgas erfolgt in den Kapiteln 3 (Erdöl) und 4 (Erdgas).

Kapitel 5 diskutiert zusammenfassend die durchgeführten Aktualisierungen und vergleicht die aktualisierten Daten mit denen aus der vorherigen GEMIS-Datenversion.

In Kapitel 6 wird ein kurzer Ausblick auf den Forschungsbedarf sowie künftige Arbeiten gegeben.

Im Anhang sind die wichtigsten Grunddaten aus GEMIS für die Erdöl- und Erdgasprozesse in den Vorketten aufgenommen.

³ Zu den weiteren Aktualisierungen, die außerhalb dieses Projekts durchgeführt wurden, siehe Fußnote 1.

2 Das Computermodell GEMIS

GEMIS (Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme) ist ein vom Öko-Institut seit 1987 entwickeltes, öffentlich verfügbares Computerinstrument zur Umwelt- und Kostenanalyse von Energie-, Stoff- und Transportsystemen.

Seit der Veröffentlichung von GEMIS 1.0 im Jahr 1989 wird sowohl das EDV-Programm als auch seine Datenbasis kontinuierlich weiterentwickelt, aktualisiert und ergänzt.

Dies erfolgt im Rahmen von F&E-Vorhaben für eine große Anzahl von Institutionen – darunter BMBF, BMU, BMVEL, US-DOE, EU-Kommission, GTZ, UBA, Weltbank.

Die jeweils aktuellste Version ist im Internet verfügbar (vgl. www.gemis.de).

2.1 Vom Bohrloch zum Strom oder Kunststoff: Prozessketten

GEMIS dient zur Bestimmung von Lebenswegen (engl. *life-cycles*) für Energie-, Stoff- und Transportsysteme in einer integrierten Modellumgebung mit einheitlicher Datenbank (vgl. unten Kapitel 2.2).

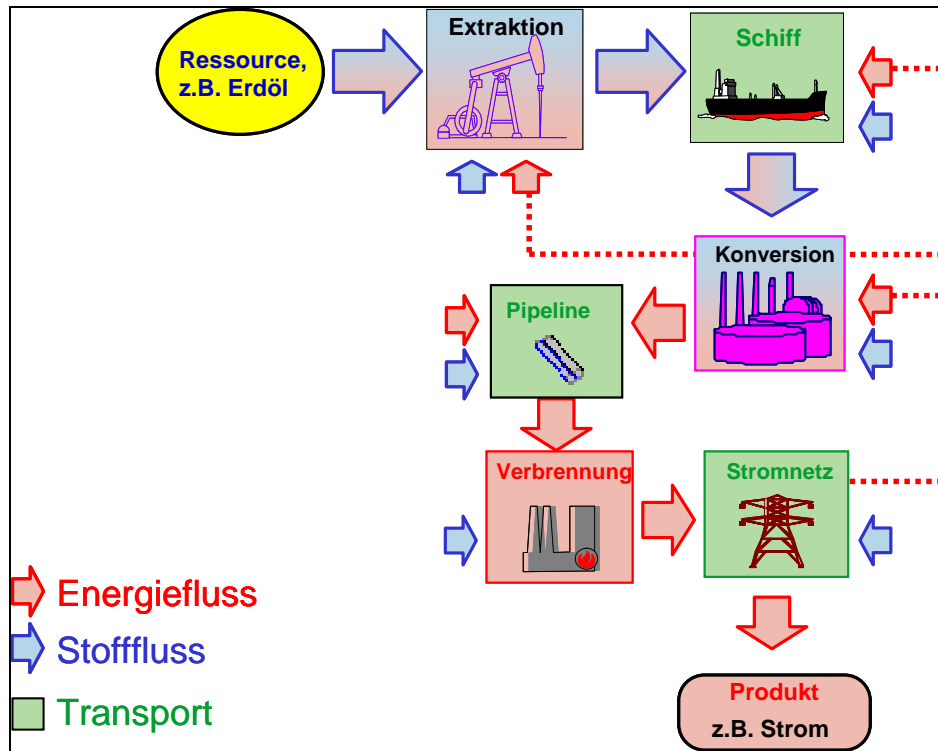
Um Lebenswege zu berechnen, müssen nicht nur Energietechniken selbst wie z.B. eine Ölheizung oder eine Solaranlage betrachtet werden, sondern auch alle Aktivitäten, die mit der *Bereitstellung* der Energiedienstleistung verbunden sind – vom Bohrloch angefangen über Transporte, Raffinerie bis zum Tank im Keller eines Wohnhauses.

Entsprechendes gilt für die Bereitstellung von Stoffen (Materialien), bei denen z.B. Rohöl über verschiedene Stufen zu Kunststoff verarbeitet wird und dafür Energie- und Transportaufwendungen nötig sind.

Bei den Transporten werden die Energievorketten für die Kraftstoffbereitstellung genutzt und die Stoffvorketten für die Fahrzeug- bzw. Infrastrukturherstellung.

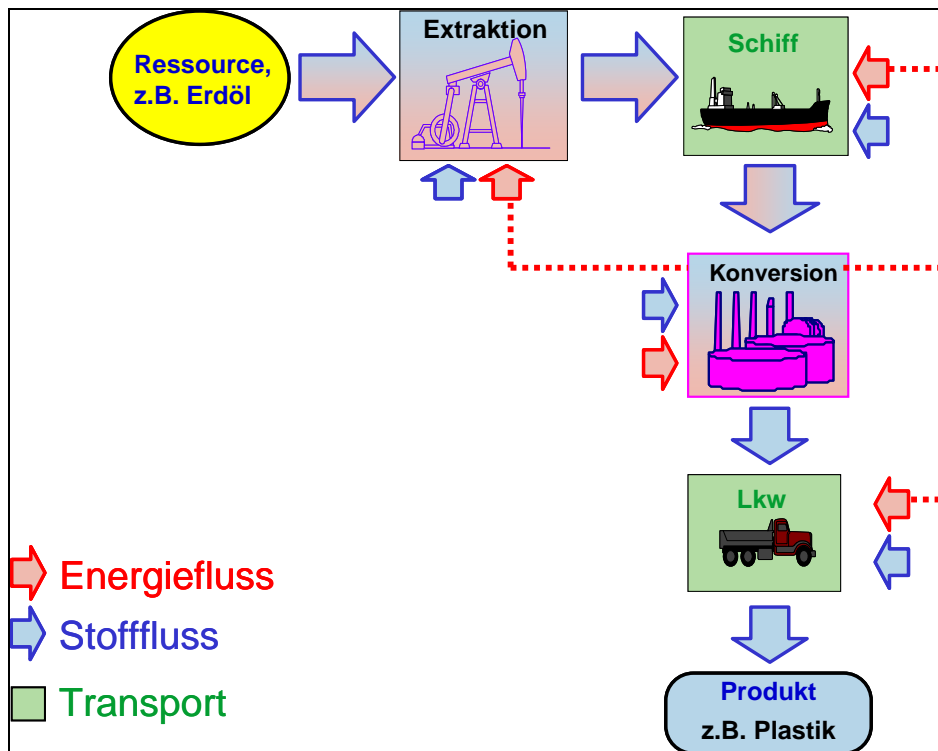
Ein Schema der Energie- und Stoffprozessketten zeigen – stark vereinfacht – die folgenden beiden Bilder.

Bild 1 Energie-Prozesskette (vereinfacht)



Quelle: Öko-Institut

Bild 2 Stoff-Prozesskette (vereinfacht)



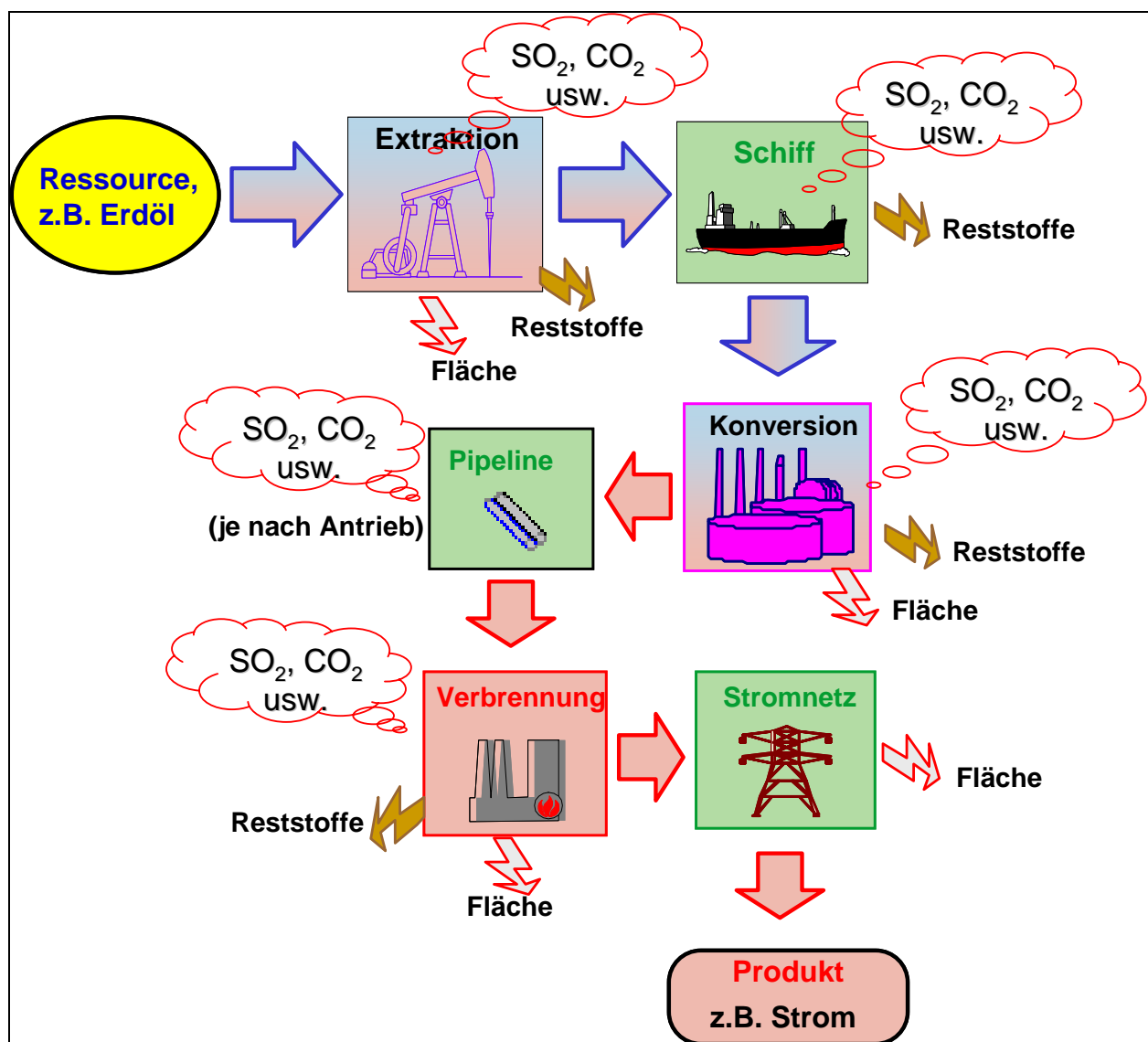
Quelle: Öko-Institut

In den vorstehenden Bildern wurde jeweils Erdöl als Ressource genutzt – zuerst als Energieträger und dann als Rohstofflieferant. Bis zur Konversion (Raffinerie) sind die Lebenswege gleich, erst danach teilen sich die Prozessketten in energetische und stoffliche Wege.

In den Bildern ist zu erkennen, dass es auch Rückkopplungen (Schleifen) in den Lebenswegen gibt – so wird z.B. der Output der Raffinerie genutzt, um den Input (Rohöl) zu fördern und zu transportieren. Ebenso wird der Output des Kraftwerks (Strom) genutzt, um die Raffinerie zu betreiben (Hilfsenergie).

Bei all diesen Aktivitäten (sog. Prozesse) können Umwelteffekte entstehen: bei der Energie- und Stoffbereitstellung sowie den Transporten (siehe folgendes Bild).

Bild 3 Energieflüsse und Umwelteffekte in einer Prozesskette



Quelle: Öko-Institut

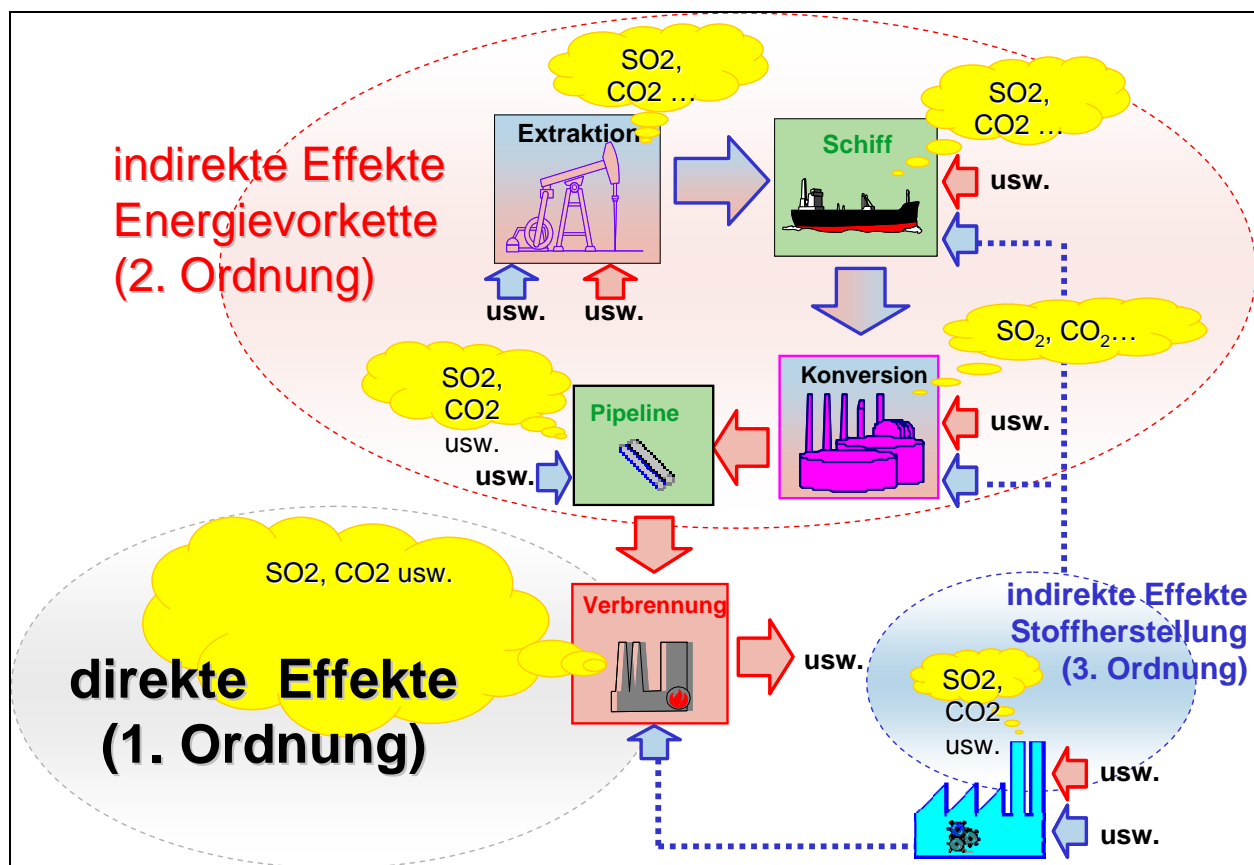
Die Prozesse müssen nicht nur betrieben werden, auch für ihre *Herstellung* sind Stoffe nötig, deren Bereitstellung wiederum Umwelteffekte hat (z.B. Pipelines, Öltank, Heizung).

Die drei Ebenen der Umwelteffekte

- direkt – 1. Ordnung, d.h. unmittelbare Emissionen, Reststoffe, Flächenbedarf usw. eines Energiewandlers,
- indirekt – 2. Ordnung, d.h. Emissionen, Reststoffe usw. durch Energievorketten sowie vorgelagerte Transporte,
- indirekt – 3. Ordnung, d.h. Emissionen, Reststoffe usw. durch Materialvorleistungen (Herstellung der Energie- und Transportsysteme)

zeigt die folgende Abbildung nochmals schematisch.

Bild 4 Direkte und indirekte Umwelteffekte in Energieprozessketten



Quelle: Öko-Institut

Würden die Stoff- und Energieflüsse in der obigen Grafik weiter nach rechts verfolgt, so ergäben sich Effekte 4. Ordnung usw. – diese unendliche Regression durch gekoppelte Energie- und Stoffströme wird in GEMIS durch einen rekursiven Algorithmus gelöst.

Typischerweise werden ca. 10.000 Schleifen durchgerechnet, bis GEMIS aufgrund eines (einstellbaren) Gütekriteriums die Rekursion abbricht, d.h. die nächste Schleife nicht mehr durchläuft.

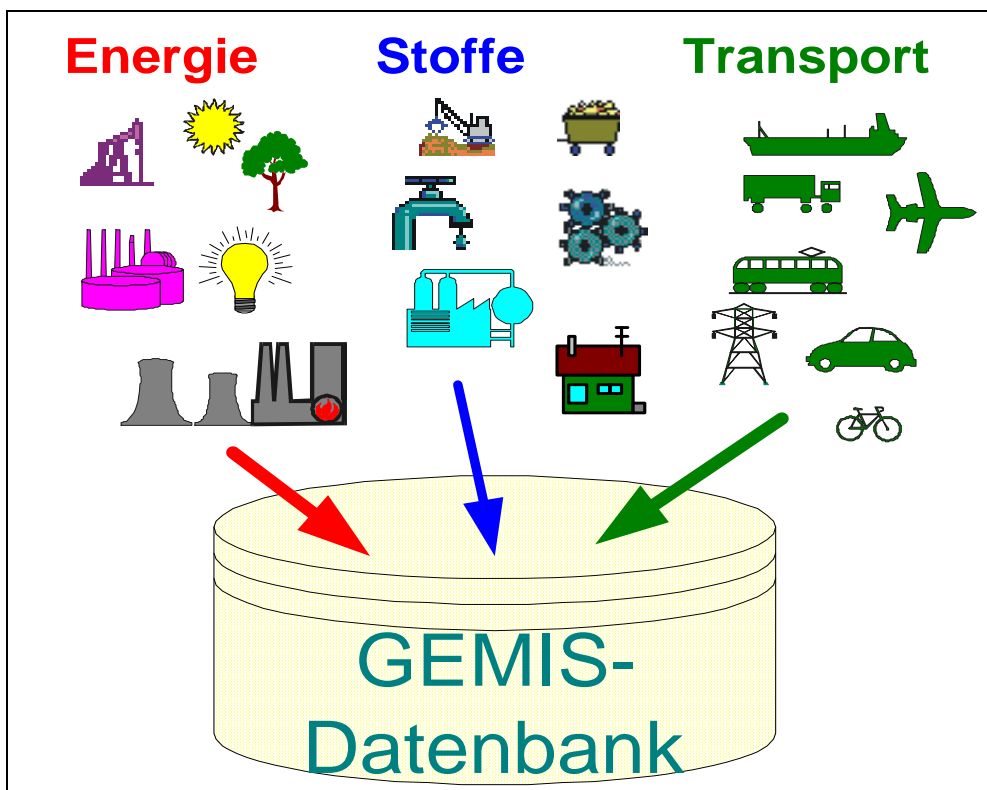
2.2 Die GEMIS-Datenbank

Um die Lebenswege datentechnisch zu beschreiben, werden alle Aktivitäten in einzelnen Prozessen abgebildet und dann bei Bedarf zusammengeschaltet (verknüpft). Die Prozesse liegen in einer objektorientierten Datenbank, die auch die referenzielle Integrität der Datenobjekte bei Umbenennungen, Teilaktualisierungen und Zusammenspielen getrennter Datenbestände (z.B. updates) sicherstellt. Die Datenbank von GEMIS umfasst derzeit rund 7000 Prozesse in mehr als 30 Ländern. Diese Datenmenge verteilt sich auf

- *Energieträger-Vorketten* (Prozessketten- und Brennstoffdaten): Stein- und Braunkohle, Erdöl, Erdgas, Wasserstoff, Uran und nachwachsende Rohstoffe (Holz, Raps...)
- *Wärme und Strom* (Heizungen, Wärmepumpen, Kraftwerke aller Größen und Brennstoffe, Heiz- und Blockheizkraftwerke, Brennstoffzellen...)
- *Transporte* (Pkw für Benzin, Diesel, Strom, Biokraftstoffe; Busse, Bahn, Flugzeug; Gütertransport mit Lkw, Schiff, Pipelines).
- *Stoffbereitstellung* (Baustoffe, chemische Grundstoffe, Kunststoffe, Metalle und Nahrungsmittel sowie Papier und Pappe).

Für alle diese Prozesse sind komplette Prozessketten gespeichert, z.T. mit Importen aus dem Ausland, und die *Verknüpfungen* zwischen Energie, Transport und Stoffen implementiert.

Bild 5 Die Datenbank von GEMIS



Quelle: Öko-Institut

2.3 Lebenswegbilanzen in GEMIS

GEMIS berechnet *komplette Lebenswege* von der Primärenergie- und Rohstoffgewinnung bis zur Nutzung und bezieht Hilfsenergien und Materialaufwand zur Herstellung von Anlagen und Transportsystemen ein – und seit Version 4 auch die Entsorgung.

Mit einem Mausklick können *sofort die Gesamtemissionen und der Ressourcenbedarf* berechnet werden, über Szenarien sind zudem sehr differenzierte Ergebnisanalysen möglich.

GEMIS bestimmt die folgenden Ergebnisse:

- *Luftschadstoffe* (TOPP- und SO₂-Äquivalente, SO₂, NO_x, HCl, HF, CO, NMVOC, Staub, NH₃ und H₂S)
- *Treibhausgase* (CO₂-Äquivalente, CO₂, CH₄, N₂O sowie HFC, PFC und SF₆)
- *Ressourcenbedarfe* (KEA und KEV sowie kumulierter Rohstoff-Aufwand und Flächeninanspruchnahme).
- *feste Reststoffe* (Abraum, Produktionsabfälle, Asche, Entschwefelungs-Reststoffe),
- *Abwasserbelastungen* (AOX, BSB, CSB, N und P)
- *betriebswirtschaftliche Kosten* und *externe Umweltkosten*,
- *direkte und indirekte Beschäftigungseffekte*.

