Deutsches Treibhausgasinventar 1990 - 2002

Nationaler Inventarbericht 2004

Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen

Umweltbundesamt

Berlin, September 2004

Kontakt

Dieser Bericht entstand im Rahmen der Arbeiten zum Aufbau des *Nationalen Systems Emissionsinventare* (NaSE) und dem *Qualitäts-System Emissionsinventare* (QSE) des Umweltbundesamtes. Beiträge zur Landwirtschaft, zur Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft wurden vom Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft und der Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft erarbeitet.

Die elektronische Fassung dieses Berichts sowie die entsprechenden zugehörigen Emissionsdaten im Common Reporting Format (CRF) sind auf der Internetseite des Umweltbundesamtes bereitgestellt:
http://www.umweltbundesamt.de/luft/emissionen/bericht/aktuelle-daten/index.htm

Autoren

Federführung Gesamtbericht: Michael Strogies, Stephan Schiller, Marion Dreher (UBA II 5.3)

Für die einzelnen Kapitel:

Zusammenfassung	Stephan Schiller (UBA II 5.3)
Kapitel 1.1	Rosemarie Benndorf (UBA II 5.3)
Kapitel 1.2 - 1.4, 1.6 - 1.8	Marion Dreher (UBA II 5.3)
Kapitel 1.5, 2, 3.1.14-3.1.18	Michael Strogies (UBA II 5.3)
Kapitel 3.1	Peter Rosolski, Volker Kathöfer (UBA I 2.5)
Kapitel 3.1.1 – 3.1.3, 3.1.7	Peter Rosolski, Volker Kathöfer (UBA I 2.5), Rolf Beckers (UBA III 2.3)
Kapitel 3.1.5	Jacqueline Thomas (UBA III 2.2)
Kapitel 3.1.6	N. N. (Markus Kollar (III 2.3), Sebastian Plickert (UBA III 2.1))
Kapitel 3.1.8	Falk Heinen (UBA I 3.2)
Kapitel 3.1.9	Gunnar Gohlisch (UBA I 3.1)
Kapitel 3.1.10	Gunnar Gohlisch (UBA I 3.1)
Kapitel 3.1.11	Volker Brenk (UBA I 3.2), Gunnar Gohlisch (UBA I 3.1)
Kapitel 3.1.12	Gunnar Gohlisch (UBA I 3.1), Horst Nöcker (II 5.3)
Kapitel 3.1.13	Volker Weiss, Anja Behnke (UBA III 2.3)
Kapitel 3.2.1	Bernhard Kaster (UBA III 2.2), Horst Nöcker (II 5.3)
Kapitel 3.2.2	Edda Hoffmann (UBA III 2.3), Franziska Wermann (III 1.2)
Kapitel 4.1, 4.2	Maja Bernicke (UBA III 2.2)
Kapitel 4.3, 4.4	Karsten Karschunke (UBA III 2.3)
Kapitel 4.5	Johannes Drotleff, Almut Reichart (UBA III 2.3)
Kapitel 4.6	Karsten Karschunke, Almut Reichart, Edda Hoffmann (UBA III 2.3)
Kapitel 4.7	Jacqueline Thomas (UBA III 2.2)
Kapitel 4.8	Rainer Remus (UBA III 2.2)
Kapitel 4.9, 4.11, 4.12	Katja Schwaab (UBA III 1.4)
Kapitel 4.10	N. N. (Markus Kollar (III 2.3), Sebastian Plickert (UBA III 2.1))
Kapitel 5	Folke Dettling (UBA III 1.4)
Kapitel 6	Ulrich Dämmgen (FAL)

Kapitel 7.1	Sigrid Strich (BMVEL)
Kapitel 7.2	Otto Heinemeyer, Andreas Gensior (FAL)
Kapitel 8.1	Wolfgang Butz (UBA III 3.3)
Kapitel 8.2	Bettina Uhlmann (UBA III 3.4)
Kapitel 10	Ulrike Döring, Marion Dreher (UBA II 5.3)
Kapitel 11	Stephan Schiller, Robert Kludt (UBA II 5.3)
Anhang 1, 4	Michael Strogies (UBA II 5.3)
Anhang 2	Peter Rosolski, Volker Kathöfer (UBA I 2.5)
Anhang 3	Autoren entsprechend der fachlichen Zuständigkeit in Kap. 3-8
Anhang 5	Ulrike Döring, Detlef Rimkus (UBA II 5.3)
Anhang 6	Marion Dreher (UBA II 5.3), Autoren entsprechend der fachlichen Zuständigkeit
Anhang 7	Marion Dreher (UBA II 5.3)

Impressum

Herausgeber: Umweltbundesamt, Bismarckplatz 1, 14193 Berlin, Deutschland

Angaben aus diesem Bericht können unter Benennung der Quelle weiter verwendet werden.