Alle Ergebnisse von GEMIS-Rechnungen sind vollständig transparent, d.h. jeder einzelne Wert kann nachvollzogen werden.

Die *Systemgrenzen* zur Lebensweg-Berechnung lassen sich einstellen: *Globalschalter* bestimmen, ob Bauvorleistungen, Transporte und Gutschriften mitgerechnet werden oder nicht.

Die Resultate aus GEMIS können nach Ortsbezug bzw. Wirtschaftssektor zusammengefasst werden und lassen sich an Fremdprogramme (Excel) ausgeben.

Zudem stehen Ergebnisse als Excel-Tabellen und Dokumentationen auf der GEMIS-website zur Verfügung.

Ebenso sind Teile der GEMIS-Datenbasis direkt im Internet verfügbar auf dem website *Prozessorientierte Basisdaten für Umweltmanagementinstrumente (ProBas)* des Umweltbundesamts (www.probas.umweltbundesamt.de).

GEMIS ist seit Version 4 *multilingual* - derzeit deutsch, englisch, spanisch, tschechisch - sowohl für die Programmoberfläche wie auch die Datenbank⁴. Die Sprache lässt sich einfach umschalten.

⁴ Bis zur Version 3 gab es eine parallele englische Modell-Version unter dem Namen TEMIS. Zusätzlich wurde eine speziell für Entwicklungsländer ausgerichtete Version namens „Environmental Manual for Power Development“ (EM) für GTZ, Weltbank und andere internationale Geber entwickelt. Alle diese Versionen sind nun in GEMIS 4 integriert.

3 Die Erdöl-Vorketten in GEMIS

Im folgenden Kapitel werden die in GEMIS verfügbaren Grunddaten für Emissionen von Treibhausgasen (THG) aus den der Nutzung vorgelagerten Prozessketten für Erdölprodukte (schweres und leichtes Heizöl/Diesel, Benzin) frei Kraftwerk/Industrie bzw. frei Haushalte/GHD⁵ dargestellt.

Dabei werden jeweils die *direkten* THG-Emissionen (CO₂, CH₄, N₂O) betrachtet, die auf den einzelnen Stufen der Vorketten (Primärenergiegewinnung, Aufbereitung, Transport usw.) entstehen.

Ergänzend werden jeweils die aus benötigten Hilfsenergien, Hilfsstoffen sowie der Herstellung der jeweiligen Anlagen *indirekt* entstehenden THG einbezogen. Hierbei erfolgt auch eine Dokumentation der jeweiligen Datenherkunft und der Datenqualität.

Diese Daten werden dann zu Gesamtemissionsfaktoren je bereitgestellter Einheit Endenergie zusammengefasst und der Unsicherheitsbereich der Daten ausgewiesen.

Zusätzlich wird auch der kumulierte Energieverbrauch (KEV) je Einheit Endenergie dargestellt.

Grundlage der Darstellung sind die Daten aus GEMIS Version 4.3, die im Rahmen der vorliegenden Kurzstudie sowie durch die genannten Arbeiten für die EEA⁶ gegenüber den Versionen 4.2 (2004) und 4.3 (2005) aktualisiert wurden.

Die Ergebnisrelevanz dieser Aktualisierungen wird im Kapitel 5 ausgewiesen.

3.1 Erdölexploration

Vor der Gewinnung von Rohöl steht die Exploration, also die Suche nach und Erschließung von Lagerstätten. In GEMIS sind seit der Version 4.0 die Aufwendungen für den Verbrauch an Treibstoff für Bohrungen und Transport des Bohrgestänges sowie der Materialaufwand hierfür enthalten, wobei diese Daten auf ESU/PSI/BEW (1996) beruhen.

Die regionale Differenzierung in GEMIS erfolgt für die OECD-Länder (AU, CA, EU, US), die OPEC sowie Russland (RU) bzw. die GUS.

Einen Überblick zu den Inputdaten gibt die folgende Tabelle.

⁵ Gewerbe-Handel-Dienstleistungen

⁶ Vgl. Fußnote 2.

Tabelle 1 Aufwand für die Exploration von Ölfeldern nach Regionen

Bohrleistungen:		
OPEC, TR, DZ*	0,003	m/t Öl
OECD (AU, CA, EU, US)	0,015	m/t Öl
RU/GUS**	0,050	m/t Öl
Aufwand je m Bohrung:		
Stahl	210	kg/m
Zement	200	kg/m
Diesel (onshore)	200	l/m
Diesel (offshore)	500	l/m
Direkte Emissionen CH ₄	1,9	kg/m
Direkte Emissionen NMVOC	0,65	kg/m

Quelle: ESU/PSI/BEW (1996)

* = Aggregierter Wert über geschätzte Förderanteile 50% Naher Osten (0,001 m/t Öl), 25% Lateinamerika (0,009 m/t Öl), 25% Afrika (0,003m/t Öl)

**= eigene Schätzung; Werte für RU/GUS in der Quelle mit 0,077 m/t Öl angegeben, erscheint zu hoch für typisches Öl

Daraus ergeben sich über die Umrechnung mit den Rohöl-Heizwerten und der Fördermenge über die Lebensdauer der Ölfelder die folgenden Daten:

Tabelle 2 Stoff- und Energieaufwand für die Exploration von Ölfeldern nach Regionen

Bedarf an	OPEC, TR, DZ	OECD	RU/GUS	
Stahl	10	49	183	kg/kW _{th}
Zement	9	46	175	kg/kW _{th}
Diesel onshore	0,0005	0,0026	0,0087	MJ/MJ _{th}
Diesel offshore	0,0013	0,0066		MJ/MJ _{th}
output Dieselmotor onshore	0,0002	0,0008	0,0025	MJ/MJ_{th}
output Dieselmotor offshore	0,0004	0,0020		MJ/MJ_{th}

Quelle: eigene Berechnungen nach Daten aus Tabelle 1

Die o.g. Daten sind mit einer deutlichen Unsicherheit behaftet, da in die Berechnung die Fördermenge (als Mittel über die Lebensdauer des Ölfelds) eingeht und diese nur durch typisierte Daten⁷ abgebildet wurde.

Würde für die notwendige Bohrleistung in RU/GUS mit dem OECD-Wert von 0,01 Bohrmeter je t gefördertem Öl gerechnet, ergäbe sich ein Dieselbedarf für die Bohrungen von 0,17% des gefördertem Ölheizwertes, bei Verwendung des Originalwerts nach ESU/PSI/BEW (1996) von 0,077 m/t Öl wären es 1,35%. Der in GEMIS verwendete Wert von 0,87% liegt etwa in der Mitte dieser Bandbreite.

⁷ „Standard“-Ölfeld mit 1000 MW_{th} Förderleistungsäquivalent, 25 Jahre Lebensdauer, 7000 h/a Auslastung

3.2 Förderung und Aufbereitung

Zur *primären* Ölgewinnung ist Pumparbeit erforderlich, abhängig von Fördertiefe, Reservoirdruck und Viskosität. Diese Pumparbeit wird in amerikanischen Untersuchungen mit 0,1-0,3 % der geförderten Energiemenge abgeschätzt, typisch ist ein *Strombedarf* für Pumpen von 0,1 % (vgl. zur Diskussion der Einzelquellen ÖKO 1989 und 1994).

Dieses Ergebnis steht in guter Übereinstimmung mit Stromverbrauchswerten von Ölfirmen an verschiedenen Pumpentypen und internationalen Werten (ESU/PSI/BEW 1996; WEC 1988).

Abschätzungen aus diesen Studien für den Nahen Osten und die Nordsee liegen zwischen 0,5 und 1 % der geförderten Energie für Pumparbeit plus aller weiterer Hilfsenergien (angegeben in Brennstoffäquivalenten).

Bei der *sekundären* Ölförderung wird das Einpressen von Wasser in das Ölvorkommen verwendet, wobei eine Injektion von rd. 10 l Wasser je Liter geförderten Öls anzusetzen ist.

Als Kraftbedarf ergibt sich daraus mit einem Nutzungsgrad der Dieselpumpen von 30 % ein Wert von 0,2 % der mit sekundärer Technik geförderten Öl-Energiemenge zusätzlich zum primären Aufwand von 0,2 %. Werden hierfür elektrische Pumpen angenommen, errechnet sich ein Strombedarf von 0,4 %, bezogen auf den Heizwert des geförderten Öls.

In der BRD ist mittlerweile die sekundäre Förderung als Normalfall anzusehen, zum Teil wird auch *tertiäre* Fördertechnik verwendet. Über die Wasserflutung hinaus kann höherviskoses Erdöl oder solches in einer ungünstigen Matrix (poröser Fels, Mergel) mit Hilfe tertiärer Techniken gewonnen werden. Derzeit kommen zwei solcher Techniken zur Anwendung:

- * Dampfinjektion, bei der durch in das Vorkommen eingepumpten heißen Dampf die Viskosität des Rohöls herabgesetzt und so eine größere Ausbeute möglich wird (Thermally Enhanced Oil Recovery = THEOR)
- * CO₂-Injektion, um den Reservoirdruck zu erhöhen

Für den THEOR-Prozess mit Dampfinjektion wird ein Bedarf an Brennstoff für Prozesswärme genannt, der bei 30 % des Energiegehalts des tertiären Öls liegt.

Bei der CO₂-Injektion liegt die Kompressionsarbeit bei 0,75 MJ/m³ CO₂, entsprechend einem Kraftbedarf von rd. 2 % des Öl-Outputs.

Nach dem Austritt des Rohöls am Bohrloch wird es über ein Pipelinesystem zu einer Anlage gepumpt, die zur Trennung von Öl, Gas und Wasser dient. Diese Emulsionstrennung erfordert die Destabilisierung der Grenzflächen zwischen Wasser- und Öltröpfen, die Koagulation der Öltröpfen sowie das Trennen der Öl- und Wasserphase.

Um die Emulsion zu dehydrieren, werden Erhitzen, chemische Behandlung, elektrische Felder und Absetzen (Schwerkrafteinfluss) verwendet.

Die Erhitzung der Emulsion wird generell als unterstützende Behandlung eingesetzt, um den Prozess zu beschleunigen. Die chemische Behandlung nutzt grenzflächenaktive Substanzen und wird durch Wärmeeinfluss verbessert. Alle vier Methoden werden üblicherweise kombiniert in Prozesskolonnen (sog. *heater-treater*) durchgeführt.

Die anschließende Gas-Öl-Trennung erfolgt mit mechanischen Abscheidetechniken. Das rückgewonnene Gas wird zu einer Aufbereitung geleitet, wo eine Reinigung und Entschwefelung erfolgt (vgl. unten Gasaufbereitung).

Als Energieverbrauch für die gas- oder ölbefeuerten Heater-Treater wird, in Abhängigkeit vom Salzgehalt der Emulsion mit 0,1 und 0,5 % der durchgesetzten Rohöl-Energie gerechnet (vgl. Diskussion in ESU/PSI/BEW 1996), nach WEC (1988) kann ein Wert von 0,2 % der produzierten Menge abgeleitet werden, wobei diese Daten auf statistischem Material beruhen.

Rohöl aus der EU (Nordsee)

Für Rohöl aus der Europäischen Union (überwiegend Nordsee) wird im Jahr 2000 zu 50% die Nutzung primärer Fördertechniken angenommen, für die ein Kraftbedarf von 0,2%, bezogen auf den Heizwert des geförderten Rohöls abgeschätzt wird. Für die anderen 50% der Förderung werden dagegen *sekundäre* Techniken angenommen. Hierfür ist ein höherer Kraftbedarf von 0,4% anzusetzen (vgl. Diskussion oben). Die Bereitstellung der Kraft erfolgt im Jahr 2000 über Gasturbinen, danach über GuD-Anlagen. Für die Ölaufbereitung wird ein Prozessenergiebedarf von 0,25% angenommen, der durch Heizkessel gedeckt wird.

Rohöl außerhalb der EU

Bei der onshore-Förderung im außereuropäischen Ausland wird der mechanische Energiebedarf der Ölförderung über Dieselmotoren (OPEC und OECD in 2000) bzw. Strombezug aus dem nationalen System (OECD ab 2010) angenommen.

Erdölförderung in Russland

Aufgrund des schlechten Zustandes der technischen Infrastruktur in der *russischen* Erdölförderung wurde für die Ölförderung ein Energiebedarf angesetzt, der 25% über dem Kraftbedarf für sekundäre Fördertechniken in anderen Ländern liegt (0,5%). Als Bereitstellungssystem für diese mechanische Energie wurde im Jahr 2000 ein Dieselmotor, ab 2010 werden elektrische Systeme angenommen. Für die Ölaufbereitung wurde im Jahr 2000 ein Aufwand von 1% an Prozesswärme, bezogen auf den Heizwert des gewonnenen Öls, veranschlagt⁸. Dieser Wert wurde aufgrund der teilweise extremen klimatischen Bedingungen (lange Kälteperioden) und des schlechten Anlagenzustandes mit dem Doppelten des Bedarfs in anderen Ländern abgeschätzt. Als Bereitstellungssystem für diese Prozesswärme wird ein Ölkessel angenommen.

Aufgrund der steigenden Verwässerung und abnehmenden Reservoirdrücke sowie größeren Fördertiefen (bei neuen Feldern) wird angenommen, dass sowohl der durchschnittliche Kraftaufwand der russischen Förderung als auch der Prozesswärmearaufwand bis 2030 um jeweils 50% ansteigt (auf 0,75% mechanisch und 1,5% thermisch, bezogen auf die geförderte Energie).

⁸ In früheren GEMIS-Versionen (ab 4.0) wurde durch einen Übertragungsfehler mit 4,75% Prozesswärmebedarf gerechnet.

Die folgende Tabelle gibt nochmals einen Überblick zu dem in GEMIS angesetzten Energiebedarf bei der Ölförderung in den verschiedenen Lieferregionen und Zeitpunkten.

Tabelle 3 Überblick zum Energiebedarf der Ölförderung (ohne RU/GUS)

Länder o. RU/GUS	primär	sekundär	tertiär	Typ
Pumpen	0,2%	0,4%	0,4%	mechanisch
Heater-Treater	0,5%	0,5%	0,5%	thermisch
Tertiärverfahren			10%	thermisch

Quelle: eigene Abschätzungen des Öko-Instituts

Tabelle 4 Überblick zum Energiebedarf der Ölförderung in Russland

Zeitbezug*	thermisch	mechanisch
2000	1,00%	0,50%
2010	1,10%	0,55%
2020	1,25%	0,65%
2030	1,50%	0,75%

* = steigende Anteile von sekundärer Förderung und Verwässerung

Quelle: eigene Abschätzungen des Öko-Instituts

3.3 Emissionen bei der Förderung

Die direkten CH₄- und CO₂-Emissionen bei der Ölförderung wurden über die diffusen Verluste sowie die bei der Abfackelung des Öl-Begleitgases entstehenden Emissionen auf der Basis von ESU/PSI/BEW (1996) für die Verluste und Fackelanteile im Jahr 2000 und DGMK (1992) für die Erdöl-/Rohöl-Verhältnisse je Region abgeschätzt. Dabei wurden auch länderspezifische Daten aus den nationalen Emissionsberichten nach der Klimarahmenkonvention (UN-FCCC 2005) einbezogen, die eigene Angaben zu den CH₄-Freisetzungen der Ölförderung enthalten⁹. Die Angaben ab 2010 beruhen auf eigenen Schätzungen zum Einsatz verbesserter Techniken.

⁹ Für RU liegt noch kein NIR vor, so dass die Daten aus ESU/PSI/BEW (1996) und DGMK (1992) verwendet wurden.

Die entsprechenden Daten zeigen die folgenden Tabellen, differenziert für die Förderregionen und onshore/offshore sowie nach den Zeithorizonten 2000 bis 2030.

Tabelle 5 Direkte Emissionen aus der onshore-Ölförderung nach Regionen und Bezugsjahr

	Einheit	Russland				OPEC				OECD			
		2000	2010	2020	2030	2000	2010	2020	2030	2000	2010	2020	2030
Heizwert Rohöl	[GJ/t]	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6
Erdölgas/Rohöl	[m³/t]	250	250	250	250	150	150	150	150	80	80	80	80
Erdölgas/Rohöl	[m³/TJ]	6.158	6.158	6.158	6.158	3.695	3.695	3.695	3.695	1.970	1.970	1.970	1.970
Diffuse Verluste		0,20%	0,18%	0,15%	0,10%	0,15%	0,13%	0,10%	0,08%	0,10%	0,09%	0,08%	0,05%
Fackelanteil		15,0%	13,8%	12,5%	10,0%	12,5%	11,3%	10,0%	7,5%	5,0%	4,5%	4,0%	3,0%
Fackelumsatz		96,0%	96,5%	97,0%	98,0%	97,0%	97,5%	98,0%	98,5%	98,0%	98,5%	99,0%	99,5%
CH ₄ diffuse Verluste	[m³/TJ]	9,5	8,3	7,1	4,7	4,3	3,5	2,8	2,1	1,5	1,3	1,1	0,8
	[kg/TJ]	6,8	5,9	5,1	3,4	3,0	2,5	2,0	1,5	1,1	0,9	0,8	0,5
CH ₄ Fackel	[m³/TJ]	28,4	22,8	17,7	9,5	10,6	8,0	5,7	3,2	1,5	1,0	0,6	0,2
	[kg/TJ]	20,3	16,3	12,7	6,8	7,6	5,7	4,1	2,3	1,1	0,7	0,4	0,2
NMVOG diff. Verluste	[m³/TJ]	2,1	1,9	1,6	1,1	1,0	0,8	0,6	0,5	0,3	0,3	0,3	0,2
	[kg/TJ]	4,3	3,7	3,2	2,1	1,9	1,6	1,3	1,0	0,7	0,6	0,5	0,3
NMVOG Fackel	[m³/TJ]	6,4	5,1	4,0	2,1	2,4	1,8	1,3	0,7	0,3	0,2	0,1	0,1
	[kg/TJ]	12,8	10,2	8,0	4,3	4,8	3,6	2,6	1,4	0,7	0,5	0,3	0,1
CH ₄ gesamt	[kg/TJ]	27,0	22,2	17,7	10,1	10,6	8,2	6,1	3,8	2,2	1,7	1,2	0,7
NMVOG gesamt	[kg/TJ]	17,0	14,0	11,2	6,4	6,7	5,2	3,8	2,4	1,4	1,1	0,8	0,4
CO ₂ aus Fackel	[kg/TJ]	2.353	2.168	1.981	1.601	1.189	1.075	961	724	256	232	207	156

inkl. direkter Emissionen aus Explorationsaufwand für die Ölförderung:

onshore	Einheit	Russland				OPEC				OECD			
		2000	2010	2020	2030	2000	2010	2020	2030	2000	2010	2020	2030
CH ₄ gesamt	[kg/TJ]	29,4	24,5	20,1	12,5	10,8	8,4	6,2	3,9	2,9	2,4	1,9	1,4
NMVOG gesamt	[kg/TJ]	17,8	14,8	12,0	7,2	6,8	5,2	3,9	2,4	1,6	1,3	1,0	0,7
CO ₂ gesamt	[kg/TJ]	3.003	2.819	2.632	2.252	1.228	1.115	1.000	764	451	427	402	351

Quelle: eigene Berechnungen nach DGMK (1992), ESU/PSI/BEW (1996) und WEC (1988) sowie Daten der National Inventory Reports für einzelne Länder (vgl. UN-FCCC 2005)

Tabelle 6 Direkte Emissionen aus der offshore-Ölförderung nach Regionen und Bezugsjahr

	Einheit	Nordsee				OPEC				OECD			
		2000	2010	2020	2030	2000	2010	2020	2030	2000	2010	2020	2030
Heizwert Rohöl	[GJ/t]	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6
Erdölgas/Rohöl	[m ³ /t]	80	80	80	80	150	150	150	150	80	80	80	80
Erdölgas/Rohöl	[m ³ /TJ]	1.970	1.970	1.970	1.970	3.695	3.695	3.695	3.695	1.970	1.970	1.970	1.970
Diffuse Verluste		0,10%	0,09%	0,08%	0,05%	0,15%	0,13%	0,10%	0,08%	0,10%	0,09%	0,08%	0,05%
Fackelanteil		5,0%	4,5%	4,0%	3,0%	12,5%	11,3%	10,0%	7,5%	5,0%	4,5%	4,0%	3,0%
Fackelumsatz		98,0%	98,5%	99,0%	99,5%	97,0%	97,5%	98,0%	98,5%	98,0%	98,5%	99,0%	99,5%
CH₄ diffuse Verluste	[m ³ /TJ]	1,5	1,3	1,1	0,8	4,3	3,5	2,8	2,1	1,5	1,3	1,1	0,8
	[kg/TJ]	1,1	0,9	0,8	0,5	3,0	2,5	2,0	1,5	1,1	0,9	0,8	0,5
CH₄ Fackel	[m ³ /TJ]	1,5	1,0	0,6	0,2	10,6	8,0	5,7	3,2	1,5	1,0	0,6	0,2
	[kg/TJ]	1,1	0,7	0,4	0,2	7,6	5,7	4,1	2,3	1,1	0,7	0,4	0,2
NMVOC diff. Verluste	[m ³ /TJ]	0,3	0,3	0,3	0,2	1,0	0,8	0,6	0,5	0,3	0,3	0,3	0,2
	[kg/TJ]	0,7	0,6	0,5	0,3	1,9	1,6	1,3	1,0	0,7	0,6	0,5	0,3
NMVOC Fackel	[m ³ /TJ]	0,3	0,2	0,1	0,1	2,4	1,8	1,3	0,7	0,3	0,2	0,1	0,1
	[kg/TJ]	0,7	0,5	0,3	0,1	4,8	3,6	2,6	1,4	0,7	0,5	0,3	0,1
CH₄ diffus+Fackel	[kg/TJ]	2,2	1,7	1,2	0,7	10,6	8,2	6,1	3,8	2,2	1,7	1,2	0,7
NMVOC diff.+Fackel	[kg/TJ]	1,4	1,1	0,8	0,4	6,7	5,2	3,8	2,4	1,4	1,1	0,8	0,4
CO₂ aus Fackel	[kg/TJ]	256	232	207	156	1.189	1.075	961	724	256	232	207	156

inkl. direkter Emissionen aus Explorationsaufwand für die Ölförderung:

offshore	Einheit	Nordsee				OPEC				OECD			
		2000	2010	2020	2030	2000	2010	2020	2030	2000	2010	2020	2030
CH₄ gesamt	[kg/TJ]	4,5	4,0	3,6	3,0	10,8	8,4	6,2	3,9	2,9	2,4	1,9	1,4
NMVOC gesamt	[kg/TJ]	2,2	1,9	1,6	1,2	6,8	5,2	3,9	2,4	1,6	1,3	1,0	0,7
CO₂ gesamt	[kg/TJ]	451	427	402	351	1.228	1.115	1.000	764	451	427	402	351

Quelle: eigene Berechnungen nach DGMK (1992), ESU/PSI/BEW (1996) und WEC (1988) sowie Daten der National Inventory Reports für einzelne Länder (vgl. UN-FCCC 2005)

Um der besonderen Rolle des Öls aus RU/GUS Rechnung zu tragen, wurden die Bohrleistungsbedarfe in RU/GUS (vgl. Tabelle 1) sowie die Ölbegleitgasmengen (vgl. Tabelle 3) variiert.

Bei sonst gleichen Annahmen ergeben sich für das Jahr 2000 die in der folgenden Tabelle gezeigten Ergebnisse für die Gesamtemissionen aus der russischen Ölförderung.

Tabelle 7 Direkte Emissionen der russischen Ölförderung bei Variation von Parametern

Annahme	CO ₂	CH ₄	NMVOG
GEMIS	3.003	29,4	17,8
0,010 m ³ /t Öl	2.483	27,5	17,2
0,077 m ³ /t Öl	3.355	30,6	18,3
150 m ³ /t Öl	2.062	18,6	11,0
80 m ³ /t Öl	1.404	11,0	6,2

Quelle: Eigene Berechnungen; Daten in kg/TJ Ölbereitstellung frei Förderung

Deutlich sichtbar ist, dass eine Verringerung des Bohrleistungsaufwands um 80% eine Reduktion der CO₂-Emissionen um nur 17% ergibt, während die Reduktion des Ölbegleitgases um 40% bzw. knapp 70% eine CO₂-Reduktion um 31% bzw. 53% ergibt, also *deutlich wirksamer* ist. Bei *künftigem* Aufschluss von Ölfeldern in RU ist daher die Frage wesentlicher, wie viel Ölbegleitgas zu erwarten ist als die notwendige Explorationsleistung für die Bohrungen. Aufgrund der Daten aus UNFCCC (2004) wurde angenommen, dass die Begleitgaserfassung in RU deutlich ansteigt, womit bis 2010 eine Reduktion des Ölbegleitgases auf 225 m³/t und bis 2020 auf 200 m³/t angenommen wurde. Bis 2030 wird angenommen, dass die Ölbegleitgasmenge auf 150 m³/t Rohöl absinkt.

3.4 Transport von Rohöl

Der Übersee-Öltransport von Rohöl und Mineralölprodukten aus der OPEC 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 der DGMK-Studie (1992) für den Nahen Osten übereinstimmt.

Für den Transport von Rohöl aus Russland bzw. der GUS wird eine strombetriebene Pipeline unterstellt, die Transportentfernung wurde mit ca. 2.500 km (DGMK 1992) angenommen.

Der Transport von Nordsee-Öl nach Deutschland per Pipeline über eine mittlere Entfernung von 500 km, die Pipeline wird mit Strom aus dem EU-Verbundnetz betrieben und erfordert einen Kraftaufwand von 0,07 MJ/t*km.

3.5 Importstruktur für Rohöl von 2000 bis 2030

In GEMIS 4.4 sind entsprechend der vorgenannten Darstellung die Erdölvorketten in den jeweiligen Ländern (Primärenergiegewinnung, Aufbereitung, Transport usw.) disaggregiert enthalten (vgl. auch Anhang).

Im folgenden werden die jeweils angesetzten Liefermixe für Deutschland ausgewiesen.

Tabelle 8 *Aufkommen von Rohöl in Deutschland bis 2030*

Herkunft	2000	2010	2020	2030
Inland	3,5%	2%	1%	0
EU/NO	31,0%	28%	25%	20%
RU	30,0%	35%	39%	45%
OPEC	35,5%	35%	35%	35%
Gesamt	100,0%	100%	100%	100%

Quelle: eigene Berechnungen; für Öl aus Russland IWO (2005)

Das Inlandsaufkommen sowie die Importe aus Europa und der OPEC wurden für das Jahr 2000 auf Basis von internationalen Daten (IEA 2004a) angesetzt¹⁰, der Anteil des Öls aus Russland wurde abweichend wie folgt bestimmt:

Aufgrund der Daten nach IEA (2004a) wurde für das Jahr 2000 von IWO eine „Rückrechnung“ vorgenommen, die die RU-Vorkettenanteile von verarbeiteten Ölproduktimporten nach Deutschland (insbesondere Öl EL) enthält (vgl. IWO 2005). Damit ergibt sich ein RU-Anteil beim Raffinerieprodukt Öl-EL von 30% statt dem Rohöl-Lieferanteil von knapp 32%.

Die Daten für die Folgedekaden beruhen auf *eigenen Schätzungen* zur Entwicklung der Importstruktur, bei denen die relative Wettbewerbsfähigkeit der Lieferregionen sowie die absehbare Erschöpfung der regionalen Vorkommen berücksichtigt wurde. Basis dieser Abschätzungen sind Untersuchungen der IEA zur Kostenentwicklung fossiler Ressourcen (IEA 2005) sowie Annahmen aus EWI/Prognos (2005) zur Entwicklung des Weltölmarktes.

3.6 Raffination von Rohöl

Raffinerien in Deutschland

In GEMIS wird seit der Version 4.2 für Deutschland mit einem Raffineriemodell gerechnet, das vom IFEU für den MWV entwickelt wurde (vgl. IFEU 2003). Eine Fortschreibung der Kenndaten für die künftigen Jahre wurde nicht vorgenommen, da die möglichen Einsparungen sich mit dem steigenden Aufwand für die Öl- und Kraftstoffaufbereitung die Waage halten werden.

¹⁰ Die Aufkommensstruktur für Rohöl im Jahr 2000 in den anderen Ländern wurde auf Basis der Daten für OECD-Länder nach IEA (2004a) und für Nicht-OECD-Länder nach IEA (2003) modelliert. Die Fortschreibung für die Folgedekaden beruht auf der gleichen Schätzgrundlage wie für Deutschland.

Um die Effekte eines Biogaseinsatzes im Raffineriegaskessel abzubilden, wurde eine entsprechende Variante mit in die Ergebnisbetrachtung aufgenommen.

Raffinerien in der EU-15 und anderen OECD-Ländern

Für die anderen EU-15- und OECD-Länder werden Raffinerien auf Basis von ESU/PSI/BEW (1996) angenommen (vgl. ÖKO 1994; 2003; 2004) und in GEMIS 4.4 über die Fortschreibung der nationalen Energiemixe aktualisiert.

Raffinerien in den MOE-Staaten und der OPEC

Für die Länder in Mittel- und Osteuropa werden auf Basis von Daten der IEA (2004a) die Eigenbedarfe der Raffinerien zu 1,5% elektrisch (inkl. Eigenerzeugung) sowie 7,5% thermisch angesetzt, die direkten NMVOC- und CH₄-Emissionen werden 50% über denen der EU/OECD-Raffinerien angenommen.

Für die OPEC wird aufgrund des überwiegend schweren Produktspektrums sowie der relativ neuen Anlagen und geringen Schwefelgehalten im Rohöl (Ausnahme: Venezuela) ein gleicher Strombedarf wie in der EU/OECD angenommen und für den thermischen Bedarf den der MOE-Staaten verwendet. Die direkten Emissionen werden aufgrund des Anlagenalters wie in der EU/OECD angenommen-

Raffinerien in Russland

Für die Raffinerien in RU werden Strombedarfe wie in den MOE-Ländern und aufgrund der älteren Anlagen höhere Prozesswärmebedarfe von 10% angenommen. Die Summe entspricht dem aggregierten Energieaufwand, wie er in ESU/PSI/BEW (1996) genannt ist.

Die direkten Emissionen werden aufgrund des Anlagenzustands doppelt so hoch wie in der EU/OECD angenommen.

Die folgende Tabelle gibt nochmals eine Zusammenfassung der Raffinerie-Kenndaten.

Tabelle 9 Überblick zu Energiebedarf und direkten Emissionen der Raffinerien

Land/Region	elektrisch	thermisch	Emissionen in kg/TJ _{out}	
			NMVOC	CH ₄
DE*	0,3%	6,0%	7,8	0,24
EU/OECD	0,5%	5,5%	10	1
MOE	1,0%	7,5%	15	1,5
OPEC	0,5%	7,5%	10	1
RU	1,5%	10,0%	20	2

*= Einzelbetrachtung nach IFEU (2003)

3.7 Transport von Erdölprodukten

Die raffinierten Produkte werden über nationale Lkw bzw. Bahn zu den Verbrauchern geliefert, wobei die Transportentfernungen pauschaliert angenommen und nicht über die Zeit variiert wurden.

Ausgehend von der Raffinerie bzw. größeren Tanklagern ist ein regionaler Transport von Ölprodukten zum Verbraucher erforderlich, für den modellseitig ein Tankwagen (Lkw) angenommen wird. In der Realität erfolgt oft noch eine weitere Lagerung in kleineren Tanklagern bei Brennstoffhändlern, bevor diese das Heizöl mit Tankwagen zu den Verbrauchern liefern.

Größere Ölkunden (Industrie, Kraftwerke) beziehen den Brennstoff in Kesselwagen der Bundesbahn oder - bei Anlagen in Hafennähe - von Binnenschiffen (Kleintanker). Vereinfachend wird angenommen, dass Heizöl für kleinere Feuerungen (Heizanlagen, Heizwerke) von einem Lkw angedient werden und größere Anlagen den Bahntransport nutzen. Als Transportentfernung werden jeweils 100 km unterstellt.

Vereinfachend wurden – wie die Speicher bei Erdgas - die Öl-Tanklager (mit geringen Aufwänden für Heizung, Beleuchtung, Pumpen sowie sehr geringen CH₄- und NMVOC-Emissionen) in den Bilanzen vernachlässigt.

3.8 Ergebnisse zu den Erdöl-Vorketten

Die vorstehenden Daten aus GEMIS 4.4 wurden verwendet, um mit dem Computerprogramm die Gesamtemissionsfaktoren je bereitgestellter Einheit Endenergie zu berechnen.

Zusätzlich wurden die Vorketten hinsichtlich der wichtigsten Prozesse disaggregiert, um den Einfluss der einzelnen Umwandlungsstufen zu verdeutlichen.

Die im Folgenden dargestellten Ergebnisse unterstellen jeweils die gesamten Aufwendungen für die Förderung, Erstaufbereitung und Transport (Anlieferung frei Deutschland) und beziehen auch die Herstellung der Anlagen mit ein. In den Vorketten sind ebenfalls die jeweiligen Energievorketten (Prozesswärme, Strom) über die verschiedenen Zeitpunkte und Länder(gruppen) einbezogen. Bei Öl aus Russland im Jahr 2000 wurden zusätzlich die Effekte der Parametervariation in die Berechnung der Gesamtemissionen einbezogen.

Die Daten beziehen sich allein auf die Bereitstellung der *Endenergie*, d.h. die eigentliche Nutzung der Energieträger (z.B. für Heizungen) ist *nicht* enthalten.

Tabelle 10 Gesamtemissionen der Rohölbereitstellung in Deutschland im Jahr 2000 inkl. der Effekte bei Variation von Parametern

[kg/TJ _{end}]	CO ₂ -Äquiv.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Öl-roh DE-mix	5.457	5.001	19	0,1
Öl-roh DE-mix (RU Bohr-min)	5.061	4.624	18	0,1
Öl-roh DE-mix (RU Begleitgas-red)	5.100	4.719	15	0,1
Öl-roh DE-mix (RU Begleitgas-min)	4.850	4.521	13	0,1
Öl-roh RU frei DE	9.427	8.472	39	0,2
Öl-roh RU frei DE (Boh-min)	8.109	7.216	37	0,1
Öl-roh RU frei DE (Begleitgas-red)	8.238	7.531	29	0,2
Öl-roh RU frei DE (Begleitgas-min)	7.405	6.873	21	0,2
Öl-roh Nordsee frei DE	2.146	1.984	6	0,1
Öl-roh OPEC frei DE	4.603	4.313	12	0,1

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.4

Die Resultate zeigen, dass die Parametervariation in der russischen Vorkette bezogen auf das Rohöl-Mix in Deutschland vergleichsweise *wenig ergebniswirksam* sind: Selbst bei minimalem Ansatz für die Explorationsvorleistung würden sich nur 7% geringere THG-Emissionen ergeben, bei minimalem Begleitgasanteil würden die THG-Emissionen um ca. 11% sinken.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Effekte der Parametervariation (inkl. Biogaseinsatz in deutschen Raffinerien) für die Bereitstellung des raffinierten Produkts Heizöl-EL.

Tabelle 11 Gesamtemissionen der Heizöl-EL-Bereitstellung in Deutschland im Jahr 2000 inkl. der Effekte bei Variation von Parametern

[kg/TJ _{end}]	CO ₂ -Äquiv.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Öl-EL ab Raff	11.428	10.854	21	0,3
Öl-EL ab Raff (RU Bohr min)	11.031	10.475	20	0,3
Öl-EL ab Raff (RU Begleitgas red.)	11.070	10.570	18	0,3
Öl-EL ab Raff (RU Begleitgas min)	10.819	10.372	16	0,3
Öl-EL ab Raff (Biogas)	8.819	8.246	21	0,3
Öl-EL frei HH/KV	11.734	11.153	21	0,3
Öl-EL frei HH/KV (RU Bohr-min)	11.337	10.774	21	0,3
Öl-EL frei HH/KV (RU Begleitgas red)	11.375	10.869	18	0,3
Öl-EL frei HH/KV (RU Begleitgas min)	11.124	10.671	16	0,3
Öl-EL frei HH/KV (Biogas)	9.125	8.546	21	0,3

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.4

Dies zeigt, dass die russische Parametervariation bezogen auf das bereitgestellte Produkt leichtes Heizöl noch geringer sind: Gegenüber dem Heizöl ab Raffinerie macht die Annahme minimaler russischer Explorationsvorleistung bei den THG nur etwa 3% Reduktion aus, bei minimalem Begleitgasanteil läge die Reduktion bei ca. 5%. Bezogen auf das beim Verbraucher (Haushalte und Kleinverbrauch) bereitgestellte Heizöl wären die Unterschiede nochmals etwas geringer.

Würde dagegen *Biogas* als Brennstoff für die Raffineriegaskessel in deutschen Raffinerien eingesetzt, so könnte bezogen auf die Raffinerieabgabe eine THG-Reduktion von knapp 23% erreicht werden bzw. etwa 22% bezogen auf die Bereitstellung beim Verbraucher. Diese Maßnahme wäre demnach *vergleichsweise wirksam*.

Die folgende Tabelle zeigt, wie sich die THG-Emissionen aus der Rohöl- bzw. Heizöl-Bereitstellung bis 2030 entwickeln, wenn die Annahmen zu den Emissionssenkungen in den Vorketten sowie zu den Energiebedarfsentwicklungen und Importverteilungen eintreten.

Tabelle 12 Gesamtemissionen der künftigen Rohöl- bzw. Heizölbereitstellung in Deutschland

[kg/T _{J_{end}}]	CO ₂ -Äquiv.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Öl-roh DE-mix 2010	5.332	4.928	16	0,1
Öl-roh RU frei DE 2010	8.984	8.173	33	0,2
Öl-roh Nordsee frei DE 2010	1.958	1.811	6	0,0
Öl-roh OPEC frei DE 2010	4.453	4.218	10	0,0
Öl-EL-DE-mix ab Raff 2010	11.306	10.786	19	0,3
Öl-EL-DE-mix frei HH/KV 2010	11.602	11.076	19	0,3
Öl-roh DE-mix 2020	5.219	4.865	14	0,1
Öl-roh RU frei DE 2020	7.789	7.154	26	0,2
Öl-roh Nordsee frei DE 2020	1.781	1.649	5	0,0
Öl-roh OPEC frei DE 2020	4.302	4.122	7	0,0
Öl-EL-DE-mix ab Raff 2020	11.177	10.716	16	0,3
Öl-EL-DE-mix frei HH/KV 2020	11.474	11.007	16	0,3
Öl-roh DE-mix 2030	5.164	4.893	11	0,1
Öl-roh RU frei DE 2030	7.175	6.737	17	0,2
Öl-roh Nordsee frei DE 2030	1.696	1.582	5	0,0
Öl-roh OPEC frei DE 2030	4.055	3.926	5	0,0
Öl-EL-DE-mix ab Raff 2030	11.117	10.739	13	0,3
Öl-EL-DE-mix frei HH/KV 2030	11.414	11.030	13	0,3

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.4

Diese Ergebnisse zeigen, dass gegenüber 2000 die THG-Emissionen der Ölvorketten des deutschen Aufkommensmixes künftig leicht *sinken* werden, bis 2030 aber fast wieder die Werte von 2000 erreichen, da sich das Gewicht der Lieferregionen stärker in Richtung RU verschiebt als dort THG-Reduktionen stattfinden.

Am deutlichsten sind die THG-Emissionsreduktionen für die EU-Förderung (17%) und in Russland (24%), in der OPEC beträgt die Reduktion immerhin noch 12% (jeweils 2030 gegenüber 2000).

Die wichtigsten Gründe hierfür sind die bessere Begleitgaserfassung bzw. -nutzung und wirksamere Abfackelung bei der Förderung (CH₄-Reduktion) sowie die Verbesserungen in der Strombereitstellung bzw. der Kraftbereitstellung durch effizientere Gasturbinen bzw. GuD-Kraftwerke..

Die Tabelle zeigt, dass die THG-Emissionen von deutschem Heizöl-EL trotz der Verbesserungen in den Vorketten-Prozessen durch die Änderungen im Liefermix hin zu vermehrtem Import aus der Russland gegenüber dem Jahr 2000 bis 2030 praktisch gleich bleiben werden.

Den kumulierten Primärenergieverbrauch (KEV) der Rohöl- bzw. Heizöl-EL-Bereitstellung zeigt folgende Tabelle.

Tabelle 13 Primärenergieverbrauch der Rohöl- bzw. Heizöl-Bereitstellung in Deutschland

[TJ _{primär} /TJ _{end}]	2000	2010	2020	2030
Öl-roh DE-mix	1,051	1,051	1,051	1,054
Öl-roh RU frei DE	1,082	1,079	1,073	1,074
Öl-roh Nordsee frei DE	1,024	1,022	1,019	1,018
Öl-roh OPEC frei DE	1,041	1,041	1,041	1,042
Öl-EL-DE-mix ab Raff	1,143	1,143	1,142	1,146
Öl-EL-DE-mix frei HH/KV	1,147	1,147	1,146	1,150

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.4

Russisches Rohöl zeigt im KEV bis 2020 leichte Reduktion, danach steigt der Aufwand wieder leicht an, da die vermehrte sekundäre Förderung nicht mehr durch Effizienzsteigerungen in der Stromvorkette kompensiert wird.

Ähnliches gilt für OPEC-Öl, während für EU-Rohöl (Nordsee) der durch vermehrte sekundäre Förderung steigende Energiebedarf durch die höhere Effizienz der Strombereitstellung überkompensiert wird.

Der KEV des deutschen Öl-EL-Liefermixes wird bis 2030 gegenüber 2000 insgesamt leicht höhere KEV-Werte aufweisen.

Die THG-Emissionen in den Vorketten zeigt die folgende Tabelle für die wichtigsten Prozessstufen, wobei hier jeweils die direkten Emissionen sowie die Energie- und Stoffaufwände auf der jeweiligen Prozessstufe aggregiert wurden.

Die der Förderung nachfolgenden Transporte sind *ohne* die Förderung dargestellt, d.h. die einzelnen Prozessstufen sind additiv.

Tabelle 14 Differenzierung der THG-Emissionen für die Erdöl-Vorketten bis 2030

[kg/TJ _{end}]	CO ₂ -Äquiv.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Öl-Förderung RU 2000	7.525	6.686	35,1	0,1
Öl-Förderung RU 2010	7.069	6.384	28,3	0,1
Öl-Förderung RU 2020	6.434	5.895	22,0	0,1
Öl-Förderung RU 2030	5.912	5.560	13,8	0,1
Öl-Pipeline RU nach DE - 2000	1.902	1.786	4,3	0,1
Öl-Pipeline RU nach DE - 2010	1.915	1.790	4,6	0,1
Öl-Pipeline RU nach DE - 2020	1.355	1.260	3,5	0,0
Öl-Pipeline RU nach DE - 2030	1.263	1.177	3,2	0,0
Öl-Förderung EU 2000	2.017	1.863	6,1	0,0
Öl-Förderung EU 2010	1.837	1.698	5,5	0,0
Öl-Förderung EU 2020	1.657	1.532	4,9	0,0
Öl-Förderung EU 2030	1.572	1.466	4,2	0,0
Öl-Pipeline NO nach DE 2000	130	122	0,3	0,0
Öl-Pipeline NO nach DE 2010	121	113	0,3	0,0
Öl-Pipeline NO nach DE 2020	125	117	0,3	0,0
Öl-Pipeline NO nach DE 2030	124	116	0,3	0,0
Öl-Förderung OPEC 2000	2.744	2.472	11,3	0,0
Öl-Förderung OPEC 2010	2.594	2.376	9,0	0,0
Öl-Förderung OPEC 2020	2.444	2.280	6,7	0,0
Öl-Förderung OPEC 2030	2.197	2.085	4,5	0,0
Öl-Tanker OPEC 2000	1.859	1.841	0,6	0,0
Öl-Tanker OPEC 2010	1.858	1.841	0,6	0,0
Öl-Tanker OPEC 2020	1.858	1.841	0,6	0,0
Öl-Tanker OPEC 2030	1.859	1.841	0,6	0,0

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.4

Die Förderemissionen in RU (ohne Transport) liegen im Jahr 2000 beim knapp vierfachen Wert der EU-Förderung, während die OPEC-Ölförderung in 2000 „nur“ knapp 40% darüber liegt. Die Transportemissionen für RU- und OPEC-Rohöl sind dagegen etwa gleich hoch.