Inhaltsverzeichnis

ABBILDUNGSVERZEICHNIS I

TABELLENVERZEICHNIS III

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS VII

0 ZUSAMMENFASSUNG 1

0.1 HINTERGRUNDINFORMATIONEN ZU TREIBHAUSGAS-INVENTAREN UND KLIMAWANDEL 2
0.2 EMISSIONEN VON TREIBHAUSGASEN SOWIE DEREN EINBINDUNG IN SENKEN (BEZOGEN AUF GWP) IM ZEITVERLAUF: 1990-2002 3
0.3 ÜBERBLICK ZU DEN EMISSIONSSCHÄTZUNGEN UND TRENDS DER QUELL- UND SENKENGRUPPEN 5

1 EINLEITUNG 1-7

1.1 HINTERGRUNDINFORMATIONEN ZU KLIMAWANDEL UND TREIBHAUSGAS-INVENTAREN 1-7
1.1.1 Der Treibhauseffekt 1-7
1.1.2 Klimawandel 1-7
1.1.3 Reduktionsverpflichtungen und Berichterstattung zu Treibhausgasen 1-8
1.2 INSTITUTIONELLE FESTLEGUNGEN UND RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DIE INVENTARERSTELLUNG 1-9
1.2.1 Institutionelle Festlegungen für die Inventarerstellung 1-10
1.2.2 Rahmenbedingungen für die Inventarerstellung 1-11
1.3 KURZBESCHREIBUNG DER INVENTARERSTELLUNG 1-12
1.3.1 Festlegung der Berechnungsgrundlagen 1-14
1.3.2 Datengewinnung 1-15
1.3.3 Datenaufbereitung und Emissionsberechnung 1-16
1.3.4 Berichterstellung 1-16
1.4 ÜBERBLICK ÜBER DIE VERWENDETEN METHODEN UND DATENQUELLEN 1-19
1.4.1 Datenquellen 1-19
1.4.1.1 Energie 1-19
1.4.1.2 Industrieprozesse 1-21
1.4.1.3 Lösemittel- und andere Produktverwendung 1-22
1.4.1.4 Landwirtschaft 1-23
1.4.1.5 Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft 1-24
1.4.1.6 Abfall und Abwasser 1-25
1.4.2 Methoden 1-27
1.5 KURZBESCHREIBUNG DER HAUPTQUELLGRUPPEN 1-27
1.6 INFORMATIONEN ZUM QUALITÄTSSICHERUNGS- UND -KONTROLLPLAN 1-30
1.7 GENERELLE UNSICHERHEITENSCHÄTZUNG 1-31
1.7.1 Vorgehen zur Unsicherheitsbestimmung nach Tier 1, Kap 6 der GPGAUM 1-32
1.7.2 Ergebnisse der Unsicherheitenschätzung 1-33
1.8 GENERELLE PRÜFUNG DER VOLLSTÄNDIGKEIT 1-34

2 TRENDS DER TREIBHAUSGASE 2-1

2.1 BESCHREIBUNG UND INTERPRETATION DES EMISSIONSVERLAUFS FÜR AGGREGIERTE TREIBHAUSGASEMISSIONEN 2-2
2.2 BESCHREIBUNG UND INTERPRETATION DES EMISSIONSVERLAUFS NACH TREIBHAUSGASEN 2-4
2.3 BESCHREIBUNG UND INTERPRETATION DES EMISSIONSVERLAUFS NACH QUELLKATEGORIEN 2-6
2.4 BESCHREIBUNG UND INTERPRETATION DES EMISSIONSVERLAUFS FÜR INDIREKTE TREIBHAUSGASE UND SO_2 2-7

3 ENERGIE (CRF 1) 3-1

3.1 VERBRENNUNG FOSSILER BRENNSTOFFE (1.A) 3-1
3.1.1 Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung (1.A.1a) 3-11
3.1.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.1a) 3-11
3.1.1.2 Methodische Aspekte (1.A.1a) 3-11