4 Die Erdgas-Vorketten in GEMIS

Im folgenden Kapitel werden die in GEMIS verfügbaren Grunddaten für Emissionen von Treibhausgasen (THG) aus den der Nutzung vorgelagerten Prozessketten für Erdgas frei Kraftwerk/Industrie bzw. frei Haushalte/GHD¹¹ dargestellt.

Dabei werden jeweils die *direkten* THG-Emissionen (CO₂, CH₄, N₂O) betrachtet, die auf den einzelnen Stufen der Vorketten (Primärenergiegewinnung, Aufbereitung, Transport usw.) entstehen.

Ergänzend werden jeweils die aus benötigten Hilfsenergien, Hilfsstoffen sowie der Herstellung der jeweiligen Anlagen *indirekt* entstehenden THG einbezogen.

Diese Daten werden dann zu Gesamtemissionsfaktoren je bereitgestellter Einheit Endenergie zusammengefasst und zusätzlich auch der kumulierte Energieverbrauch (KEV) je Einheit Endenergie dargestellt.

Grundlage der Darstellung sind die Daten aus GEMIS Version 4.3, die im Rahmen der vorliegenden Kurzstudie sowie durch Arbeiten für die EEA¹² teilweise weiter zur Version 4.4 aktualisiert wurden.

Die Ergebnisrelevanz dieser Aktualisierungen wird im Kapitel 5 ausgewiesen.

4.1 Erdgasexploration

Wie beim Erdöl steht vor der Gewinnung von Erdgas die Exploration – hier sind jedoch die Aufwendungen wesentlich geringer: Sowohl eine unabhängige Studie (ESU/PSI/BEW 1996) wie auch die Arbeit der DGKM (1992) belegen, dass die Vorleistungen zur Exploration unter 0,1% des geförderten Erdgas-Energiegehalts liegen, so dass im Rahmen der Genauigkeiten von Lebensweganalysen dieser Aufwand keine Berücksichtigung findet.

4.2 Erdgasförderung und Aufbereitung

Zu Beginn der Nutzung von Gasfeldern ist der Reservoirdruck i.A. so hoch, dass für den Pipelinetransport keine Kompression erforderlich ist. In älteren Feldern sowie bei kombinierter Öl/Gasförderung ist jedoch eine Verdichtung notwendig. Da die nachfolgende Gasaufbereitung (vgl. unten) z.T. recht hohe Druckverluste aufweist (Waschkolonnen, Wärmetauscher u.ä.), die durch Kompression ausgeglichen werden müssen, fassen wir die Diskussion des Kraftbedarf der Förderung und Aufbereitung zusammen.

DGKM (1992) geben für die onshore-Förderung von (schwefelarmem) Süßgas einen Energiebedarf von 1,1% (inkl. Aufbereitung) an, für die offshore-Förderung inkl. Aufbereitung 1,3% des geförderten Energiegehalts des Erdgases. Für onshore-Sauergas wird – wiederum inkl. Aufbereitung – dort ein Wert von 5% genannt.

¹¹ Gewerbe-Handel-Dienstleistungen

¹² Vgl. Fußnote 2.

ESU/PSI/BEW (1996) geben ebenfalls aggregiert für Förderung und Aufbereitung einen Wert von 1% an.

Für die Bereitstellung von Erdgas (Förderung + Aufbereitung) wird nach der Studie der WEC (1988) ein Aufwand von 0,2 % des Energieinhaltes für Kompressionsarbeit angenommen, als Kraftbedarf sind dies rd. 0,06 %.

In GEMIS wird die Förderung in off- und onshore unterschieden und auf zwischen der Förderung und Aufbereitung des Erdgases differenziert, um die Energie- und Stoffströme (insb. CH₄-Verluste) einzeln zu behandeln. Zudem nach Ländergruppen differenziert und die Gaszusammensetzung für die Ländergruppen einbezogen¹³.

Generell wird für die on- und offshore-Förderung im Jahr 2000 ein Kraftbedarf von 0,11% bezogen auf den Gasheizwert (entsprechend rd. 0,4% als Brennstoffeinsatz) angenommen, der aufgrund der Erschöpfung ergiebiger Lager und dem Aufschluss tieferer Lagerstätten auf 0,115% in 2010 sowie 0,125% in 2020 und 0,15% in 2030 ansteigt. Für offshore-Förderung wird dieser Kraftbedarf durch eine Gasturbine, für onshore-Standorte aus dem Kraftwerkspark gedeckt¹⁴.

Die der Förderung nachfolgende Gasaufbereitung (Trocknung, Entschwefelung, C_nH_m-Abscheidung) erfordert überwiegend Brennstoff für Prozesswärme in der Größenordnung von 0,5 % des Energiegehalts des Gasinputs. Für die Nutzung des Gases ist bei „trockenen“ Feldern (d.h. ohne Öl- oder Wasseranteile) nur die Abscheidung der schweren Kohlenwasserstoffe sowie des Schwefels (H₂S, COS usw.) notwendig, bei „nassem“ Gas dagegen auch eine Trocknung. Amerikanische Quellen geben als Richtzahlen Werte für den Prozessenergiebedarf der einzelnen Stufen für die H₂S-Entfernung 2,0%, für die Dehydration 1% und für die C_nH_m-Absorption 0,7% an, jeweils bezogen auf den Heizwert des Gases. Diese Werte schwanken stark mit der Gaszusammensetzung um etwa den Faktor 2.

Gasförderung und Aufbereitung in Deutschland

Die deutsche Gasförderung wird entsprechend der generellen Daten mit einem Kraftbedarf von 0,11% angesetzt, der aufgrund der Erschöpfung ergiebiger Lager und dem Aufschluss tieferer Lagerstätten auf 0,115% in 2010 sowie 0,125% in 2020 und 0,15% in 2030 ansteigt. Der Kraftbedarf wird durch elektrische Kompressoren gedeckt, die Strom aus dem deutschen Kraftwerkspark beziehen. Bei den direkten CH₄-Emissionen wird ein Verlust von 0,075% des Gases (inkl. Fackelverlusten) für das Jahr 2000 angesetzt, der bis 2030 auf 0,05% abgesenkt wird.

Für die Gasaufbereitung wird nach DGMK (1992) ein Sauer gasanteil von 50% angenommen, für den nach Daten der Aufbereitungsanlage Großkneten als Energieaufwand 1% des Gasoutputs für Prozesswärme und 1% für Kraftanwendungen erforderlich sind. Die Prozesswärme wird in Gaskesseln, der Strom aus dem Kraftwerksmix bereitgestellt. Für die 50% Süßgasanteil wird als Kraftbedarf 0,1% des Gasoutputs unterstellt, der ebenfalls durch Strom gedeckt wird.

¹³ Dabei spielen die unterschiedlichen CH₄-Gehalte eine Rolle, die in GEMIS über die Elementaranalyse explizit je Land vorliegen. Große Unterschiede gibt es in der EU vor allem bezüglich dem heizwertärmeren und damit auch CH₄-ärmeren Erdgas „L“ in den Niederlanden sowie dem heizwertreichen Erdgas „H“ aus NO und RU.

¹⁴ Auch die Effizienz der Gasturbinen und die Zusammensetzung der Kraftwerksparkte ändern sich über die Zeit.

Die diffusen CH₄-Verluste der Gasaufbereitung werden mit 0,075% des Gasoutputs im Jahr 2000 angenommen, die bis 2030 auf 0,05% sinken.

Gas-Förderung und -aufbereitung für Nordseegas (DK, IE, NO, UK)

Für das in der Nordsee geförderte Erdgas H wird ebenfalls der generell abgeleitete Kraftbedarf von 0,1% des Gasheizwertes (als Strom 0,11%) angenommen, der bis 2030 auf 0,15% ansteigt. Für die Aufbereitung wird nach Angaben der Ruhrgas (1992) ein Gaseigenverbrauch zur Trocknung und (katalytischen) Entschwefelung von rund 0,1% des Heizwertes angesetzt, der durch Erdgas gedeckt wird. Die direkten CH₄-Emissionen durch diffuse Verluste der Gasaufbereitung werden mit 0,125% des Gasoutputs im Jahr 2000 angenommen, die bis 2030 auf 0,05% sinken.

Gas-Förderung und -aufbereitung in anderen EU-15-Staaten sowie OECD-Ländern (AU, CA, US)

Die Förderung von Erdgas erfolgt in den anderen EU-15- sowie den OECD-Ländern Australien, Kanada und den USA überwiegend auf dem Land, der hierfür erforderliche Kraftbedarf wird wie in der generellen Abschätzung mit bei 0,1% des Gasheizwertes (0,11% als Stromein-satz) angenommen. Zur Gasaufbereitung werden wie für die Nordsee weitere 0,1% des Gasheizwertes unterstellt. Die direkten Methanverluste werden bei der Förderung und Aufbereitung wie für Nordseegas (siehe oben) angesetzt.

Gasförderung und -aufbereitung in Russland

Die Prozesskette für Gas aus Russland basiert auf verschiedenen Arbeiten zu den dortigen Emissionen (u.a. ÖKO 1993a; WI 2005). Für die Erdgasförderung wird im Jahr 2000 ein Bedarf von mechanischer Energie von 0,1% bezogen auf den Heizwert des geförderten Gases unterstellt. Diese mechanische Arbeit wird über Gasturbinen am Förderstandort realisiert. In den späteren Jahren wird der Kraftaufwand aufgrund der Erschöpfung der heutigen Lagerstätten und dem Neuaufschluss tieferer Lager um geschätzte 10% pro Dekade ansteigen.

Die direkten CH₄-Emissionen werden für das Jahr 2000 in Anlehnung an ESU/PSI/BEW (1996) mit 0,5% des *geförderten* Gases (inkl. Fackelverluste) abgeschätzt, die aufgrund von Ertüchtigungen und Neuanlagenbau um 0,1%-Punkte pro Dekade sinken. In WI (2005) werden für die Förderung *und* Aufbereitung des aus RU nach DE exportierten Gases Gesamt-CH₄-Verluste von 0,11% genannt, wobei diese Daten für das Jamburg-Feld gelten.

Für die *Aufbereitung* des Gases wurde ein Strombedarf von 0,2% für Kraft und eine Prozesswärmefrage von 0,64% abgeschätzt. Der Strombedarf für die Elektromotoren wird über das nationale Erzeugungsmix gedeckt und die Prozesswärme über einen Gaskessel geliefert. Unter Berücksichtigung der Nutzungsgrade dieser Anlagen ergibt sich ein summarischer Brennstoffaufwand von ca. 2,3% für die Förderung und Aufbereitung. Dieser Wert stimmt gut mit Schätzungen der DGMK (1992) überein, die 2,1% ermittelte.

Es bleibt künftigen Arbeiten vorbehalten, weitere Angaben aus WI (2005) zu überprüfen und mit dem noch ausstehenden NIR-Bericht für Russland zu vergleichen, da sich WI (2005) auf die russische Gasprom-Ferntransport bezieht und noch keine gesicherten Information über die Förderung und Aufkommensanteile von zentralasiatischem Erdgas im Gesamtsystem der Gasprom-Exporte vorliegen.

Gasförderung und -aufbereitung in Mittel/Osteuropa und der Türkei

Für die Länder in Mittel- und Osteuropa (CZ, HU, PL) wurden Daten die generellen Daten für den Förderenergieaufwand sowie die europäischen Daten für die Aufbereitung verwendet.

Bei den direkten Methanemissionen wurde die nationale THG-Berichterstattung (NIR) ausgewertet, in denen die CH₄-Emissionen von Förderung und Aufbereitung zusammen angegeben werden. Danach ergibt sich ein enges Emissionsband von 85-95 kg/TJ Gasoutput, so dass hier 90 kg/TJ als Standardwert für das Jahr 2000 angenommen wird, das sich hälftig auf die Förderung und Aufbereitung aufteilt. Dieser Emissionsfaktor entspricht einer Leckagerate (inkl. Fackelverlusten) von 0,23%. In den Folgejahren wird die Leckagerate auf 0,2% in 2010 und linear weiter bis auf 0,1% in 2030 abgesenkt.

Die einzelnen Annahmen zum Energiebedarf der Förderung und Aufbereitung von Erdgas sowie die direkten Methanemissionen bei diesen Prozessen zeigen die folgenden Tabellen nochmals in der Übersicht.

Tabelle 15 Direkte Methanemissionen der Erdgasförderung und -aufbereitung nach Region und Bezugsjahr, inklusiver diffuser Freisetzungen

	Förderung				Aufbereitung			
	2000	2010	2020	2030	2000	2010	2020	2030
DE	0,075%	0,065%	0,055%	0,050%	0,075%	0,065%	0,055%	0,050%
RU	0,500%	0,400%	0,300%	0,200%	0,250%	0,200%	0,150%	0,100%
NO	0,200%	0,175%	0,150%	0,100%	0,125%	0,125%	0,125%	0,100%
NL	0,125%	0,113%	0,100%	0,050%	0,125%	0,113%	0,100%	0,050%
DZ/OPEC	0,250%	0,225%	0,200%	0,150%	0,250%	0,225%	0,200%	0,150%
AU/CA/US	0,125%	0,113%	0,100%	0,050%	0,125%	0,113%	0,100%	0,050%

CH₄-Emissionen der Förderung + Aufbereitung durch direkte Verluste

kg/TJ-out	Förderung				Aufbereitung			
	2000	2010	2020	2030	2000	2010	2020	2030
DE	14,6	12,6	10,7	9,7	14,6	12,6	10,7	9,7
RU	97,2	77,8	58,3	38,9	48,6	38,9	29,2	19,4
NO	31,7	27,7	23,7	15,8	19,8	19,8	19,8	15,8
NL	23,1	20,8	18,5	9,2	23,1	20,8	18,5	9,2
DZ/OPEC	48,6	43,7	38,9	29,2	48,6	43,7	38,9	29,2
AU/CA/US	24,3	21,9	19,4	9,7	24,3	21,9	19,4	9,7

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.4

4.3 Überregionaler Transport von Erdgas

Der Transport des gereinigten Gases erfolgt praktisch ausschließlich in Pipelines, die durch Verdichter (Gasturbinen) angetrieben werden. Der Brennstoffbedarf hierfür liegt nach DGMK (1992) je 1000 km Transportdistanz bei 1-2% des Gasoutputs, wobei für den *westeuropäischen* Transport (aus Norwegen + Holland) die Ruhrgas 1,4% je 1000 km als typisch nennt. Dies entspricht je nach Gasqualität einem *Treibstoff*bedarf von 0,15-0,3 MJ/t*km.

Für GEMIS werden 1,8% Gasbedarf je 1000 km angenommen, woraus sich als Mittel bei 30% Verdichternutzungsgrad ein *Kraft*bedarf von rund 0,27 MJ/t*km ergibt.

Für den *Ferntransport* in Westeuropa werden Leckraten (inkl. wartungsbedingter Freisetzung) von 0,006% je 1000 km nach DGMK (1992) unterstellt und daraus die CH₄-Emissionen bestimmt.

Gastransport aus Russland

Für den Transport des Erdgases mittels Pipelines aus Russland werden Gasturbinen-Verdichter mit etwas geringeren Nutzungsgraden (27,5% bzw. 25% in einer Variante) als in Westeuropa angenommen und ein um 50% höherer mechanischer Kompressionsaufwand, was ca. 3% des transportierten Energiegehalts des Erdgases entspricht. Dieser Wert wird auch von ESU/PSI/BEW (1996) benutzt, während WI (2005) von 3,2% ausgeht, jedoch geringere Transportdistanzen ansetzt als GEMIS, womit sich insgesamt in etwa gleiche Aufwände für den Transport ergeben.

Für die Definition der Transportentfernung ist der Herkunftsort des Erdgases entscheidend. Für die von Gasprom nach Deutschland exportierten Gasmengen gibt WI (2005) eine mittlere Transportentfernung von ca. 4.700 km an, d.h. etwa 1.000 km weniger als DGMK (1992) und ESU/PSI/BEW (1996) für die GUS.

Da Angaben über direkte Erdgasverluste (d.h. zu 98% 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 sind¹⁵.

Die Größenordnung der Leckagen von Pipelines, Untergrundspeicher und Kompressorstationen liegt in einer Größenordnung um 1% mit einem Maximalwert für die gesamten Transportemissionen von etwa 2% (vgl. WI 2005), in GEMIS 4.4 wird für den Ferntransport aus Russland mit 1,0% gerechnet, dies liegt knapp 50% über dem Wert aus DGMK (1992) von 0,7%. Zusätzlich wird eine *Maximal-Variante* mit 2% Verlusten einbezogen.

Einen Überblick zu Leckagen und Transportlängen gibt folgende Tabelle, in der die unterschiedliche Erdgaszusammensetzung (CH₄-Gehalt) berücksichtigt wurde.

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

Tabelle 16 Distanzen, Verluste und direkte Emissionen des Erdgastransports

Region	%/1000 km	km	Gesamtverlust	CH ₄ in kg/TJ _{end}
DE	0,06%	250	0,015%	0,3
RU	0,20%	5000	1,000%	197,5
RU-max	0,40%	5000	2,000%	395,0
RU (nach WI 2005)		4700		153,0
EU-offshore (NO)	0,06%	1700	0,102%	1,6
EU-onshore (NL)	0,06%	600	0,004%	0,7
AU	0,10%	2000	0,020%	3,2
CA	0,06%	1000	0,006%	1,0
US	0,06%	1600	0,010%	1,9

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.4

4.4 LNG aus Algerien

In GEMIS wird auch die Bereitstellung von Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas = LNG) einbezogen. Als Lieferland für LNG kommt heute in erster Linie Algerien (Länderkürzel DZ) in Frage, das hier als Stellvertreter für künftige Lieferungen aus Zentralasien und Westafrika dient.

Für LNG entspricht Gewinnung und Gasaufbereitung der von konventionellem Erdgas. Da keine belastbaren Daten zur algerischen Erdgas-Prozesskette vorliegen, wurde eine eigene Schätzungen auf Basis der Onshore-Gasförderung in Europa vorgenommen. Für die Förderung wird damit ein Strombedarf von 0,1% des Energieinhalts des gewonnenen Erdgases unterstellt, der mit einem Gasturbinenkraftwerk bereitgestellt wird.

Als direkte CH₄-Emission bei der Förderung wurden für das Jahr 2000 das Doppelte der EU-Leckagen angenommen, d.h. 0,25% der Rohgasförderung. Bis zum Jahr 2030 wird dies durch Anlagenerneuerung auf 0,15% abgesenkt werden

Für die Gasaufbereitung wurden jeweils 0,1% für Kraft und Prozesswärme, bezogen auf den Energieinhalt des aufbereiteten Gases, angenommen. Der Hilfsstrom wird durch ein Gasturbinenkraftwerk und die Prozesswärme durch einen Gaskessel bereitgestellt.

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 Erdgas rückgewonnen und in das nationale Transportnetz eingespeist.

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, woraus als Mittelwert 0,5 kWh_{el}/m³ LNG angenommen wurde. Als Variante wurde auch mit dem oberen Wert von 0,7 kWh_{el}/m³ LNG gerechnet.

Mit dem Heizwert des LNG von rd. 10 kWh/m³ ergibt sich damit ein Strombedarf der Verflüssigung von 5% des LNG-Heizwerts bzw. von 7% für die obere Variante.

Dieser Strom wird - vereinfachend für Algerien - in einem Gasturbinenkraftwerk (Jahr 2000) bzw. GuD-Kraftwerken (ab 2010) erzeugt.

Die Transportentfernungen für LNG-Tankschiffe liegen beim Import aus Algerien bis zum Hafen in Deutschland bei 3.300 km.

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 - beim Be- und Entladen jeweils 0,1% des Stoffumsatzes als diffuse CH₄-Emissionen angenommen, die den diffusen Verlusten (0,2%) des Tankers zugeordnet werden. Es ergibt sich damit ein CH₄-Emissionsfaktor von 39 kg/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 Kraftwerkspark) abgeschätzt wurden.

Die folgende Tabelle zeigt die disaggregierten Vorketten für die LNG-Bereitstellung aus Algerien, die mit dem GEMIS-Programm unter Einbeziehung aller o.g Hilfsenergien und des Aufwands für die Herstellung der Anlagen berechnet wurden.

Tabelle 17 Disaggregation der THG-Emissionen für LNG aus Algerien bis 2030

Vorketten [kg/TJ _{end}]	CO ₂ -Äquiv.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Gas-Förderung DZ 2000	1.383	249	49	0,0
Gas-Förderung DZ 2010	1.182	166	44	0,0
Gas-Förderung DZ 2020	1.067	162	39	0,0
Gas-Förderung DZ 2030	841	160	30	0,0
Gas-Aufbereitung DZ 2000	1.835	676	50	0,0
Gas-Aufbereitung DZ 2010	1.583	546	45	0,0
Gas-Aufbereitung DZ 2020	1.464	538	40	0,0
Gas-Aufbereitung DZ 2030	1.234	534	30	0,0
LNG-Verflüssigung DZ 2000	8.978	8.445	18	0,4
LNG-Verflüssigung DZ 2000 (max)	12.551	11.822	25	0,5
LNG-Verflüssigung DZ 2010	5.514	5.204	10	0,2
LNG-Verflüssigung DZ 2020	5.295	5.015	9	0,2
LNG-Verflüssigung DZ 2030	5.159	4.923	7	0,2
LNG-Schiff DZ nach DE 2000	570	564	0	0,0
LNG-Schiff DZ nach DE 2010	570	564	0	0,0
LNG-Schiff DZ nach DE 2020	570	564	0	0,0
LNG-Schiff DZ nach DE 2030	570	564	0	0,0

Quelle: eigene Rechnungen mit GEMIS 4.4

4.5 Aufkommensstruktur für Erdgas von 2000 bis 2030

In GEMIS 4.4 sind entsprechend der vorgenannten Darstellung die Erdgasvorketten in den jeweiligen Ländern (Primärenergiegewinnung, Aufbereitung, Transport usw.) disaggregiert enthalten (vgl. auch Anhang).

Im folgenden werden die jeweils angesetzten Liefermixe für Deutschland ausgewiesen.

Tabelle 18 Aufkommen von Erdgas in Deutschland bis 2030

Herkunft	2000	2010	2020	2030
Inland	27,3%	23,7%	20%	15%
NL	18,2%	11,6%	5%	0%
NO	20,0%	25,0%	30%	30%
RU	34,5%	37,2%	40%	45%
DZ (LNG)	0,0%	2,5%	5%	10%
Gesamt	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Quelle: eigene Berechnungen

Das Inlandsaufkommen sowie die Importe wurden für das Jahr 2000 auf Basis von internationalen Daten (IEA 2004b) angesetzt¹⁶.

Die Daten für die Folgedekaden beruhen auf eigenen Schätzungen zur Entwicklung der Importstruktur, bei denen die relative Wettbewerbsfähigkeit der Lieferregionen sowie die absehbare Erschöpfung der regionalen Vorkommen berücksichtigt wurde. Basis dieser Abschätzungen sind Untersuchungen der IEA zur Kostenentwicklung fossiler Ressourcen (IEA 2005) sowie Annahmen aus EWI/Prognos (2005) zur Entwicklung des Weltgasmarktes.

4.6 Gastransport und Speicherung in Deutschland

Für den nationalen Transport in Deutschland wird die generische Hochdruck-Pipeline des kontinentalen Transportsystems und eine mittlere Transportdistanz von 250 km angenommen (vgl. Darstellung in ÖKO 1994).

Lokale Gas-Unterverteilung

Das angelieferte Gas wird lokal in Niederdrucknetzen verteilt, wofür kein Verdichtungsaufwand mehr erforderlich ist. Im lokalen Verteilnetz treten aber *stoffliche* Verluste auf, da Gasleitungen Leckagen zeigen, für Wartungen entleert werden, Unfälle stattfinden usw.

In den Studien für die Klima-Enquête-Kommission über Methanemissionen sind Verlustwerte von 0,4-1% für Westdeutschland abgeschätzt worden. Als Mix von vorhandenen und modernen Gasleitungen wird in GEMIS unterstellt, dass auf der Niederdruckstufe inkl. Hausanschlüssen 0,7% direkte Gasverluste auftreten. Dies entspricht direkten CH₄-Emissionen von 136 kg/TJ Gasoutput. Bei Berücksichtigung der Verluste im Hochdrucknetz, das direkt Großkunden (Kraftwerke, Industrie) versorgt, ergeben sich *gesamte* Verteilverluste von rund 0,4%, was in Übereinstimmung mit Studien der Gaswirtschaft steht¹⁷. Die direkten NMVOC-Emissionen werden entsprechend der Anteile im Erdgas über die prozentualen Verluste bilanziert.

¹⁶ Die Aufkommensstruktur für Erdgas im Jahr 2000 in den anderen Ländern wurde auf Basis der Daten für OECD-Länder nach IEA (2004b) und für Nicht-OECD-Länder nach IEA (2003) modelliert. Die Fortschreibung für die Folgedekaden beruht auf der gleichen Schätzgrundlage wie für Deutschland.

¹⁷ Für Ostdeutschland gab es nach der Umstellung von Stadtgas auf das trockenere Erdgas Verluste von 5-7%, die jedoch durch die laufenden Umstellungs- und Erneuerungsarbeiten der Gaswirtschaft in den 1990er Jahren drastisch reduziert wurden. Daher wird in GEMIS der westdeutsche Wert als Durchschnitt für Deutschland verwendet.

Gas-Speicherung

Der Aufwand zur Speicherung von Erdgas in Kavernen ist nach der Literatur und Daten der Gaswirtschaft keine relevante Prozesskettengröße (DGMK 1992), da Hilfsenergiebedarfe und Verluste hier einerseits gering sind, andererseits nur wenig Gas - bezogen auf den Jahresverbrauch - zum saisonalen Ausgleich gespeichert wird.

Diese Prozessstufe wird daher *vernachlässigt*, was durch die Unsicherheiten insbesondere der Daten zu Importen gerechtfertigt ist.

4.7 Ergebnisse zu den Erdgas-Vorketten

Die vorstehenden Daten aus GEMIS 4.4 wurden verwendet, um mit dem Computerprogramm die Gesamtemissionsfaktoren je bereitgestellter Einheit Endenergie zu berechnen.

Zusätzlich wurden die Vorketten hinsichtlich der wichtigsten Prozesse disaggregiert, um den Einfluss der einzelnen Umwandlungsstufen zu verdeutlichen, sowie die Effekte der durchgeführten Parametervariation für RU-Erdgas und LNG aus Algerien ausgewiesen.

Die im Folgenden dargestellten Ergebnisse unterstellen jeweils die gesamten Aufwendungen für die Förderung, Erstaufbereitung und Transport (Anlieferung frei Deutschland) und beziehen auch die Herstellung der Anlagen mit ein.

In den Vorketten sind ebenfalls die jeweiligen Energievorketten (Prozesswärme, Strom) über die verschiedenen Zeitpunkte und Länder(gruppen) einbezogen.

Die Daten beziehen sich allein auf die Bereitstellung der *Endenergie*, d.h. die eigentliche Nutzung der Energieträger (z.B. für Heizungen) ist *nicht* enthalten.

Tabelle 19 Gesamtemissionen der Erdgasbereitstellung in Deutschland

[kg/TJ _{end}]	CO ₂ -Äquiv.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Vorketten im Jahr 2000				
Erdgas aus DE	2.733	1.933	34,0	0,1
Erdgas aus RU	18.832	9.985	379,3	0,4
Erdgas aus NL	2.646	1.500	49,0	0,1
Erdgas aus NO	3.854	2.524	56,6	0,1
LNG aus DZ	12.766	9.934	117,7	0,4
Erdgas-mix frei KW/IN	8.479	4.852	155,2	0,2
Erdgas-mix frei HH-KV	11.559	4.897	287,1	0,2
Vorketten im Jahr 2010				
Erdgas aus DE	2.580	1.887	29,3	0,1
Erdgas aus RU	16.906	9.366	322,8	0,4
Erdgas aus NL	2.411	1.380	44,1	0,1
Erdgas aus NO	3.710	2.477	52,4	0,1
LNG aus DZ	8.848	6.479	99,6	0,3
Erdgas-mix frei KW/IN	8.297	4.920	144,2	0,2
Erdgas-mix frei HH-KV	11.356	4.966	275,2	0,2

[kg/TJ _{end}]	CO ₂ -Äquiv.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Vorketten im Jahr 2020				
Erdgas aus DE	2.507	1.913	25,2	0,1
Erdgas aus RU	14.900	8.657	266,8	0,4
Erdgas aus NL	2.223	1.303	39,4	0,0
Erdgas aus NO	3.518	2.384	48,1	0,1
LNG aus DZ	8.394	6.279	88,7	0,3
Erdgas-mix frei KW/IN	8.105	4.982	133,3	0,2
Erdgas-mix frei HH-KV	11.144	5.028	263,4	0,2
Vorketten im Jahr 2030				
Erdgas aus DE	2.331	1.796	22,7	0,0
Erdgas aus RU	13.633	8.425	222,0	0,3
Erdgas aus NL	1.846	1.356	20,7	0,0
Erdgas aus NO	3.175	2.326	35,8	0,1
LNG aus DZ	7.803	6.181	67,3	0,3
Erdgas-mix frei KW/IN	8.559	5.544	128,3	0,2
Erdgas-mix frei HH-KV	11.603	5.594	258,4	0,2

Quelle: GEMIS 4.4

Deutlich sichtbar sinken die THG-Emissionen insbesondere beim RU-Erdgas (um 28% in 2030 gegenüber 2000) und LNG (39% in 2030 gegenüber 2000), wobei auch hier wie beim Erdöl die Reduktion der CH₄-Verluste sowie die Steigerung der Effizienz der Hilfsenergiebereitstellung (Stromerzeugungsmixe) die wesentlichsten Ursachen sind. .

Die THG-Emissionen des deutschen „Mix“-Erdgases bleiben praktisch konstant, da die Lieferanteile der vergleichsweise emissionsintensiven Länder ansteigen zu Lasten der emissionsärmeren, womit die spezifische THG-Emissionsminderung kompensiert wird.

Die hier dargestellten THG-Daten für die Erdgasvorketten können mit denen einer Studie des Wuppertal-Instituts für e.on-Ruhrgas (WI 2005) verglichen werden:

Die WI-Studie gibt als „untere Grenze“ rund 7.800 kg/TJ_{end} für CO₂ bzw. 11.100 kg/TJ_{end} für CO₂-Äquivalente an, als Mittelwert 8.700 kg/TJ_{end} für CO₂ bzw. 13.400 kg/TJ_{end} für CO₂-Äquivalente und als „obere Grenze“ 9.700 kg/TJ_{end} für CO₂ bzw. 19.100 kg/TJ_{end} für CO₂-Äquivalente.

GEMIS 4.4 gibt für Erdgas aus RU im Jahr 2000 rd. 10.000 kg/TJ_{end} für CO₂ bzw. rund 18.800 kg/TJ_{end} als CO₂-Äquivalente. Bis 2030 kann sich dies auf 8.400 kg/TJ (CO₂) bzw. 13.600 kg/TJ senken lassen.

Die deutlich geringeren Werte der WI-Studie beruhen im Wesentlichen auf stark reduzierten CH₄-Emissionen bei der russischen Gasförderung und –aufbereitung - es wird weiteren Detailuntersuchungen in der nächsten Zeit vorbehalten bleiben, diese Annahmen der WI-Studie kritisch zu prüfen und ggf. die GEMIS-Daten fortzuschreiben.

Zusätzlich zu den THG wurde auch der kumulierte Primärenergieverbrauch (KEV) je Einheit Endenergie berechnet (siehe folgende Tabelle).

Tabelle 20 Kumulierter Primärenergieverbrauch der Erdgasbereitstellung

[TJ _{prim} /TJ _{end}]	2000	2010	2020	2030
Erdgas aus DE	1,032	1,031	1,029	1,027
Erdgas aus RU	1,248	1,233	1,220	1,215
Erdgas aus NL	1,024	1,023	1,021	1,022
Erdgas aus NO	1,042	1,042	1,040	1,039
LNG aus DZ	1,175	1,113	1,109	1,107
Erdgas-mix frei KW/IN	1,107	1,110	1,113	1,130
Erdgas-mix frei HH-KV	1,115	1,118	1,121	1,138

Quelle: GEMIS 4.4

Sichtbar sinkt trotz steigendem spezifischen Bedarf für die Förderung der Energieaufwand insgesamt für die Gasbereitstellung aus Russland, da dort vor allem die Strombereitstellung effizienter wird.

Bei LNG wirkt sich der Wechsel von Strom aus Gasturbinen zu GuD-Anlagen deutlich aus. Der Energieaufwand für das „gemischte“ Gas frei deutschem Verbraucher wird jedoch durch die Verschiebung der Liefermixe bis 2030 leicht ansteigen.

Die Effekte in den Vorketten zeigt die folgende Tabelle für die wichtigsten Prozessstufen.

Tabelle 21 Disaggregation der THG-Emissionen der Erdgas-Vorketten

[kg/TJ _{end}]	CO ₂ -Äquiv.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Gas-Förderung DE 2000	587	237	15	0,0
Gas-Förderung DE 2010	546	243	13	0,0
Gas-Förderung DE 2020	515	256	11	0,0
Gas-Förderung DE 2030	478	244	10	0,0
Gas-Aufbereitung DE 2000	1.805	1.386	18	0,0
Gas-Aufbereitung DE 2010	1.714	1.351	15	0,0
Gas-Aufbereitung DE 2020	1.685	1.373	13	0,0
Gas-Aufbereitung DE 2030	1.576	1.296	12	0,0
Gas-Förderung RU 2000	2.548	289	98	0,0
Gas-Förderung RU 2010	2.109	298	79	0,0
Gas-Förderung RU 2020	1.583	225	59	0,0
Gas-Förderung RU 2030	1.144	232	40	0,0
Gas-Aufbereitung RU 2000	2.339	1.033	56	0,0
Gas-Aufbereitung RU 2010	2.091	1.034	46	0,0
Gas-Aufbereitung RU 2020	1.705	908	34	0,0
Gas-Aufbereitung RU 2030	1.431	889	23	0,0
Gas-Pipeline RU nach DE 2000	13.946	8.664	225	0,4
Gas-Pipeline RU nach DE 2010	12.707	8.034	199	0,3
Gas-Pipeline RU nach DE 2020	11.611	7.524	174	0,3
Gas-Pipeline RU nach DE 2030	11.059	7.304	159	0,3

(Fortsetzung nächste Seite)

[kg/T _{J_{end}}]	CO ₂ -Äquiv.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Gas-Förderung NO 2000	1.047	304	32	0,0
Gas-Förderung NO 2010	961	309	28	0,0
Gas-Förderung NO 2020	883	323	24	0,0
Gas-Förderung NO 2030	737	359	16	0,0
Gas-Pipeline NO nach DE 2000	2.065	1.951	4	0,1
Gas-Pipeline NO nach DE 2010	2.000	1.891	4	0,1
Gas-Pipeline NO nach DE 2020	1.884	1.781	4	0,1
Gas-Pipeline NO nach DE 2030	1.777	1.685	3	0,1
Gas-Förderung NL 2000	781	237	24	0,0
Gas-Förderung NL 2010	682	194	21	0,0
Gas-Förderung NL 2020	612	178	19	0,0
Gas-Förderung NL 2030	455	232	10	0,0
Gas-Aufbereitung NL 2000	983	428	24	0,0
Gas-Aufbereitung NL 2010	877	379	22	0,0
Gas-Aufbereitung NL 2020	810	365	19	0,0
Gas-Aufbereitung NL 2030	637	404	10	0,0
Gas-Pipeline NL nach DE 2000	882	835	2	0,0
Gas-Pipeline NL nach DE 2010	852	808	1	0,0
Gas-Pipeline NL nach DE 2020	801	760	1	0,0
Gas-Pipeline NL nach DE 2030	754	719	1	0,0
Gas-Förderung DZ 2000	1.383	249	49	0,0
Gas-Förderung DZ 2010	1.182	166	44	0,0
Gas-Förderung DZ 2020	1.067	162	39	0,0
Gas-Förderung DZ 2030	841	160	30	0,0
Gas-Aufbereitung DZ 2000	1.835	676	50	0,0
Gas-Aufbereitung DZ 2010	1.583	546	45	0,0
Gas-Aufbereitung DZ 2020	1.464	538	40	0,0
Gas-Aufbereitung DZ 2030	1.234	534	30	0,0
LNG-Verflüssigung DZ 2000	8.978	8.445	18	0,4
LNG-Verflüssigung DZ 2000 (max)	12.551	11.822	25	0,5
LNG-Verflüssigung DZ 2010	5.514	5.204	10	0,2
LNG-Verflüssigung DZ 2020	5.295	5.015	9	0,2
LNG-Verflüssigung DZ 2030	5.159	4.923	7	0,2
LNG-Schiff DZ nach DE 2000	570	564	0	0,0
LNG-Schiff DZ nach DE 2010	570	564	0	0,0
LNG-Schiff DZ nach DE 2020	570	564	0	0,0
LNG-Schiff DZ nach DE 2030	570	564	0	0,0

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.4

Neben dieser Disaggregation zeigt die nachfolgende Tabelle auch die Effekte der Parametervariationen für Erdgas aus RU und LNG aus Algerien jeweils für die gesamten THG-Emissionen der Vorketten im Jahr 2000. Wie zuvor wurde in der Bilanz der gesamte Lebensweg mit einbezogen, jedoch *nicht* die Nutzung des Erdgases selbst.

Tabelle 22 Gesamtemissionen der Erdgas-Bereitstellung in Deutschland im Jahr 2000 inkl. der Effekte bei Variation von Parametern

[kg/TJ _{end}]	CO ₂ -Äquiv.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Erdgas aus DE	2.733	1.933	34	0,1
Erdgas aus RU	18.832	9.985	379	0,4
Erdgas aus RU (Verdichter-max)	19.815	10.896	382	0,5
Erdgas aus RU (max)	24.191	10.706	581	0,4
Erdgas aus NL	2.646	1.500	49	0,1
Erdgas aus NO	3.854	2.524	57	0,1
LNG aus DZ	12.766	9.934	118	0,4
LNG aus DZ (max)	16.338	13.311	124	0,6
Erdgas-mix frei KW/IN	8.479	4.852	155	0,2
Erdgas-mix frei KW/IN (RU-Verdichter-max)	8.794	5.143	156	0,2
Erdgas-mix frei KW/IN (RU-max)	10.194	5.082	220	0,2
Erdgas-mix frei HH-KV	11.559	4.897	287	0,2
Erdgas-mix frei HH-KV (RU-Verdichter-max)	11.876	5.190	288	0,2
Erdgas-mix frei HH-KV (RU-max)	13.286	5.129	352	0,2

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.4

Die Ergebnisse der Variation zeigen, dass auf der Ebene des Erdgases frei Großverbraucher in Deutschland die Variationen in der russischen Vorkette gegenüber dem GEMIS-Referenzwert bei den CO₂-Äquivalenten ca. 4% Steigerung (Verdichter für RU-Pipeline nur 25% Nutzungsgrad) bzw. 20% Steigerung (maximale Emissionsannahme für CH₄-Verluste der RU-Pipelines) bewirken. Auf der Ebene der Haushalte und Kleinverbraucher (Niederdruckstufe) wirken sich die Variationen entsprechend nur mit 3% bzw. 15% Steigerung gegenüber dem GEMIS-Referenzwert aus, da hier das THG-Emissionsniveau durch die lokalen Verluste höher liegt.

Die Variationsrechnungen zu den maximalen Emissionen bei LNG werden für das deutsche Erdgas-Mix im Jahr 2000 nicht relevant, da kein LNG importiert wurde.

Die Ergebnisse der Variation für die russische Erdgas-Vorkette sind für die *künftigen* Jahre wenig relevant, da die Pipeline-Leckagen durch Wartung und Anlagenerneuerung reduziert und parallel die Verdichter-Nutzungsgrade über dem GEMIS-Referenzwert liegen werden.

5 Vergleich und Diskussion der Ergebnisse zu den Vorketten

Die hier vorgestellten Arbeiten führen im Vergleich zu folgenden Ergebnissen:

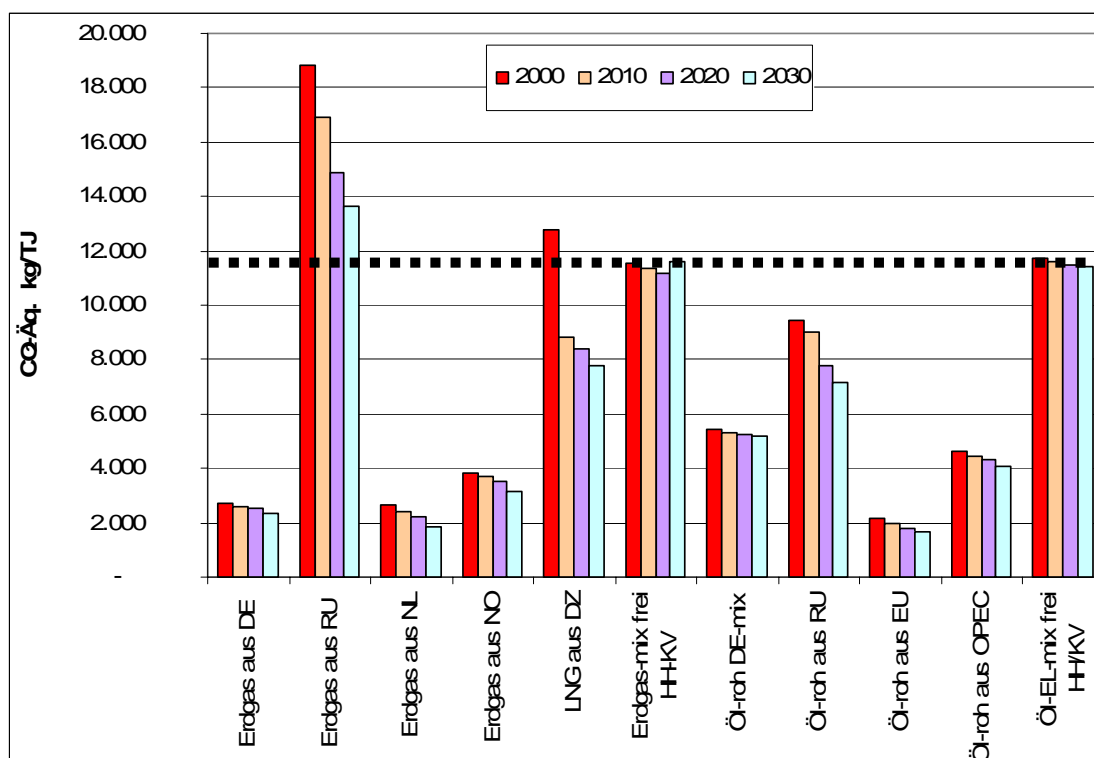
Tabelle 23 THG-Emissionen von Öl- und Erdgas-Vorketten bis zum Jahr 2030

CO ₂ -Äq. Vorketten [kg/TJ _{end}]	2000	2010	2020	2030
Erdgas aus DE	2.733	2.580	2.507	2.331
Erdgas aus RU	18.832	16.906	14.900	13.633
Erdgas aus NL	2.646	2.411	2.223	1.846
Erdgas aus NO	3.854	3.710	3.518	3.175
LNG aus DZ	12.766	8.848	8.394	7.803
Erdgas-mix frei HH-KV	11.559	11.356	11.144	11.603
Öl-roh DE-mix	5.456	5.332	5.219	5.164
Öl-roh aus RU	9.427	8.984	7.789	7.175
Öl-roh aus EU	2.146	1.958	1.781	1.696
Öl-roh aus OPEC	4.603	4.453	4.302	4.055
Öl-EL-mix frei HH/KV	11.734	11.602	11.474	11.414

Quelle: GEMIS 4.4

In grafischer Form zeigt sich das folgende Bild.

Bild 6 Gegenüberstellung der THG-Emissionen von Öl- und Erdgas-Vorketten



Quelle: eigene Berechnungen

Im vorstehenden Bild markiert die gestrichelte Linie die THG-Emissionen der Erdgas-Vorkette frei Haushalte/Kleinverbrauch im Jahr 2000. Es ist deutlich sichtbar, dass bis 2030 die THG-Emissionen der Erdgasbereitstellung praktisch konstant bleiben, während die der Bereitstellung von Öl minimal sinken.