3.1.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.1a) 3-16
3.1.1.3.1 Methodik zur Bestimmung der Unsicherheiten der Emissionsfaktoren 3-16
3.1.1.3.2 Quantifizierung der Unsicherheiten der Emissionsfaktoren für Feuerungsanlagen 3-18
3.1.1.3.3 Ergebnis für N_2O 3-19
3.1.1.3.4 Ergebnis für CH_4 3-20
3.1.1.3.5 Zeitreihenkonsistenz der Emissionsfaktoren 3-20
3.1.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.1a) 3-20
3.1.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.1a) 3-21
3.1.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.1a) 3-21
3.1.2 Mineralölraffinerien (1.A.1b) 3-22
3.1.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.1b) 3-22
3.1.2.2 Methodische Aspekte (1.A.1b) 3-23
3.1.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.1b) 3-23
3.1.2.3.1 Ergebnis für N_2O 3-23
3.1.2.3.2 Ergebnis für CH_4 3-23
3.1.2.3.3 Zeitreihenkonsistenz der Emissionsfaktoren 3-24
3.1.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.1b) 3-24
3.1.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.1b) 3-24
3.1.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.1b) 3-24
3.1.3 Herstellung von festen Brennstoffen und sonstige Energieerzeuger (1.A.1c) 3-25
3.1.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.1c) 3-25
3.1.3.2 Methodische Aspekte (1.A.1c) 3-26
3.1.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.1c) 3-28
3.1.3.3.1 Ergebnis für N_2O 3-28
3.1.3.3.2 Ergebnis für CH_4 3-28
3.1.3.3.3 Zeitreihenkonsistenz der Emissionsfaktoren 3-28
3.1.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.1c) 3-28
3.1.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.1c) 3-29
3.1.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.1c) 3-29
3.1.4 Verarbeitende Industrie (Manufacturing Industrie and Construction) (1.A.2) 3-30
3.1.5 Verarbeitende Industrie - Eisenschaffende Industrie (1.A.2a) 3-30
3.1.5.1 Methodische Aspekte (1.A.2a) 3-30
3.1.5.1.1 Industrieprozessfeuerung Hochofen 3-31
3.1.5.1.2 Industrieprozessfeuerung Sinteranlage 3-32
3.1.5.1.3 Industrieprozessfeuerung Warmwalzwerk 3-34
3.1.6 Verarbeitende Industrie - Zellstoff- und Papierindustrie (1.A.2d) 3-36
3.1.6.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.2d) 3-36
3.1.6.2 Methodische Aspekte (1.A.2d) 3-36
3.1.6.3 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.2d) 3-37
3.1.7 Verarbeitende Industrie - Weitere Stromeigenerzeuger (1.A.2f) 3-38
3.1.7.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.2f) 3-38
3.1.7.2 Methodische Aspekte (1.A.2f) 3-38
3.1.7.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.2f) 3-39
3.1.7.3.1 Ergebnis für N_2O 3-39
3.1.7.3.2 Ergebnis für CH_4 3-39
3.1.7.3.3 Zeitreihenkonsistenz der Emissionsfaktoren 3-39
3.1.7.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.2f) 3-39
3.1.7.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.2f) 3-40
3.1.7.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.2f) 3-40
3.1.8 Transport - Ziviler Luftverkehr (1.A.3a) 3-41
3.1.8.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3a) 3-41
3.1.8.2 Methodische Aspekte (1.A.3a) 3-41
3.1.8.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3a) 3-43
3.1.8.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.3a) 3-43
3.1.8.5 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3a) 3-48
3.1.9 Transport - Straßenverkehr (1.A.3b) 3-49
3.1.9.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3b) 3-49
3.1.9.2 Methodische Aspekte (1.A.3b) 3-50
3.1.9.2.1 Realdaten für die Jahre 1990-2000 3-51
3.1.9.2.2 Daten für die Jahre 2001 und 2002 3-52
3.1.9.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3b) 3-52
3.1.9.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.3b) 3-52
3.1.9.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3b) 3-52
3.1.9.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3b) 3-53
3.1.10 Transport - Schienenverkehr (1.A.3c) 3-53
3.1.10.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3c) 3-53
3.1.10.2 Methodische Aspekte (1.A.3c) 3-54