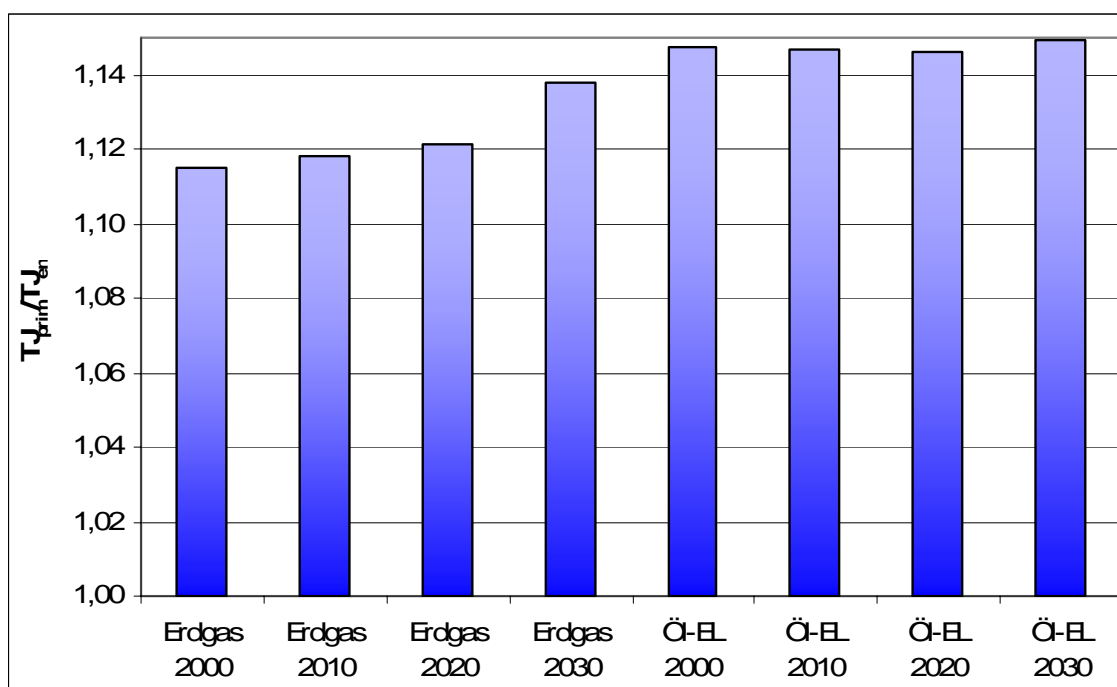
Die folgende Tabelle zeigt die entsprechenden Werte für die einzelnen Treibhausgase sowie den kumulierten Energieverbrauch.

Tabelle 24 THG-Emissionen und KEV von Öl- und Erdgas-Vorketten bis zum Jahr 2030

Vorkette	THG-Emissionen in [kg/TJ _{end}]				KEV
	CO ₂ -Äquiv.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	[TJ _{prim} /TJ _{end}]
Erdgas 2000	11.559	4.897	287	0,2	1,115
Erdgas 2010	11.356	4.966	275	0,2	1,118
Erdgas 2020	11.144	5.028	263	0,2	1,121
Erdgas 2030	11.603	5.594	258	0,2	1,138
Öl-EL 2000	11.730	11.150	21	0,3	1,147
Öl-EL 2010	11.602	11.076	19	0,3	1,147
Öl-EL 2020	11.474	11.007	16	0,3	1,146
Öl-EL 2030	11.414	11.030	13	0,3	1,149

Quelle: GEMIS 4.4

Bild 7 Gegenüberstellung kumulierter Energieverbrauch Öl- und Erdgas-Vorketten



Quelle: eigene Berechnungen

5.1 Ergebniswirksamkeit der Aktualisierungen

Die Aktualisierungen sowie einzelne Korrekturen der Datenbasis¹⁸ führten gegenüber der GEMIS-Version 4.2 bzw. 4.3 zu Änderungen der THG-Emissionen der Öl-Vorketten insbesondere für Russland. Die folgende Tabelle stellt die CO₂-Äquivalente gegenüber.

Tabelle 25 THG-Emissionen Öl- und Gas-Vorketten (2000) nach GEMIS 4.2, 4.3 und 4.4

CO ₂ -Äquiv. [kg/TJ _{end}]	G4.2	G4.3	G4.4	4.3 zu 4.2	4.4 zu 4.3
Erdgas aus DE	2.459	2.749	2.733	112%	99%
Erdgas aus RU	21.958	23.137	18.832	105%	81%
Erdgas aus NL	2.335	2.645	2.646	113%	100%
Erdgas aus NO	3.447	3.854	3.854	112%	100%
LNG aus DZ	9.242	12.954	12.766	140%	99%
Erdgas-mix frei HH-KV	12.464	12.765	11.559	102%	91%
Öl-roh DE-mix	4.506	5.542	5.456	123%	98%
Öl-roh aus RU	13.568	8.831	9.427	65%	107%
Öl-roh aus EU	2.662	3.067	2.146	115%	70%
Öl-roh aus OPEC	5.796	4.562	4.603	79%	101%
Öl-EL-mix frei HH/KV	13.810	11.826	11.734	86%	99%

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.4, 4.3 und 4.2; Daten für das Jahr 2000

Die aktualisierten Daten führen somit dazu, dass Erdgas im bundesdeutschen Mix frei Verbraucher um etwa 7% geringer THG-Emissionen aufweist als nach Version 4.2, und Heizöl-EL im bundesdeutschen Mix frei Verbraucher um etwa 15% geringere THG-Emissionen als in GEMIS 4.2.

Nach GEMIS 4.2 lagen die vorkettenbedingten THG-Emissionen von Heizöl-EL im Bundesmix um 11% *über* denen von Erdgas, nach GMEIS 4.3 um knapp 7% *unter* denen von Erdgas, und mit den aktualisierten Daten liegen die vorkettenbedingten THG-Emissionen von Heizöl EL nun um 2% *über* denen von Erdgas (jeweils Jahr 2000).

Dabei muss jedoch berücksichtigt werden, dass die Vorketten alleine noch *keine Aussage* über die – aus Kunden- und Umweltsicht eigentlich relevante – *Gesamtemissionen* z.B. beim Heizen oder Autofahren zulassen.

Hierzu muss die Nutzung der fossilen Energieträger z.B. in einem Heizsystem oder Pkw mit bilanziert und so die Gesamtbilanz ermittelt werden. *Erst dann* ist ein ganzheitlicher Vergleich möglich.

Die folgende Tabelle zeigt nun einen solchen Vergleich für die Bereitstellung von Heizwärme aus gas- und ölbefeuerten Anlagen in Deutschland im Jahr 2000. Dabei wurden die Emissionen auf den Brennstoffinput bezogen, um den Vergleich unabhängig vom Nutzungsgrad der Heizanlagen zu gestalten.

¹⁸ insbesondere Prozesswärmebedarf der russischen Ölförderung und OPEC-Raffinerien

Tabelle 26 Inputbezogene CO₂-Äquivalente von Öl- und Gas-Heizungen (2000) nach GEMIS 4.2, 4.3 und 4.4

CO ₂ -Äquivalent [g/kWh _{input}]	G4.2	G4.3	G4.4	G4.3 zu 4.2	G4.4 zu 4.3
Erdgas-Heizung	254	256	251	101%	98%
Heizöl-EL-Heizung	329	320	320	97%	100%
Öl-EL zu Erdgas	130%	125%	127%	96%	102%

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.4, 4.3 und 4.2; Daten für das Jahr 2000

Deutlich sichtbar ist hier, dass die Gesamtemissionen an Treibhausgasen für die Heizwärmebereitstellung durch Heizöl EL auch mit den aktualisierten Daten deutlich *über denen* von Erdgasheizungen liegt, auch wenn sich der „Abstand“ um 3%-Punkte gegenüber den Ergebnissen mit GEMIS 4.2 reduziert hat.

Mit Blick auf die nächsten Dekaden wird sich nach GEMIS 4.4 die Gesamtemission der Öl- und Gasheizungen weitestgehend parallel entwickeln, wie folgende Tabelle zeigt.

Tabelle 27 CO₂-Äquivalente von Öl- und Gas-Heizungen bis 2030 (GEMIS 4.4)

CO ₂ -Äquivalent [g/kWh _{input}]	Öl-Heizung	Gas-Heizung	Öl-EL zu Erdgas
Jahr 2000	320	251	127%
Jahr 2010	319	250	128%
Jahr 2020	319	250	128%
Jahr 2030	318	250	127%

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.4

6 Forschungsbedarf und Ausblick

Die hier vorgestellte Disaggregation der Öl- und Erdgasvorketten sowie die Vergleichsrechnungen beruhen auf Arbeiten, die von 2004 bis Mitte 2006 durchgeführt wurden und eine methodische Integration fortschreibbarer Datenquellen aus dem internationalen Raum (u.a. IEA, UN-FCCC Länderberichte) unterlegten.

Weiterhin wurden detailliertere Angaben aus WI (2005) über die THG-Emissionen der russischen Erdgasvorkette einbezogen.

Aus heutiger Sicht sind weitere Datenerhebungen und –klärungen u.a. für die Förderung und Aufbereitung von Erdgas in Russland, die regionale Differenzierung der LNG-Vorkette sowie die regionale Differenzierung der Ölförderung in einzelne Länder der OPEC-Gruppe sinnvoll und würden die Aussagegüte erhöhen.

Weiterhin sollten Daten zu „unkonventionellen“ Erdöl- (Ölschiefer und –sände) und Erdgaslager (Hydrate) ermittelt werden, da diese nach 2010 zu quantitativer Bedeutung kommen könnten.

Literatur

- DGMK (Deutsche wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle e.V.) 1992: Ansatzpunkte und Potentiale zur Minderung des Treibhauseffektes aus Sicht der fossilen Energieträger; DGMK-Berichte 448-2, Hamburg
- ESU (Gruppe Energie-Stoffe-Umwelt an der ETH Zürich)/PSI (Paul-Scherrer-Institut)/Bundesamt für Energiewirtschaft (BEW) 1996: Ökoinventare von Energiesystemen, Zürich (3. Auflage mit CDROM)
- EU-DG TREN (Commission of the European Communities – Directorate General for Energy and Transport) 2003: PRIMES Reference Cafe Scenarios for the EU, Brussels
- EWI (Energiewirtschaftliches Institut Universität Köln)/Prognos (Prognos AG) 2005: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 - Energiewirtschaftliche Referenzprognose - Energiereport IV; i.A. des Bundesministers für Wirtschaft, Köln/Basel
- IEA (International Energy Agency) 2003: Energy Statistics of Non-OECD Countries 2000-2001, Paris
- IEA (International Energy Agency) 2004a: Oil Information, Paris
- IEA (International Energy Agency) 2004b: Natural Gas Information, Paris
- IEA (International Energy Agency) 2005: Resources and Reserves, Paris
- IFEU (Institut für Energie- und Umweltforschung) 2001: Sachbilanz Mineralölprodukte, Andreas Patyk, i.A. von MWV und DGMK (unveröffentlichter Endbericht), Heidelberg
- IWO (Institut für wirtschaftliche Oelheizung e.V.) 2005: Direkte und indirekte Importanteile für GUS-Rohöl bezogen auf Öl-EL im Jahr 2000; Excel-Datei, Hamburg
- ÖKO (Öko-Institut – Institut für angewandte Ökologie e.V.) 1989: Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 1 – Endbericht; Wiesbaden
- ÖKO (Öko-Institut – Institut für angewandte Ökologie e.V.) 1992: Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 2 – Endbericht; Wiesbaden
- ÖKO (Öko-Institut – Institut für angewandte Ökologie e.V.) 1993: Emissionen des Energie-Imports der Bundesrepublik Deutschland; U.R. Fritsche/F.Chr. Matthes (unter Mitarbeit von T. Münchmeyer), Endbericht im Unterauftrag des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW) für das IKARUS-Teilprojekt 3, Darmstadt/Berlin
- ÖKO (Öko-Institut – Institut für angewandte Ökologie e.V.) 1994: Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 2.1 – Aktualisierter und erweiterter Endbericht; Wiesbaden
- ÖKO (Öko-Institut – Institut für angewandte Ökologie e.V.) 2001: Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 4.1; U. Fritsche u.a., Computermodell und Datenbasis - siehe www.gemis.de
- ÖKO (Öko-Institut – Institut für angewandte Ökologie e.V.) 2002: Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 4.14; U. Fritsche u.a., Computermodell und Datenbasis - siehe www.gemis.de

- ÖKO (Öko-Institut – Institut für angewandte Ökologie e.V.) 2003: Energiebilanzen und Treibhausgas-Emissionen für fossile Brennstoffketten und Stromerzeugungsprozesse in Deutschland für die Jahre 2000 und 2020 - Bericht für den Rat für Nachhaltige Entwicklung; Uwe R. Fritsche, Darmstadt
- ÖKO (Öko-Institut – Institut für angewandte Ökologie e.V.) 2004: Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse; U. Fritsche u.a., Öko-Institut in Kooperation mit FhI-UMSICHT, IE, IFEU, IZES, TU-München WZW und TU Braunschweig, F&E-Vorhaben 0327575, gefördert vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit - siehe <http://www.oeko.de/service/bio>
- ÖKO (Öko-Institut – Institut für angewandte Ökologie e.V.) 2006: Life-Cycle Analysis of Renewable and Conventional Electricity, Heating, and Transport Fuel Options in the EU until 2030; U.R. Fritsche et al., prepared for EEA, Darmstadt
- UBA (Umweltbundesamt) 2005: National Inventory Report (NIR), Berlin
- UN-FCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) 2004: In-Depth Review of the Russian NC3, Bonn (siehe www.unfccc.de)
- UN-FCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) 2005: National Inventory Reports and Common Reporting Format (CRF) Documents; Ausgaben für verschiedene Länder, Bonn (siehe www.unfccc.de)
- WEC (World Energy Council) 1988: Environmental effects arising from electricity supply and utilization and the resulting costs to the utility, WEC Report, London
- WI (Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH) 2005: Treibhausgasemissionen des russischen Erdgas-Exportpipeline-Systems, S. Lechtenböhrer u.a. in Zusammenarbeit mit dem MPI für Chemie (Mainz), i.A. der E.ON Ruhrgas AG, Wuppertal

Abkürzungen

AOX	adsorbierbare organische Halogenverbindungen
AU	Länderkürzel für Australien
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BSB	biologischer Sauerstoffbedarf
CA	Länderkürzel für Kanada
CSB	chemischer Sauerstoffbedarf
DE	Länderkürzel für Deutschland
DGMK	Deutsche wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle e.V.
DZ	Länderkürzel für Marokko
EEA	European Environment Agency
el	elektrisch
EU	Länderkürzel für die Europäische Union
GEMIS	<u>G</u> lobales <u>E</u> missions- <u>M</u> odell <u>I</u> ntegrierter <u>S</u> ysteme
GHD	Gewerbe-Handel-Dienstleistungen
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampfturbine (Kombi-Kraftwerk)
GUS	Länderkürzel für die Gemeinschaft Unabhängiger Staaten
HH	Haushalte
IE	Länderkürzel für Irland
IEA	International Energy Agency
IFEU	Institut für Energie- und Umweltforschung, Heidelberg
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IWO	Institut für wirtschaftliche Oelheizung
KEA	kumulierter Energieaufwand
KEV	kumulierter Energieverbrauch
KV	Kleinverbraucher
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNG	Liquefied Natural Gas
MWV	Mineralälwirtschaftsverband

NIR	National Inventory Report
NL	Länderkürzel für Niederlande
NO	Länderkürzel für Norwegen
OECD	Organization for Economic Cooperation and Development
OPEC	Organisation erdölexportierender Länder
REA	Rauchgas-Entschwefelungs-Anlage
RU	Länderkürzel für Russland
th	thermisch
THG	Treibhausgase
TR	Länderkürzel für die Türkei
US	Länderkürzel für die USA
WEC	World Energy Council
WI	Wuppertal-Institut für Umwelt, Energie, Klima

Anhang: Datendokumentation für Öl- und Erdgas-Vorketten

Die folgenden Tabellen geben die wichtigsten Kenndaten der Prozesse für die Erdöl- und Erdgas-Prozessketten wieder.

Name	Leistung (MW)	Lebensdauer (a)	Auslastung (h/a)	Eta	CO ₂ (kg/TJ)	CH ₄ (kg/TJ)	N ₂ O (kg/TJ)
Aufbereitung\Gas-AT-2000	1000	20	7000	100%	0	14,6	0
Aufbereitung\Gas-AT-2010	1000	20	7000	100%	0	12,6	0
Aufbereitung\Gas-AT-2020	1000	20	7000	100%	0	10,7	0
Aufbereitung\Gas-AT-2030	1000	20	7000	100%	0	9,7	0
Aufbereitung\Gas-DE-2000	1000	20	7000	100%	0	14,6	0
Aufbereitung\Gas-DE-2010	1000	20	7000	100%	0	12,6	0
Aufbereitung\Gas-DE-2020	1000	20	7000	100%	0	10,7	0
Aufbereitung\Gas-DE-2030	1000	20	7000	100%	0	9,7	0
Aufbereitung\Gas-DK-2000	1000	20	7000	100%	0	19,8	0
Aufbereitung\Gas-DK-2010	1000	20	7000	100%	0	12,6	0
Aufbereitung\Gas-DK-2020	1000	20	7000	100%	0	19,8	0
Aufbereitung\Gas-DK-2030	1000	20	7000	100%	0	15,8	0
Aufbereitung\Gas-DZ-2000	1000	20	7000	100%	0	48,6	0
Aufbereitung\Gas-DZ-2010	1000	20	7000	100%	0	43,7	0
Aufbereitung\Gas-DZ-2020	1000	20	7000	100%	0	38,9	0
Aufbereitung\Gas-DZ-2030	1000	20	7000	100%	0	29,2	0
Aufbereitung\Gas-ES-2000	1000	20	7000	100%	0	14,6	0
Aufbereitung\Gas-ES-2010	1000	20	7000	100%	0	12,6	0
Aufbereitung\Gas-ES-2020	1000	20	7000	100%	0	10,7	0
Aufbereitung\Gas-ES-2030	1000	20	7000	100%	0	9,7	0
Aufbereitung\Gas-FR-2000	1000	20	7000	100%	0	14,6	0
Aufbereitung\Gas-FR-2010	1000	20	7000	100%	0	9,7	0
Aufbereitung\Gas-FR-2020	1000	20	7000	100%	0	10,7	0
Aufbereitung\Gas-FR-2030	1000	20	7000	100%	0	9,7	0
Aufbereitung\Gas-IE-2000	1000	20	7000	100%	0	14,6	0
Aufbereitung\Gas-IE-2010	1000	20	7000	100%	0	12,6	0
Aufbereitung\Gas-IE-2020	1000	20	7000	100%	0	19,8	0
Aufbereitung\Gas-IE-2030	1000	20	7000	100%	0	15,8	0
Aufbereitung\Gas-IT-2000	1000	20	7000	100%	0	14,6	0
Aufbereitung\Gas-IT-2010	1000	20	7000	100%	0	12,6	0
Aufbereitung\Gas-IT-2020	1000	20	7000	100%	0	10,7	0
Aufbereitung\Gas-IT-2030	1000	20	7000	100%	0	9,7	0
Aufbereitung\Gas-NL-2000	1000	20	7000	100%	0	23,1	0
Aufbereitung\Gas-NL-2010	1000	20	7000	100%	0	20,8	0
Aufbereitung\Gas-NL-2020	1000	20	7000	100%	0	18,5	0
Aufbereitung\Gas-NL-2030	1000	20	7000	100%	0	9,2	0
Aufbereitung\Gas-NO-2000	1000	20	7000	100%	0	19,8	0
Aufbereitung\Gas-NO-2010	1000	20	7000	100%	0	19,8	0
Aufbereitung\Gas-NO-2020	1000	20	7000	100%	0	19,8	0
Aufbereitung\Gas-NO-2030	1000	20	7000	100%	0	15,8	0
Aufbereitung\Gas-PL-2000	1000	20	7000	95%	0	14,6	0
Aufbereitung\Gas-PL-2010	1000	20	7000	95%	0	12,6	0
Aufbereitung\Gas-PL-2020	1000	20	7000	95%	0	10,7	0

Name	Leistung (MW)	Lebensdauer (a)	Auslastung (h/a)	Eta	CO ₂ (kg/TJ)	CH ₄ (kg/TJ)	N ₂ O (kg/TJ)
Aufbereitung\Gas-PL-2030	1000	20	7000	95%	0	9,7	0
Aufbereitung\Gas-RU-2000	1000	20	7000	95%	0	48,6	0
Aufbereitung\Gas-RU-2010	1000	20	7000	95%	0	38,9	0
Aufbereitung\Gas-RU-2020	1000	20	7000	95%	0	29,2	0
Aufbereitung\Gas-RU-2030	1000	20	7000	95%	0	19,4	0
Aufbereitung\Gas-TR-2000	1000	20	7000	95%	0	48,6	0
Aufbereitung\Gas-TR-2010	1000	20	7000	95%	0	38,9	0
Aufbereitung\Gas-TR-2020	1000	20	7000	95%	0	38,9	0
Aufbereitung\Gas-TR-2030	1000	20	7000	95%	0	29,2	0
Aufbereitung\Gas-UK-2000	1000	20	7000	100%	0	19,8	0
Aufbereitung\Gas-UK-2010	1000	20	7000	100%	0	19,8	0
Aufbereitung\Gas-UK-2020	1000	20	7000	100%	0	19,8	0
Aufbereitung\Gas-UK-2030	1000	20	7000	100%	0	15,8	0
Dieselmotor-CZ-2000	1	10	2500	34%	217.806	9,0	9,0
Dieselmotor-DE-2000	1	10	2500	30%	247.986	10,2	10,2
Dieselmotor-EU-2000	1	10	2500	33%	225.428	9,3	9,3
Dieselmotor-EU-2010	1	10	2500	34%	218.797	9,0	9,0
Dieselmotor-EU-2020	1	10	2500	35%	212.546	8,8	8,8
Dieselmotor-EU-2030	1	10	2500	36%	206.642	8,5	8,5
Dieselmotor-OPEC-2000	1	10	2500	32%	244.920	9,6	9,6
Dieselmotor-OPEC-2010	1	10	2500	33%	237.498	9,3	9,3
Dieselmotor-OPEC-2020	1	10	2500	34%	230.513	9,1	9,1
Dieselmotor-OPEC-2030	1	10	2500	35%	223.927	8,8	8,8
Dieselmotor-PL-2000	1	10	5000	28%	269.288	18,8	7,0
Dieselmotor-PL-2010	1	10	5000	28%	282.754	18,9	7,1
Dieselmotor-RU-2000	1	10	5000	28%	284.998	11,2	11,2
Dieselmotor-RU-2010	1	10	5000	30%	246.566	10,2	10,2
Dieselmotor-RU-2020	1	10	5000	33%	227.600	9,4	9,4
Dieselmotor-RU-2030	1	10	5000	35%	211.343	8,8	8,8
Dieselmotor-TR-2000	1	10	2500	32%	231.156	9,6	9,6
Dieselmotor-TR-2010	1	10	2500	33%	224.151	9,3	9,3
Dieselmotor-TR-2020	1	10	2500	34%	217.559	9,0	9,0
Dieselmotor-TR-2030	1	10	2500	35%	211.343	8,8	8,8
Dieselmotor-UK-2000	1	10	2500	33%	225.428	9,3	9,3
Dieselmotor-UK-2020	1	10	2500	35%	212.760	8,8	8,8
Gas-Kessel-AT-2000	10	15	2500	85%	64.884	3,0	1,3
Gas-Kessel-AT-2010	10	15	4500	85%	65.731	3,0	1,2
Gas-Kessel-AT-2020	10	15	4500	85%	64.884	3,0	1,2
Gas-Kessel-AT-2030	10	15	2500	85%	64.884	3,0	1,3
Gas-Kessel-DE-100% (Raffinerie)-2000	10	15	4500	100%	55.820	1,3	1,5
Gas-Kessel-DE-100% (Raffinerie)-2010	10	15	4500	100%	55.872	1,3	1,5
Gas-Kessel-DE-100% (Raffinerie)-2020	10	15	4500	100%	55.913	1,3	1,5
Gas-Kessel-DE-100% (Raffinerie)-2030	10	15	4500	100%	55.903	1,3	1,5
Gas-Kessel-DE-2000	10	15	4500	85%	65.671	3,0	1,2
Gas-Kessel-DE-2010	10	15	4500	85%	65.731	3,0	1,2
Gas-Kessel-DE-2020	10	15	4500	85%	65.780	3,0	1,2
Gas-Kessel-DE-2020	10	15	4500	85%	65.671	3,0	1,2

Name	Leistung (MW)	Lebensdauer (a)	Auslastung (h/a)	Eta	CO ₂ (kg/TJ)	CH ₄ (kg/TJ)	N ₂ O (kg/TJ)
Gas-Kessel-DE-2030	10	15	4500	85%	65.768	3,0	1,2
Gas-Kessel-DK-2000	10	15	2500	85%	67.306	3,0	1,3
Gas-Kessel-DK-2010	10	15	4500	85%	67.306	3,0	1,2
Gas-Kessel-DK-2020	10	15	4500	85%	67.306	3,0	1,2
Gas-Kessel-DK-2030	10	15	2500	85%	67.306	3,0	1,3
Gas-Kessel-DZ-2000	10	15	2500	94%	58.496	2,7	1,2
Gas-Kessel-DZ-2010	10	15	2500	94%	58.496	2,7	1,2
Gas-Kessel-DZ-2020	10	15	2500	94%	58.496	2,7	1,2
Gas-Kessel-DZ-2030	10	15	2500	94%	58.496	2,7	1,2
Gas-Kessel-ES-2000	10	15	2500	85%	64.884	3,0	1,3
Gas-Kessel-ES-2010	10	15	4500	85%	64.884	3,0	1,2
Gas-Kessel-ES-2020	10	15	4500	85%	64.884	3,0	1,2
Gas-Kessel-ES-2030	10	15	2500	85%	64.884	3,0	1,3
Gas-Kessel-EU-2000	10	15	2500	85%	64.884	3,0	1,3
Gas-Kessel-FR-2000	10	15	2500	85%	67.306	3,0	1,3
Gas-Kessel-FR-2010	10	15	4500	85%	67.306	3,0	1,2
Gas-Kessel-FR-2020	10	15	4500	85%	67.306	3,0	1,2
Gas-Kessel-FR-2030	10	15	2500	85%	67.306	3,0	1,3
Gas-Kessel-GR-2000	10	15	2500	85%	67.306	3,0	1,3
Gas-Kessel-GR-2010	10	15	4500	85%	67.306	3,0	1,2
Gas-Kessel-GR-2020	10	15	4500	85%	67.306	3,0	1,2
Gas-Kessel-GR-2030	10	15	2500	85%	67.306	3,0	1,3
Gas-Kessel-IE-2000	10	15	2500	85%	67.306	3,0	1,3
Gas-Kessel-IE-2010	10	15	4500	85%	67.306	3,0	1,2
Gas-Kessel-IE-2020	10	15	4500	85%	67.306	3,0	1,2
Gas-Kessel-IE-2030	10	15	2500	85%	67.306	3,0	1,3
Gas-Kessel-IT-2000	10	15	2500	85%	64.884	3,0	1,3
Gas-Kessel-IT-2010	10	15	4500	85%	64.884	3,0	1,2
Gas-Kessel-IT-2020	10	15	4500	85%	64.884	3,0	1,2
Gas-Kessel-IT-2030	10	15	2500	85%	64.884	3,0	1,3
Gas-Kessel-NL-2000	10	15	2500	85%	66.145	3,0	1,3
Gas-Kessel-NL-2010	10	15	2500	85%	66.145	3,0	1,3
Gas-Kessel-NL-2020	10	15	2500	85%	66.145	3,0	1,3
Gas-Kessel-NL-2030	10	15	2500	85%	66.145	3,0	1,3
Gas-Kessel-NO-2000	10	15	2500	85%	67.306	3,0	1,3
Gas-Kessel-NO-2010	10	15	2500	85%	67.306	3,0	1,3
Gas-Kessel-NO-2020	10	15	2500	85%	67.306	3,0	1,3
Gas-Kessel-NO-2030	10	15	2500	85%	67.306	3,0	1,3
Gas-Kessel-PL-2000	100	20	4000	85%	65.113	5,9	1,3
Gas-Kessel-PL-2010	100	20	4000	85%	65.113	5,9	1,3
Gas-Kessel-PL-2020	100	20	4000	85%	65.113	5,9	1,3
Gas-Kessel-PL-2030	100	20	4000	85%	65.113	5,9	1,3
Gas-Kessel-RU-2000	10	15	2500	89%	62.281	2,8	1,3
Gas-Kessel-RU-2010	10	15	2500	89%	62.281	2,8	1,3
Gas-Kessel-RU-2020	10	15	2500	89%	62.281	2,8	1,3
Gas-Kessel-RU-2030	10	15	2500	89%	62.281	2,8	1,3
Gas-Kessel-SE-2000	10	15	2500	85%	67.306	3,0	1,3
Gas-Kessel-SE-2010	10	15	2500	85%	67.306	3,0	1,3
Gas-Kessel-SE-2020	10	15	2500	85%	67.306	3,0	1,3
Gas-Kessel-SE-2030	10	15	2500	85%	67.306	3,0	1,3
Gas-Kessel-TR-2000	100	20	4000	85%	65.024	5,9	1,3

Name	Leistung (MW)	Lebensdauer (a)	Auslastung (h/a)	Eta	CO ₂ (kg/TJ)	CH ₄ (kg/TJ)	N ₂ O (kg/TJ)
Gas-Kessel-TR-2010	100	20	4000	86%	64.268	5,8	1,3
Gas-Kessel-TR-2020	100	20	4000	87%	63.529	5,8	1,3
Gas-Kessel-TR-2030	100	20	4000	89%	62.101	5,6	1,3
Gas-Kessel-UK-2000	10	15	2500	85%	67.306	3,0	1,3
Gas-Kessel-UK-2010	10	15	2500	85%	67.306	3,0	1,3
Gas-Kessel-UK-2020	10	15	2500	85%	67.306	3,0	1,3
Gas-Kessel-UK-2030	10	15	2500	85%	67.306	3,0	1,3
Öl-gas-Kessel-DE	100	20	4000	85%	70.830	3,0	1,6
Öl-leicht-Kessel-CZ-2010	100	20	6500	90%	82.637	3,3	2,2
Öl-leicht-Kessel-CZ-2020	100	20	6500	90%	82.666	3,3	2,2
Öl-leicht-Kessel-CZ-2030	100	20	6500	90%	82.694	3,3	2,2
Öl-leicht-Kessel-DE-2000	100	20	6500	85%	87.504	3,5	2,4
Öl-leicht-Kessel-DE-2010	100	20	6500	90%	82.642	3,3	2,2
Öl-leicht-Kessel-DE-2020	100	20	6500	90%	82.642	3,3	2,2
Öl-leicht-Kessel-DE-2030	100	20	6500	90%	82.642	3,3	2,2
Öl-leicht-Kessel-EU-2000	100	20	6500	85%	87.468	3,5	2,4
Öl-leicht-Kessel-NO-2000	100	20	6500	85%	87.468	3,5	2,4
Öl-leicht-Kessel-US-2000	100	20	6500	85%	87.438	3,5	2,4
Öl-schwer-Kessel-AT-2000	100	20	6500	85%	92.145	3,9	2,5
Öl-schwer-Kessel-AT-2010	100	20	6500	85%	92.145	3,9	2,5
Öl-schwer-Kessel-AT-2020	100	20	6500	85%	92.145	3,9	2,5
Öl-schwer-Kessel-AT-2030	100	20	6500	85%	92.145	3,9	2,5
Öl-schwer-Kessel-BE-2000	100	20	6500	85%	92.145	3,9	2,5
Öl-schwer-Kessel-CH-2000	100	20	6500	85%	92.145	3,9	2,5
Öl-schwer-Kessel-DE-100% (Raffinerie)-2000	100	20	6500	100%	78.323	4,0	4,0
Öl-schwer-Kessel-DE-100% (Raffinerie)-2010	100	20	6500	100%	78.773	4,0	4,0
Öl-schwer-Kessel-DE-100% (Raffinerie)-2020	100	20	6500	100%	78.773	4,0	4,0
Öl-schwer-Kessel-DE-100% (Raffinerie)-2030	100	20	6500	100%	78.773	4,0	4,0
Öl-schwer-Kessel-DE-2000	100	20	6500	85%	92.675	3,9	2,5
Öl-schwer-Kessel-DE-2010	100	20	6500	85%	92.675	3,9	2,5
Öl-schwer-Kessel-DE-2020	100	20	6500	85%	92.675	3,9	2,5
Öl-schwer-Kessel-DE-2030	100	20	6500	85%	92.675	3,9	2,5
Öl-schwer-Kessel-DK-2000	100	20	6500	85%	92.145	3,9	2,5
Öl-schwer-Kessel-ES-2000	100	20	6500	85%	92.145	3,9	2,5
Öl-schwer-Kessel-EU-2000	100	20	6500	85%	92.145	3,9	2,5
Öl-schwer-Kessel-EU-2010	100	20	6500	85%	93.127	3,9	2,5
Öl-schwer-Kessel-EU-2020	100	20	6500	87%	90.874	3,5	2,3
Öl-schwer-Kessel-EU-2030	100	20	6500	89%	88.326	3,4	2,2
Öl-schwer-Kessel-FI-2000	100	20	6500	85%	92.145	3,9	2,5
Öl-schwer-Kessel-FR-2000	100	20	6500	85%	92.145	3,9	2,5
Öl-schwer-Kessel-GR-2000	100	20	6500	85%	92.145	3,9	2,5
Öl-schwer-Kessel-IE-2000	100	20	6500	85%	92.145	3,9	2,5
Öl-schwer-Kessel-IT-2000	100	20	6500	85%	92.145	3,9	2,5
Öl-schwer-Kessel-NL-2000	100	20	6500	85%	92.145	3,9	2,5
Öl-schwer-Kessel-NL-2010	100	20	6500	85%	92.145	3,9	2,5
Öl-schwer-Kessel-NL-2020	100	20	6500	85%	92.145	3,9	2,5
Öl-schwer-Kessel-NL-2030	100	20	6500	85%	92.145	3,9	2,5

Name	Leistung (MW)	Lebensdauer (a)	Auslastung (h/a)	Eta	CO ₂ (kg/TJ)	CH ₄ (kg/TJ)	N ₂ O (kg/TJ)
Öl-schwer-Kessel-NO-2000	100	20	6500	85%	92.145	3,9	2,5
Öl-schwer-Kessel-OPEC-2000	100	20	6000	90%	87.018	3,4	2,2
Öl-schwer-Kessel-OPEC-2010	100	20	6000	90%	87.018	3,4	2,2
Öl-schwer-Kessel-OPEC-2020	100	20	6000	90%	87.422	1,6	0,6
Öl-schwer-Kessel-OPEC-2030	100	20	6000	89%	87.819	1,6	0,6
Öl-schwer-Kessel-OPEC-2030	100	20	6000	89%	87.819	1,6	0,6
Öl-schwer-Kessel-PL	100	20	4000	90%	86.214	3,2	3,2
Öl-schwer-Kessel-PL-Raffinerie-2000	10	20	6000	85%	91.602	3,4	3,4
Öl-schwer-Kessel-PL-Raffinerie-2010	100	20	6000	88%	88.685	1,6	0,7
Öl-schwer-Kessel-PL-Raffinerie-2020	100	20	6000	88%	88.182	1,6	0,7
Öl-schwer-Kessel-PL-Raffinerie-2030	100	20	6000	89%	87.193	1,6	0,6
Öl-schwer-Kessel-PT-2000	100	20	6500	85%	92.145	3,9	2,5
Öl-schwer-Kessel-RO-2000	100	20	6000	85%	92.457	3,6	2,4
Öl-schwer-Kessel-RO-2010	100	20	6000	85%	92.457	3,6	2,4
Öl-schwer-Kessel-RO-2020	100	20	6000	84%	92.913	4,0	2,5
Öl-schwer-Kessel-RO-2030	100	20	6000	84%	93.361	4,0	2,5
Öl-schwer-Kessel-RU-2000	100	20	6000	85%	92.457	3,6	2,4
Öl-schwer-Kessel-RU-2010	100	20	6000	85%	92.457	3,6	2,4
Öl-schwer-Kessel-RU-2020	100	20	6000	85%	92.457	3,6	2,4
Öl-schwer-Kessel-RU-2030	100	20	6000	85%	92.457	3,6	2,4
Öl-schwer-Kessel-SE-2000	100	20	6500	85%	92.145	3,9	2,5
Öl-schwer-Kessel-TR-2000	100	20	6000	85%	92.395	3,6	2,4
Öl-schwer-Kessel-TR-2010	100	20	6000	85%	92.395	3,6	2,4
Öl-schwer-Kessel-TR-2020	100	20	6000	85%	92.395	3,6	2,4
Öl-schwer-Kessel-TR-2030	100	20	6000	85%	92.395	3,6	2,4
Öl-schwer-Kessel-UK-2000	100	20	6500	85%	92.145	3,9	2,5
Öl-schwer-Kessel-UK-2010	100	20	6500	85%	92.145	3,9	2,5
Öl-schwer-Kessel-UK-2020	100	20	6500	85%	92.145	3,9	2,5
Öl-schwer-Kessel-UK-2030	100	20	6500	85%	92.145	3,9	2,5
Pipeline\Gas-AT-2000	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-AT-2010	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-AT-2020	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-AT-2030	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-CZ-2000	10000	30	7500	100%	0	0,3	0,0
Pipeline\Gas-CZ-2010	10000	30	7500	100%	0	0,3	0,0
Pipeline\Gas-CZ-2020	10000	30	7500	100%	0	0,3	0,0
Pipeline\Gas-CZ-2030	10000	30	7500	100%	0	0,3	0,0
Pipeline\Gas-DE-2000-DE	10000	30	7500	100%	0	0,3	0,0
Pipeline\Gas-DE-2000-mix	10000	30	7500	100%	0	0,3	0,0
Pipeline\Gas-DE-2000-mix-lokal	100	25	6000	100%	2	130,8	0,0
Pipeline\Gas-DE-2010-DE	10000	30	7500	100%	0	0,3	0,0
Pipeline\Gas-DE-2010-mix	10000	30	7500	100%	0	0,3	0,0
Pipeline\Gas-DE-2010-mix-lokal	100	25	6000	100%	2	130,0	0,0
Pipeline\Gas-DE-2020-DE	10000	30	7500	100%	0	0,3	0,0
Pipeline\Gas-DE-2020-mix	10000	30	7500	100%	0	0,3	0,0
Pipeline\Gas-DE-2020-mix-lokal	100	25	6000	100%	2	129,2	0,0
Pipeline\Gas-DE-2030-DE	10000	30	7500	100%	0	0,3	0,0

Name	Leistung (MW)	Lebensdauer (a)	Auslastung (h/a)	Eta	CO ₂ (kg/TJ)	CH ₄ (kg/TJ)	N ₂ O (kg/TJ)
Pipeline\Gas-DE-2030-mix	10000	30	7500	100%	0	0,3	0,0
Pipeline\Gas-DE-2030-mix-lokal	100	25	6000	100%	2	129,2	0,0
Pipeline\Gas-DK-2000	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-DK-2010	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-DK-2020	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-DK-2030	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-DZ-2000	10000	30	7500	100%	0	1,2	0,0
Pipeline\Gas-DZ-2010	10000	30	7500	100%	0	1,2	0,0
Pipeline\Gas-DZ-2020	10000	30	7500	100%	0	1,2	0,0
Pipeline\Gas-DZ-2030	10000	30	7500	100%	0	1,2	0,0
Pipeline\Gas-ES-2000	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-ES-2010	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-ES-2020	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-ES-2030	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-EU-2000	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-EU-2010	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-EU-2020	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-EU-2030	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-FI-2000	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-FI-2010	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-FI-2020	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-FI-2030	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-FR-2000	10000	30	7500	100%	0	0,5	0,0
Pipeline\Gas-FR-2010	10000	30	7500	100%	0	0,5	0,0
Pipeline\Gas-FR-2020	10000	30	7500	100%	0	0,5	0,0
Pipeline\Gas-FR-2030	10000	30	7500	100%	0	0,5	0,0
Pipeline\Gas-GR-2000	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-GR-2010	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-GR-2020	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-GR-2030	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-IE-2000	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-IE-2010	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-IE-2020	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-IE-2030	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-IT-2000	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-IT-2010	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-IT-2020	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-IT-2030	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-NL-2000	10000	30	7500	100%	0	0,7	0,0
Pipeline\Gas-NL-2010	10000	30	7500	100%	0	0,7	0,0
Pipeline\Gas-NL-2020	10000	30	7500	100%	0	0,7	0,0
Pipeline\Gas-NL-2030	10000	30	7500	100%	0	0,7	0,0
Pipeline\Gas-NO-2000	10000	30	7500	100%	0	1,6	0,0
Pipeline\Gas-NO-2010	10000	30	7500	100%	0	1,6	0,0
Pipeline\Gas-NO-2020	10000	30	7500	100%	0	1,6	0,0
Pipeline\Gas-NO-2030	10000	30	7500	100%	0	1,6	0,0
Pipeline\Gas-PT-2000	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-PT-2010	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-PT-2020	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-PT-2030	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-RU-2000	10000	25	7000	100%	1	197,5	0,0

Name	Leistung (MW)	Lebensdauer (a)	Auslastung (h/a)	Eta	CO ₂ (kg/TJ)	CH ₄ (kg/TJ)	N ₂ O (kg/TJ)
Pipeline\Gas-RU-2000 (max)	10000	25	5500	100%	1	394,9	0,0
Pipeline\Gas-RU-2000 (Verdichter-max)	10000	25	7000	100%	1	197,5	0,0
Pipeline\Gas-RU-2010	10000	25	7000	100%	0	177,7	0,0
Pipeline\Gas-RU-2020	10000	25	7000	100%	0	158,0	0,0
Pipeline\Gas-RU-2030	10000	25	7000	100%	0	148,1	0,0
Pipeline\Gas-TR-2000	10000	25	6000	100%	0	2,0	0,0
Pipeline\Gas-TR-2010	10000	25	6000	100%	0	2,0	0,0
Pipeline\Gas-TR-2020	10000	25	6000	100%	0	2,0	0,0
Pipeline\Gas-TR-2030	10000	25	6000	100%	0	2,0	0,0
Pipeline\Gas-UK-2000	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-UK-2010	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-UK-2020	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Pipeline\Gas-UK-2030	10000	30	7500	100%	0	0,2	0,0
Raffinerie\Öl-leicht-CZ-2010	1000	20	7000	94%	0	1,9	0,0
Raffinerie\Öl-leicht-CZ-2020	1000	20	7000	94%	0	1,9	0,0
Raffinerie\Öl-leicht-CZ-2030	1000	20	7000	94%	0	1,9	0,0
Raffinerie\Öl-leicht-DE-2000	2000	20	7000	100%	0	0,2	0,0
Raffinerie\Öl-leicht-DE-2010	2000	20	7000	100%	0	0,2	0,0
Raffinerie\Öl-leicht-DE-2020	2000	20	7000	100%	0	0,2	0,0
Raffinerie\Öl-leicht-DE-2030	2000	20	7000	100%	0	0,2	0,0
Raffinerie\Öl-leicht-FR	2000	20	7000	100%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-leicht-NO	2000	20	7000	100%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-leicht-PL-2000	1000	20	7000	94%	0	1,5	0,0
Raffinerie\Öl-leicht-PL-2010	1000	20	7000	94%	0	1,5	0,0
Raffinerie\Öl-leicht-PL-2020	1000	20	7000	94%	0	1,5	0,0
Raffinerie\Öl-leicht-PL-2030	1000	20	7000	94%	0	1,5	0,0
Raffinerie\Öl-leicht-RO-2000	1000	20	7000	94%	0	1,5	0,0
Raffinerie\Öl-leicht-RO-2010	1000	20	7000	94%	0	1,5	0,0
Raffinerie\Öl-leicht-RO-2020	1000	20	7000	94%	0	1,5	0,0
Raffinerie\Öl-leicht-RO-2030	1000	20	7000	94%	0	1,5	0,0
Raffinerie\Öl-leicht-UK-2000	2000	20	7000	100%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-leicht-UK-2010	2000	20	7000	100%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-leicht-UK-2020	2000	20	7000	100%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-leicht-UK-2030	2000	20	7000	100%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-Produkte-EU-2000	2000	20	7000	100%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-Produkte-EU-2010	2000	20	7000	100%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-Produkte-EU-2020	2000	20	7000	100%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-Produkte-EU-2030	2000	20	7000	100%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-AT-2000	2000	20	7000	100%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-AT-2010	2000	20	7000	100%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-AT-2020	2000	20	7000	100%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-AT-2030	2000	20	7000	100%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-DE-2000	2000	20	7000	100%	0	0,2	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-DE-2010	2000	20	7000	100%	0	0,2	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-DE-2020	2000	20	7000	100%	0	0,2	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-DE-2030	2000	20	7000	100%	0	0,2	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-DK-2000	2000	20	7000	100%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-ES-2000	2000	20	7000	100%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-FI-2000	2000	20	7000	100%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-FR-2000	2000	20	7000	100%	0	1,0	0,0