3.1.10.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3c) 3-55
3.1.10.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.3c) 3-55
3.1.10.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3c) 3-55
3.1.10.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3c) 3-55
3.1.11 Transport - Schiffsverkehr (1.A.3d) 3-56
3.1.11.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3d) 3-56
3.1.11.2 Methodische Aspekte (1.A.3d) 3-57
3.1.11.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3d) 3-58
3.1.11.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.3d) 3-58
3.1.11.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3d) 3-58
3.1.11.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3d) 3-58
3.1.12 Transport - Übriger Verkehr (1.A.3e) 3-59
3.1.12.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3e) 3-59
3.1.12.2 Methodische Aspekte (1.A.3e) 3-59
3.1.12.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3e) 3-60
3.1.12.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.3e) 3-60
3.1.12.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3e) 3-60
3.1.12.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3e) 3-60
3.1.13 Andere Quellgruppen (1.A.4) 3-61
3.1.13.1 Beschreibung der Quellgruppe: Haushalte, Kleinverbraucher, Land-, Forstwirtschaft und Fischerei (1.A.4) 3-61
3.1.13.2 Methodische Aspekte (1.A.4) 3-62
3.1.13.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.4) 3-63
3.1.13.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.4) 3-65
3.1.13.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.4) 3-65
3.1.13.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.4) 3-66
3.1.14 Vergleich mit dem CO_2 Referenzverfahren 3-66
3.1.14.1 Methodische Aspekte 3-66
3.1.14.1.1 Steinkohle 3-67
3.1.14.1.2 Braunkohle 3-68
3.1.14.1.3 Erdgas 3-68
3.1.14.1.4 Erdölimporte 3-68
3.1.14.2 Datengrundlagen 3-69
3.1.14.3 Ergebnisse 3-69
3.1.14.4 Geplante Verbesserungen 3-70
3.1.15 Emissionen aus dem internationalen Verkehr 3-71
3.1.16 Lagerhaltung 3-71
3.1.17 Militär 3-71
3.1.18 Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A) 3-71
3.1.18.1 Vergleich mit den EUROSTAT-Ergebnissen 3-75
3.1.18.1.1 Ursachen für Abweichungen bei den verwendeten Energiedaten 3-76
3.1.18.1.2 Analyse der verwendeten Emissionsfaktoren 3-79
3.1.18.1.3 Geplante Verbesserungen 3-83
3.1.18.2 Vergleich mit den IEA-Ergebnissen 3-84
3.1.18.2.1 Geplante Verbesserungen 3-84
3.1.18.3 Vergleich mit den für die einzelnen Bundesländer ermittelten Daten 3-84
3.1.18.3.1 Geplante Verbesserungen 3-87
3.2 DIFFUSE EMISSIONEN AUS BRENNSTOFFEN (1.B) 3-87
3.2.1 Feste Brennstoffe (1.B.1) 3-88
3.2.1.1 Kohlenbergbau (1.B.1a) 3-88
3.2.1.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.B.1a) 3-88
3.2.1.1.2 Methodische Aspekte (1.B.1a) 3-89
3.2.1.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.1a) 3-90
3.2.1.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.1a) 3-90
3.2.1.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.1a) 3-91
3.2.1.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.1a) 3-91
3.2.1.2 Umwandlung von Kohle (1.B.1b) 3-93
3.2.1.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.B.1b) 3-93
3.2.1.2.2 Methodische Aspekte (1.B.1b) 3-93
3.2.1.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.1b) 3-94
3.2.1.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.1b) 3-94
3.2.1.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.1b) 3-94
3.2.1.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.1b) 3-94
3.2.2 Öl und Erdgas (1.B.2) 3-95
3.2.2.1 Beschreibung der Quellgruppe: Öl (1.B.2a) 3-95
3.2.2.2 Beschreibung der Quellgruppe: Erdgas (1.B.2b) 3-95

3.2.2.3 Methodische Aspekte (1.B.2) 3-96
3.2.2.4 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2) 3-96
3.2.2.5 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2) 3-96
3.2.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.2) 3-96

4 INDUSTRIEPROZESSE (CRF SEKTOR 2) 4-1

4.1 MINERALISCHE PRODUKTE: ZEMENT (2.A.1) 4-1
4.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.1) 4-1
4.1.2 Methodische Aspekte (2.A.1) 4-1
4.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.1) 4-4
4.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.1) 4-4
4.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.1) 4-5
4.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.1) 4-5
4.2 MINERALISCHE PRODUKTE: KALK (2.A.2) 4-6
4.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.2) 4-6
4.2.2 Methodische Aspekte (2.A.2) 4-6
4.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.2) 4-7
4.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.2) 4-8
4.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.2) 4-8
4.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.2) 4-8
4.3 CHEMISCHE INDUSTRIE: AMMONIAK PRODUKTION (2.B.1) 4-9
4.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.B.1) 4-9
4.3.2 Methodische Aspekte (2.B.1) 4-11
4.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.1) 4-11
4.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.1) 4-11
4.3.5 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.B.1) 4-11
4.4 CHEMISCHE INDUSTRIE: SALPETERSÄUREPRODUKTION (2.B.2) 4-11
4.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.B.2) 4-11
4.4.2 Methodische Aspekte (2.B 2) 4-12
4.4.2.1 Aktivitätsdaten 4-12
4.4.2.2 Emissionsfaktoren und Emissionen 4-13
4.4.2.2.1 Anforderungen aus den internationalen Berichterstattungsrichtlinien 4-13
4.4.2.2.2 Stand der Berichterstattung in der Bundesrepublik Deutschland 4-14
4.4.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.2) 4-15
4.4.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.2) 4-15
4.4.5 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.B.2) 4-15
4.5 CHEMISCHE INDUSTRIE: ADIPINSÄURE PRODUKTION (2.B.3) 4-15
4.5.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.B.3) 4-15
4.5.2 Methodische Aspekte (2.B.3) 4-16
4.5.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.3) 4-16
4.5.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.3) 4-17
4.5.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.B.3) 4-17
4.5.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.B.3) 4-17
4.6 CHEMISCHE INDUSTRIE: METHANEMISSIONEN AUS SONSTIGEN PRODUKTIONSPROZESSEN (2.B.5) 4-17
4.6.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.B.5) 4-17
4.6.2 Methodische Aspekte (2.B.5) 4-18
4.6.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.5) 4-20
4.6.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.5) 4-20
4.6.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.B.5) 4-20
4.6.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.B.5) 4-20
4.7 METALLPRODUKTION: EISEN- UND STAHLPRODUKTION (2.C.1) 4-21
4.7.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.C.1) 4-21
4.7.2 Methodische Aspekte (2.C.1) 4-21
4.7.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.C.1) 4-22
4.7.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.C.1) 4-22
4.7.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.C.1) 4-22
4.7.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.C.1) 4-22