Name	Leistung (MW)	Lebensdauer (a)	Auslastung (h/a)	Eta	CO ₂ (kg/TJ)	CH ₄ (kg/TJ)	N ₂ O (kg/TJ)
Raffinerie\Öl-schwer-GR-2000	2000	20	7000	100%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-IE-2000	2000	20	7000	100%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-IT-2000	2000	20	7000	100%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-NL-2000	2000	20	7000	100%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-NL-2010	2000	20	7000	100%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-NL-2020	2000	20	7000	100%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-NL-2030	2000	20	7000	100%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-NO-2000	2000	20	7000	100%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-OPEC-2000	1500	20	7000	95%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-OPEC-2010	1500	20	7000	95%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-OPEC-2020	1500	20	7000	95%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-OPEC-2030	1500	20	7000	95%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-PL-2000	1000	20	7000	95%	0	1,5	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-PL-2010	1000	20	7000	95%	0	1,5	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-PL-2020	1000	20	7000	95%	0	1,5	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-PL-2030	1000	20	7000	95%	0	1,5	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-PT-2000	2000	20	7000	100%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-RO-2000	1000	20	7000	95%	0	1,5	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-RO-2010	1000	20	7000	95%	0	1,5	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-RO-2020	1000	20	7000	95%	0	1,5	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-RO-2030	1000	20	7000	95%	0	1,5	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-RU-2000	1500	20	7000	95%	0	2,0	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-RU-2010	1500	20	7000	95%	0	2,0	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-RU-2020	1500	20	7000	95%	0	2,0	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-RU-2030	1500	20	7000	95%	0	2,0	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-SE-2000	2000	20	7000	100%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-TR-2000	1500	20	7000	95%	0	1,5	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-TR-2010	1500	20	7000	95%	0	1,5	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-TR-2020	1500	20	7000	95%	0	1,5	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-TR-2030	1500	20	7000	95%	0	1,5	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-UK-2000	2000	20	7000	100%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-UK-2010	2000	20	7000	100%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-UK-2020	2000	20	7000	100%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Öl-schwer-UK-2030	2000	20	7000	100%	0	1,0	0,0
Raffinerie\Raffineriegas-DE-2000	2000	20	7000	100%	0	0,2	0,0
Raffinerie\Raffineriegas-DE-2010	2000	20	7000	100%	0	0,2	0,0
Raffinerie\Raffineriegas-DE-2020	2000	20	7000	100%	0	0,2	0,0
Raffinerie\Raffineriegas-DE-2030	2000	20	7000	100%	0	0,2	0,0
Raffinerie-Gas-Kessel-DE-100% (Raffinerie)-2000	10	15	4500	100%	60.006	1,3	1,5
Raffinerie-Gas-Kessel-DE-100% (Raffinerie)-2010	10	15	4500	100%	60.006	1,3	1,5
Raffinerie-Gas-Kessel-DE-100% (Raffinerie)-2020	10	15	4500	100%	60.006	1,3	1,5
Raffinerie-Gas-Kessel-DE-100% (Raffinerie)-2030	10	15	4500	100%	60.006	1,3	1,5
Verdichter-GT-AT-2000	10	15	5000	30%	183.838	14,0	8,4
Verdichter-GT-AT-2010	10	15	5000	31%	177.908	13,5	8,1
Verdichter-GT-AT-2020	10	15	5000	33%	167.125	12,7	7,6
Verdichter-GT-AT-2030	10	15	5000	35%	157.575	12,0	7,2
Verdichter-GT-CZ-2000	10	15	5000	30%	184.191	13,9	8,3

Name	Leistung (MW)	Lebensdauer (a)	Auslastung (h/a)	Eta	CO ₂ (kg/TJ)	CH ₄ (kg/TJ)	N ₂ O (kg/TJ)
Verdichter-GT-CZ-2010	10	15	5000	31%	178.249	13,5	8,1
Verdichter-GT-CZ-2020	10	15	5000	33%	167.446	12,7	7,6
Verdichter-GT-CZ-2030	10	15	5000	35%	157.878	11,9	7,2
Verdichter-GT-DE-2000	10	15	5000	30%	183.838	14,0	8,4
Verdichter-GT-DE-2010	10	15	5000	31%	177.908	13,5	8,1
Verdichter-GT-DE-2020	10	15	5000	33%	167.125	7,6	2,5
Verdichter-GT-DE-2030	10	15	5000	35%	157.575	7,2	2,4
Verdichter-GT-DK-2000	10	15	5000	30%	190.700	13,9	8,4
Verdichter-GT-DK-2010	10	15	5000	31%	184.548	13,5	8,1
Verdichter-GT-DK-2020	10	15	5000	33%	173.363	12,7	7,6
Verdichter-GT-DK-2030	10	15	5000	35%	163.457	11,9	7,2
Verdichter-GT-DZ-2000	10	15	5000	30%	183.838	14,0	14,0
Verdichter-GT-DZ-2010	10	15	5000	31%	177.908	13,5	13,5
Verdichter-GT-DZ-2020	10	15	5000	33%	167.125	12,7	12,7
Verdichter-GT-DZ-2030	10	15	5000	35%	157.575	12,0	12,0
Verdichter-GT-ES-2000	10	15	5000	30%	183.838	14,0	8,4
Verdichter-GT-ES-2010	10	15	5000	31%	177.908	13,5	8,1
Verdichter-GT-ES-2020	10	15	5000	33%	167.125	12,7	7,6
Verdichter-GT-ES-2030	10	15	5000	35%	157.575	12,0	7,2
Verdichter-GT-FI-2000	10	15	5000	30%	190.700	13,9	8,4
Verdichter-GT-FI-2010	10	15	5000	31%	184.548	13,5	8,1
Verdichter-GT-FI-2020	10	15	5000	33%	173.363	12,7	7,6
Verdichter-GT-FI-2030	10	15	5000	35%	163.457	11,9	7,2
Verdichter-GT-FR-2000	10	15	5000	30%	190.700	13,9	8,4
Verdichter-GT-FR-2010	10	15	5000	31%	184.548	13,5	8,1
Verdichter-GT-FR-2020	10	15	5000	33%	173.363	12,7	7,6
Verdichter-GT-FR-2030	10	15	5000	35%	163.457	11,9	7,2
Verdichter-GT-GR-2000	10	15	5000	30%	190.700	13,9	8,4
Verdichter-GT-GR-2010	10	15	5000	31%	184.548	13,5	8,1
Verdichter-GT-GR-2020	10	15	5000	33%	173.363	12,7	7,6
Verdichter-GT-GR-2030	10	15	5000	35%	163.457	11,9	7,2
Verdichter-GT-IE-2000	10	15	5000	30%	190.700	13,9	8,4
Verdichter-GT-IE-2010	10	15	5000	31%	184.548	13,5	8,1
Verdichter-GT-IE-2020	10	15	5000	33%	173.363	12,7	7,6
Verdichter-GT-IE-2030	10	15	5000	35%	163.457	11,9	7,2
Verdichter-GT-IT-2000	10	15	5000	30%	183.838	14,0	8,4
Verdichter-GT-IT-2010	10	15	5000	31%	177.908	13,5	8,1
Verdichter-GT-IT-2020	10	15	5000	33%	167.125	12,7	7,6
Verdichter-GT-IT-2030	10	15	5000	35%	157.575	12,0	7,2
Verdichter-GT-NL-2000	10	15	5000	30%	187.411	14,2	8,5
Verdichter-GT-NL-2010	10	15	5000	31%	181.366	13,7	8,2
Verdichter-GT-NL-2020	10	15	5000	33%	170.374	12,9	7,7
Verdichter-GT-NL-2030	10	15	5000	35%	160.638	12,2	7,3
Verdichter-GT-NO-2000	10	15	5000	30%	190.700	13,9	8,4
Verdichter-GT-NO-2010	10	15	5000	31%	184.548	13,5	8,1
Verdichter-GT-NO-2020	10	15	5000	33%	173.363	12,7	7,6
Verdichter-GT-NO-2030	10	15	5000	35%	163.457	11,9	7,2
Verdichter-GT-PL-2000	10	15	5000	30%	185.345	14,0	14,0
Verdichter-GT-PL-2010	10	15	5000	31%	179.366	13,6	8,2
Verdichter-GT-PL-2020	10	15	5000	33%	168.495	12,8	12,8
Verdichter-GT-PL-2030	10	15	5000	35%	158.867	12,0	12,0

Name	Leistung (MW)	Lebensdauer (a)	Auslastung (h/a)	Eta	CO ₂ (kg/TJ)	CH ₄ (kg/TJ)	N ₂ O (kg/TJ)
Verdichter-GT-PT-2000	10	15	5000	30%	183.838	14,0	8,4
Verdichter-GT-PT-2010	10	15	5000	31%	177.908	13,5	8,1
Verdichter-GT-PT-2020	10	15	5000	33%	167.125	12,7	7,6
Verdichter-GT-PT-2030	10	15	5000	35%	157.575	12,0	7,2
Verdichter-GT-RU-2000	10	10	5000	28%	199.299	30,1	9,0
Verdichter-GT-RU-2000 (max)	10	10	5000	25%	221.080	33,4	10,0
Verdichter-GT-RU-2010	10	10	5000	30%	184.234	27,8	8,4
Verdichter-GT-RU-2020	10	10	5000	32%	172.719	26,1	7,8
Verdichter-GT-RU-2030	10	10	5000	33%	167.485	25,3	7,6
Verdichter-GT-TR-2000	10	15	5000	30%	184.234	13,9	13,9
Verdichter-GT-TR-2010	10	10	5000	31%	178.291	26,9	8,1
Verdichter-GT-TR-2020	10	10	5000	32%	172.719	26,1	7,8
Verdichter-GT-TR-2030	10	15	5000	33%	167.485	12,7	12,7
Verdichter-GT-UK-2000	10	15	5000	30%	190.700	13,9	8,4
Verdichter-GT-UK-2010	10	15	5000	31%	184.548	13,5	8,1
Verdichter-GT-UK-2020	10	15	5000	33%	173.363	12,7	7,6
Verdichter-GT-UK-2030	10	15	5000	35%	163.457	11,9	7,2
Verflüssigung\LNG-DZ-2000	500	15	7000	100%	0	1,9	0,0
Verflüssigung\LNG-DZ-2010	500	15	7000	100%	0	1,5	0,0
Verflüssigung\LNG-DZ-2020	500	15	7000	100%	0	1,5	0,0
Verflüssigung\LNG-DZ-2030	500	15	7000	100%	0	1,5	0,0
Xtra-offshore\Gas-DK-2000	1000	20	7000	100%	0	31,7	0,0
Xtra-offshore\Gas-DK-2010	1000	20	7000	100%	0	27,7	0,0
Xtra-offshore\Gas-DK-2020	1000	20	7000	100%	0	23,7	0,0
Xtra-offshore\Gas-DK-2030	1000	20	7000	100%	0	15,8	0,0
Xtra-offshore\Gas-IE-2000	1000	20	7000	100%	0	31,7	0,0
Xtra-offshore\Gas-IE-2010	1000	20	7000	100%	0	27,7	0,0
Xtra-offshore\Gas-IE-2020	1000	20	7000	100%	0	23,7	0,0
Xtra-offshore\Gas-IE-2030	1000	20	7000	100%	0	15,8	0,0
Xtra-offshore\Gas-NO-2000	1000	20	7000	100%	0	31,7	0,0
Xtra-offshore\Gas-NO-2010	1000	20	7000	100%	0	27,7	0,0
Xtra-offshore\Gas-NO-2020	1000	20	7000	100%	0	23,7	0,0
Xtra-offshore\Gas-NO-2030	1000	20	7000	100%	0	15,8	0,0
Xtra-offshore\Gas-UK-2000	1000	20	7000	100%	0	31,7	0,0
Xtra-offshore\Gas-UK-2010	1000	20	7000	100%	0	27,7	0,0
Xtra-offshore\Gas-UK-2020	1000	20	7000	100%	0	23,7	0,0
Xtra-offshore\Gas-UK-2030	1000	20	7000	100%	0	15,8	0,0
Xtra-offshore-primär\Öl-roh-EU-2000	2000	25	7000	100%	451	4,5	0,0
Xtra-offshore-primär\Öl-roh-EU-2010	2000	25	7000	100%	427	4,0	0,0
Xtra-offshore-primär\Öl-roh-EU-2020	2000	25	7000	100%	402	3,6	0,0
Xtra-offshore-primär\Öl-roh-EU-2030	2000	25	7000	100%	351	3,0	0,0
Xtra-offshore-sekundär\Öl-roh-EU-2000	1500	25	7000	100%	451	4,5	0,0
Xtra-offshore-sekundär\Öl-roh-EU-2010	1500	25	7000	100%	427	4,0	0,0
Xtra-offshore-sekundär\Öl-roh-EU-2020	1500	25	7000	100%	402	3,6	0,0
Xtra-offshore-sekundär\Öl-roh-	1500	25	7000	100%	351	3,0	0,0

Name	Leistung (MW)	Lebensdauer (a)	Auslastung (h/a)	Eta	CO ₂ (kg/TJ)	CH ₄ (kg/TJ)	N ₂ O (kg/TJ)
EU-2030							
Xtra-onshore\Gas-AT-2000	1000	20	7000	100%	0	24,3	0,0
Xtra-onshore\Gas-AT-2010	1000	20	7000	100%	0	12,6	0,0
Xtra-onshore\Gas-AT-2020	1000	20	7000	100%	0	10,7	0,0
Xtra-onshore\Gas-AT-2030	1000	20	7000	100%	0	9,7	0,0
Xtra-onshore\gas-CZ-2000	1000	20	5000	100%	0	27,8	0,0
Xtra-onshore\gas-CZ-2010	1000	20	5000	100%	0	20,0	0,0
Xtra-onshore\gas-CZ-2020	1000	20	5000	100%	0	10,0	0,0
Xtra-onshore\gas-CZ-2030	1000	20	5000	100%	0	10,0	0,0
Xtra-onshore\Gas-DE-2000	1000	20	7000	100%	0	14,6	0,0
Xtra-onshore\Gas-DE-2010	1000	20	7000	100%	0	12,6	0,0
Xtra-onshore\Gas-DE-2020	1000	20	7000	100%	0	10,7	0,0
Xtra-onshore\Gas-DE-2030	1000	20	7000	100%	0	9,7	0,0
Xtra-onshore\Gas-DZ-2000	1000	20	7000	100%	0	48,6	0,0
Xtra-onshore\Gas-DZ-2010	1000	20	7000	100%	0	43,7	0,0
Xtra-onshore\Gas-DZ-2020	1000	20	7000	100%	0	38,9	0,0
Xtra-onshore\Gas-DZ-2030	1000	20	7000	100%	0	29,2	0,0
Xtra-onshore\Gas-ES-2000	1000	20	7000	100%	0	24,3	0,0
Xtra-onshore\Gas-ES-2010	1000	20	7000	100%	0	12,6	0,0
Xtra-onshore\Gas-ES-2020	1000	20	7000	100%	0	10,7	0,0
Xtra-onshore\Gas-ES-2030	1000	20	7000	100%	0	9,7	0,0
Xtra-onshore\Gas-FR-2000	1000	20	7000	100%	0	24,3	0,0
Xtra-onshore\Gas-FR-2010	1000	20	7000	100%	0	12,6	0,0
Xtra-onshore\Gas-FR-2020	1000	20	7000	100%	0	10,7	0,0
Xtra-onshore\Gas-FR-2030	1000	20	7000	100%	0	9,7	0,0
Xtra-onshore\Gas-GR-2000	1000	20	7000	100%	0	24,3	0,0
Xtra-onshore\Gas-GR-2010	1000	20	7000	100%	0	12,6	0,0
Xtra-onshore\Gas-GR-2020	1000	20	7000	100%	0	10,7	0,0
Xtra-onshore\Gas-GR-2030	1000	20	7000	100%	0	9,7	0,0
Xtra-onshore\Gas-IT-2000	1000	20	7000	100%	0	24,3	0,0
Xtra-onshore\Gas-IT-2010	1000	20	7000	100%	0	12,6	0,0
Xtra-onshore\Gas-IT-2020	1000	20	7000	100%	0	10,7	0,0
Xtra-onshore\Gas-IT-2030	1000	20	7000	100%	0	9,7	0,0
Xtra-onshore\Gas-NL-2000	1000	20	7000	100%	0	23,1	0,0
Xtra-onshore\Gas-NL-2010	1000	20	7000	100%	0	20,8	0,0
Xtra-onshore\Gas-NL-2020	1000	20	7000	100%	0	18,5	0,0
Xtra-onshore\Gas-NL-2030	1000	20	7000	100%	0	9,2	0,0
Xtra-onshore\Gas-PL-2000	1000	20	7000	100%	0	14,6	0,0
Xtra-onshore\Gas-PL-2010	1000	20	7000	100%	0	12,6	0,0
Xtra-onshore\Gas-PL-2020	1000	20	7000	100%	0	10,7	0,0
Xtra-onshore\Gas-PL-2030	1000	20	7000	100%	0	9,7	0,0
Xtra-onshore\Gas-RU-2000	1000	20	7000	100%	0	97,2	0,0
Xtra-onshore\Gas-RU-2010	1000	20	7000	100%	0	77,8	0,0
Xtra-onshore\Gas-RU-2020	1000	20	7000	100%	0	58,3	0,0
Xtra-onshore\Gas-RU-2030	1000	20	7000	100%	0	38,9	0,0
Xtra-onshore\Gas-TR-2000	1000	20	7000	100%	0	48,6	0,0
Xtra-onshore\Gas-TR-2010	1000	20	7000	100%	0	43,7	0,0
Xtra-onshore\Gas-TR-2020	1000	20	7000	100%	0	38,9	0,0
Xtra-onshore\Gas-TR-2030	1000	20	7000	100%	0	29,2	0,0
Xtra-onshore\Öl-roh-RU-2000	1000	25	7900	100%	3.003	29,4	0,0
Xtra-onshore\Öl-roh-RU-2000	1000	25	7900	100%	1.404	11,0	0,0

Name	Leistung (MW)	Lebensdauer (a)	Auslastung (h/a)	Eta	CO ₂ (kg/TJ)	CH ₄ (kg/TJ)	N ₂ O (kg/TJ)
(Begleitgas min)							
Xtra-onshore\Öl-roh-RU-2000 (Begleitgas red)	1000	25	7900	100%	2.062	18,6	0,0
Xtra-onshore\Öl-roh-RU-2000 (Bohrleistung min)	1000	25	7900	100%	2.483	27,5	0,0
Xtra-onshore\Öl-roh-RU-2010	1000	25	7900	100%	2.602	22,3	0,0
Xtra-onshore\Öl-roh-RU-2020	1000	25	7900	100%	2.236	16,5	0,0
Xtra-onshore\Öl-roh-RU-2030	1000	25	7900	100%	1.611	8,4	0,0
Xtra-onshore-primär\Öl-roh-OPEC-2000	1500	25	7000	100%	1.228	10,8	0,0
Xtra-onshore-primär\Öl-roh-OPEC-2010	1500	25	7000	100%	1.115	8,4	0,0
Xtra-onshore-primär\Öl-roh-OPEC-2020	1500	25	7000	100%	1.000	6,2	0,0
Xtra-onshore-primär\Öl-roh-OPEC-2030	1500	25	7000	100%	764	3,9	0,0
Xtra-onshore-primär\Öl-roh-TR-2000	1500	25	7000	100%	1.228	10,8	0,0
Xtra-onshore-primär\Öl-roh-TR-2010	1500	25	7000	100%	1.115	8,4	0,0
Xtra-onshore-primär\Öl-roh-TR-2020	1500	25	7000	100%	1.000	6,2	0,0
Xtra-onshore-primär\Öl-roh-TR-2030	1500	25	7000	100%	764	3,9	0,0
Xtra-onshore-sekundär\Öl-roh-AT	1500	25	7000	100%	451	2,9	0,0
Xtra-onshore-sekundär\Öl-roh-CZ	1500	25	7000	100%	451	2,9	0,0
Xtra-onshore-sekundär\Öl-roh-DE	1500	25	7000	100%	451	2,9	0,0
Xtra-onshore-sekundär\Öl-roh-ES	1500	25	7000	100%	451	2,9	0,0
Xtra-onshore-sekundär\Öl-roh-GR	1500	25	7000	100%	451	2,9	0,0
Xtra-onshore-sekundär\Öl-roh-HU	1500	25	7000	100%	451	2,9	0,0
Xtra-onshore-sekundär\Öl-roh-IT	1500	25	7000	100%	451	2,9	0,0
Xtra-onshore-sekundär\Öl-roh-NL	1500	25	7000	100%	451	2,9	0,0
Xtra-onshore-sekundär\Öl-roh-OPEC-2000	1500	25	7000	100%	1.228	10,8	0,0
Xtra-onshore-sekundär\Öl-roh-OPEC-2010	1500	25	7000	100%	1.115	8,4	0,0
Xtra-onshore-sekundär\Öl-roh-OPEC-2020	1500	25	7000	100%	1.000	6,2	0,0
Xtra-onshore-sekundär\Öl-roh-OPEC-2030	1500	25	7000	100%	764	3,9	0,0
Xtra-onshore-sekundär\Öl-roh-PL	1500	25	7000	100%	451	2,9	0,0
Xtra-onshore-tertiär\Öl-gas	1000	25	7000	100%	0	2,0	0,0
Xtra-onshore-tertiär\Öl-roh-AT	1000	25	7000	100%	451	2,9	0,0
Xtra-onshore-tertiär\Öl-roh-DE	1000	25	7000	100%	451	2,9	0,0
Xtra-onshore-tertiär\Öl-roh-FR	1000	25	7000	100%	451	2,9	0,0