4.8 METALLPRODUKTION: PRIMÄRALUMINIUMPRODUKTION (2.C.3) 4-23
4.8.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.C.3) 4-23
4.8.2 Methodische Aspekte (2.C.3) 4-23
4.8.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.C.3) 4-24
4.8.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.C.3) 4-24
4.8.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.C.3) 4-25
4.8.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.C.3) 4-25
4.9 METALLPRODUKTION: SF_6 IN DER ALUMINIUM- UND MAGNESIUMPRODUKTION (2.C.4) 4-25
4.9.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.C.4) 4-25
4.9.2 Methodische Aspekte (2.C.4) 4-26
4.9.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.C.4) 4-26
4.9.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.C.4) 4-27
4.9.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.C.4) 4-27
4.9.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.C.4) 4-27
4.10 ANDERE PRODUKTIONEN (2.D.1): ZELLSTOFF- UND PAPIERHERSTELLUNG 4-28
4.10.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.D.1) 4-28
4.10.2 Methodische Aspekte (2.D.1) 4-28
4.10.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.D.1) 4-28
4.10.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.D.1) 4-28
4.10.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.D.1) 4-29
4.10.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.D.1) 4-29
4.11 PRODUKTION VON HALOGENIERTEN KOHLENWASSERSTOFFEN UND SF_6 (2.E) 4-29
4.11.1 By-Product Emissionen (2.E.1) 4-30
4.11.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.E.1) 4-30
4.11.1.2 Methodische Aspekte (2.E.1) 4-30
4.11.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.E.1) 4-31
4.11.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.E.1) 4-31
4.11.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.E.1) 4-31
4.11.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.E.1) 4-31
4.11.2 Herstellungsbedingte Emissionen (2.E.2) 4-31
4.11.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.E.2) 4-31
4.11.2.2 Methodische Aspekte (2.E.2) 4-32
4.11.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.E.2) 4-32
4.11.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.E.2) 4-32
4.11.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.E.2) 4-32
4.11.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.E.2) 4-32
4.12 VERBRAUCH VON HALOGENIERTEN KOHLENWASSERSTOFFEN UND SF_6 (2.F) 4-33
4.12.1 Kälte und Klimaanlagen (2.F.1) 4-35
4.12.1.1 Kälte- und stationäre Klimaanlagen (2.F.1) 4-35
4.12.1.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.1) 4-35
4.12.1.1.2 Methodische Aspekte (2.F.1) 4-35
4.12.1.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.1) 4-36
4.12.1.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.1) 4-36
4.12.1.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F.1) 4-37
4.12.1.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F 1) 4-37
4.12.1.2 Mobile Klimaanlagen (2.F.1) 4-37
4.12.1.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.1) 4-37
4.12.1.2.2 Methodische Aspekte (2.F.1) 4-37
4.12.1.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.1) 4-38
4.12.1.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.1) 4-38
4.12.1.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F.1) 4-39
4.12.1.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F 1) 4-39
4.12.2 Schaumherstellung (2.F.2) 4-39
4.12.2.1 PU-Schaumprodukte (2.F.2) 4-39
4.12.2.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.2) 4-39
4.12.2.1.2 Methodische Aspekte (2.F.2) 4-39
4.12.2.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.2) 4-40
4.12.2.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.2) 4-40
4.12.2.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F.2) 4-40
4.12.2.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.2) 4-40
4.12.2.2 PU-Montageschaum (2.F.2) 4-40
4.12.2.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.2) 4-40
4.12.2.2.2 Methodische Aspekte (2.F.2) 4-41

4.12.2.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.2) 4-41
4.12.2.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.2) 4-42
4.12.2.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F.2) 4-42
4.12.2.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.2) 4-42
4.12.2.3 XPS-Hartschaum (2.F.2) 4-42
4.12.2.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.2) 4-42
4.12.2.3.2 Methodische Aspekte (2.F.2) 4-42
4.12.2.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.2) 4-43
4.12.2.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.2) 4-43
4.12.2.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F.2) 4-43
4.12.2.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.2) 4-43
4.12.3 Feuerlöschmittel (2.F.3) 4-43
4.12.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.3) 4-43
4.12.3.2 Methodische Aspekte (2.F.3) 4-44
4.12.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.3) 4-44
4.12.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.3) 4-44
4.12.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F 3) 4-44
4.12.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.3) 4-44
4.12.4 Aerosole/ Dosieraerosole (2.F.4) 4-44
4.12.4.1 Asthma-Dosieraerosole (2.F.4) 4-44
4.12.4.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.4) 4-44
4.12.4.1.2 Methodische Aspekte (2.F.4) 4-45
4.12.4.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.4) 4-45
4.12.4.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.4) 4-45
4.12.4.1.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.4) 4-45
4.12.4.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.4) 4-45
4.12.4.2 Sonstige Aerosole (2.F.4) 4-45
4.12.4.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.4) 4-45
4.12.4.2.2 Methodische Aspekte (2.F.4) 4-45
4.12.4.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.4) 4-46
4.12.4.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.4) 4-46
4.12.4.2.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.4) 4-46
4.12.4.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.4) 4-46
4.12.5 Lösemittel (2.F.5) 4-46
4.12.5.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.5) 4-46
4.12.5.2 Methodische Aspekte (2.F.5) 4-46
4.12.5.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.5) 4-47
4.12.5.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.5) 4-47
4.12.5.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.5) 4-47
4.12.5.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.5) 4-47
4.12.6 Sonstige (2.F.6) 4-47
4.12.6.1 Halbleiterproduktion (2.F.6) 4-47
4.12.6.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.6) 4-47
4.12.6.1.2 Methodenbeschreibung (2.F.6) 4-47
4.12.6.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.6) 4-48
4.12.6.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.6) 4-48
4.12.6.1.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.6) 4-48
4.12.6.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.6) 4-48
4.12.6.2 Elektrische Betriebsmittel (2.F.6) 4-48
4.12.6.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.6) 4-48
4.12.6.2.2 Methodenbeschreibung (2.F.6) 4-48
4.12.6.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.6) 4-49
4.12.6.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.6) 4-49
4.12.6.2.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.6) 4-49
4.12.6.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.6) 4-49
4.12.6.3 Sportschuhe (2.F.6) 4-49
4.12.6.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.6) 4-49
4.12.6.3.2 Methodenbeschreibung (2.F.6) 4-50
4.12.6.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.6 4-50
4.12.6.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.6) 4-50
4.12.6.3.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.6) 4-50
4.12.6.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.6) 4-50
4.12.6.4 AWACS Wartung (2.F.6) 4-50
4.12.6.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.6) 4-50
4.12.6.4.2 Methodenbeschreibung (2.F.6) 4-50
4.12.6.4.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.6) 4-51
4.12.6.4.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.6) 4-51
4.12.6.4.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.6) 4-51

4.12.6.4.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.6 4-51
4.12.6.5 Autoreifen (2.F.6) 4-51
4.12.6.5.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.6) 4-51
4.12.6.5.2 Methodenbeschreibung (2.F.6) 4-51
4.12.6.5.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.6) 4-52
4.12.6.5.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.6) 4-52
4.12.6.5.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.6) 4-52
4.12.6.5.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.6) 4-52
4.12.6.6 Isolierglasfenster (2.F.6) 4-52
4.12.6.6.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.6) 4-52
4.12.6.6.2 Methodenbeschreibung (2.F.6) 4-53
4.12.6.6.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.6) 4-53
4.12.6.6.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.6) 4-53
4.12.6.6.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.6) 4-53
4.12.6.6.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.6) 4-54
4.12.6.7 Spurengas (2.F.6) 4-54
4.12.6.7.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.6) 4-54
4.12.6.7.2 Methodenbeschreibung (2.F.6) 4-54
4.12.6.7.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.6) 4-54
4.12.6.7.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.6) 4-54
4.12.6.7.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.6) 4-54
4.12.6.7.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.6) 4-54

5 LÖSEMITTEL UND ANDERE PRODUKTVERWENDUNG (CRF SEKTOR 3) 5-1

5.1 BESCHREIBUNG DER QUELLGRUPPE (3) 5-1
5.2 METHODISCHE ASPEKTE (3) 5-2
5.3 UNSICHERHEITEN UND ZEITREIHENKONSISTENZ (3) 5-3
5.4 QUELLENSPEZIFISCHE QUALITÄTSSICHERUNG/-KONTROLLE UND VERIFIZIERUNG (3) 5-4
5.5 QUELLENSPEZIFISCHE RÜCKRECHNUNGEN (3) 5-4
5.6 GEPLANTE VERBESSERUNGEN (QUELLENSPEZIFISCH) (3) 5-4

6 LANDWIRTSCHAFT (CRF SEKTOR 4) 6-1

6.1 LANDWIRTSCHAFTLICHE QUELLEN UND DIE QUANTIFIZIERUNG IHRER EMISSIONEN BZW. DEPOSITIONEN IN DEN JAHREN 1990 BIS 2002 6-1
6.1.1 Fermentation bei Verdauung (4.A) 6-1
6.1.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (4.A) 6-2
6.1.1.2 Methodische Aspekte CRF 4 A (Methan, CH_4) 6-3
6.1.1.2.1 Charakterisierung der Tierbestände 6-4
6.1.1.2.2 Berechnung der CH_4-Emissionen aus der Milchkuh-Haltung 6-5
6.1.1.2.3 Berechnung der CH_4-Emissionen aus der Haltung aller anderen Tiere 6-6
6.1.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (4.A) 6-7
6.1.1.3.1 Relevante Tierzahlen 6-7
6.1.1.3.2 Emissionsfaktoren 6-7
6.1.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (4.A) 6-7
6.1.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (4.A) 6-8
6.1.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (4.A) 6-8
6.1.2 Wirtschaftsdünger-Management (4.B) 6-9
6.1.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (4.B) 6-9
6.1.2.1.1 Methan-Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management (4.B) 6-9
6.1.2.1.2 Emissionen von flüchtigen Kohlenwasserstoffen ohne Methan aus dem Wirtschaftsdünger-Management 6-10
6.1.2.1.3 Distickstoffoxid-, Stickstoffmonooxid- und Distickstoff-Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management 6-11
6.1.2.2 Methodische Aspekte (4.B) 6-12
6.1.2.2.1 Methodische Aspekte und Anforderungen CRF 4 B (CH_4) 6-12
6.1.2.2.2 Methodische Aspekte und Anforderungen CRF 4 B (N_2O, NO und N_2) 6-13
6.1.2.2.3 RelevanteTierzahlen 6-15
6.1.2.2.4 Ausscheidungen 6-15
6.1.2.2.5 Weidegang, Stalltyp und Aufstallungsdauer 6-16
6.1.2.2.6 Gülle- und Mist-Aufbereitung 6-16
6.1.2.2.7 Lagerung 6-16
6.1.2.2.8 Ausbringung 6-17
6.1.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (4.B) 6-17
6.1.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (4.B) 6-17
6.1.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (4.B) 6-17
6.1.2.5.1 Quellenspezifische Rückrechnungen (4.B, CH_4) 6-17

6.1.2.5.2 Quellenspezifische Rückrechnungen (4.B, NMVOC) 6-18
6.1.2.5.3 Quellenspezifische Rückrechnungen (4.B, N_2O, NO, N_2) 6-18
6.1.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (4.B) 6-18
6.1.3 Reisanbau (4.C) 6-18
6.1.4 Landwirtschaftliche Böden (4.D) 6-19
6.1.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (4.D) 6-19
6.1.4.2 Methodische Aspekte (4.D) 6-20
6.1.4.2.1 Methan-Konsumption von landwirtschaftlichen Böden (4.D) 6-20
6.1.4.2.2 Emissionen von flüchtigen Kohlenwasserstoffen ohne Methan aus landwirtschaftlichen Böden und Kulturen (erste Schätzung) (4.D) 6-20
6.1.4.2.3 Distickstoffoxid- und Stickstoffmonooxid-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (Düngeranwendung) (4.D) 6-20
6.1.4.2.4 Distickstoffoxid- , Stickstoffmonooxid- und Ammoniak-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (Leguminosen) (4.D) 6-20
6.1.4.2.5 Distickstoffoxid- und Stickstoffmonooxid-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (Ernterückstände) (4.D) 6-21
6.1.4.2.6 Distickstoffoxid-Emissionen aus organischen Böden (4.D) 6-21
6.1.4.2.7 Distickstoffoxid-Emissionen aus beim Weidegang ausgeschiedenen Exkrementen (4.D) 6-22
6.1.4.2.8 Indirekte Distickstoffoxid-Emissionen als Folge atmosphärischer Deposition (4.D) 6-22
6.1.4.2.9 Indirekte Distickstoffoxid-Emissionen als Folge von Auswaschung und Oberflächenabfluss (4.D) 6-22
6.1.4.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (4.D) 6-22
6.1.4.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (4.D) 6-22
6.1.4.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (4.D) 6-23
6.1.4.5.1 Methan-Konsumption von landwirtschaftlichen Böden (4.D) 6-23
6.1.4.5.2 Distickstoffoxid- und Stickstoffmonooxid-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (4.D) 6-23
6.1.5 Brandrodung (4.E) 6-24
6.1.6 Verbrennen von Ernterückständen auf der Fläche (4.F) 6-24

7 LANDNUTZUNGSÄNDERUNG UND FORSTWIRTSCHAFT (CRF SEKTOR 5) 7-1

7.1 ÄNDERUNGEN DES WALDBESTANDES UND SONSTIGER BIOMASSEBESTÄNDE (5.A) 7-1
7.1.1 Beschreibung der Quell-bzw. Senkengruppe (5.A) 7-1
7.1.2 Methodische Aspekte (5.A) 7-2
7.1.2.1 Herleitung des Zuwachses 7-5
7.1.2.2 Holzernte 7-6
7.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (5.A) 7-7
7.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (5.A) 7-8
7.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (5.A) 7-8
7.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (5.A) 7-8
7.2 CO_2 EMISSIONEN UND FESTLEGUNGEN IM BODEN (5.D) 7-9
7.2.1 Beschreibung der Quell- und Senkengruppe (5.D) 7-9
7.2.2 Methodische Aspekte (5.D) 7-10
7.2.3 Genutzte Daten für die vorläufige C-Vorratsänderungsschätzung 7-11
7.2.3.1 Nutzungsänderungsbedingte C-Vorratsänderungen in Böden 7-12
7.2.3.2 Mineralisierung organischer Böden 7-12
7.2.4 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (5.D) 7-12
7.2.4.1 Landwirtschaft 7-14
7.2.4.2 Wald 7-20
7.2.4.3 Kalkung 7-20
7.2.4.4 Zusammenfassung 7-21
7.2.5 Quellenspezifische Qualitätssicherung/ -kontrolle und Verifizierung (5D) 7-23
7.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (5D) 7-23
7.2.6.1 Landwirtschaft 7-23
7.2.6.2 Wälder 7-25

8 ABFALL UND ABWASSER (CRF SEKTOR 6) 8-1

8.1 ABFALLDEPONIE (6.A) 8-1
8.1.1 Geordnete Deponierung - Deponierung von Siedlungsabfällen (6.A.1) 8-1
8.1.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.A.1)) 8-1
8.1.1.2 Methodische Aspekte (6.A.1) 8-1
8.1.1.2.1 MCF (Methankorrekturfaktor) 8-4
8.1.1.2.2 DOC 8-4
8.1.1.2.3 DOC_F 8-5
8.1.1.2.4 F = Anteil des CH_4 am Deponiegas 8-5

8.1.1.2.5 Halbwertszeit 8-6
8.1.1.2.6 Deponiegasnutzung 8-6
8.1.1.2.7 Oxidationsfaktor 8-6
8.1.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (6.A.1) 8-6
8.1.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/ -kontrolle und Verifizierung (6.A.1) 8-7
8.1.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (6.A.1) 8-7
8.1.1.6 Geplante Verbesserungen (6.A.1) 8-7
8.1.2 Andere Quellen - Deponierung von Rückständen aus der mechanisch-biologischen Abfallbehandlung (MBA) (6.A.3) *8-7*
8.2 ABWASSERBEHANDLUNG (6.B) 8-8
8.2.1 Methanemissionen der industriellen Abwasser- und Schlammbehandlung (6.B.1) *8-8*
8.2.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.B.1) 8-8
8.2.2 Kommunale Abwasserbehandlung (6.B.2) *8-9*
8.2.2.1 Methanemissionen der kommunalen Abwasserbehandlung (6.B.2) 8-9
8.2.2.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.B.2) 8-9
8.2.2.1.2 Methodische Aspekte (6.B.2) 8-9
8.2.2.1.3 Unsicherheit und Zeitreihenkonsistenz (6.B.2) 8-10
8.2.2.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/ - kontrolle und Verifizierung 8-10
8.2.2.1.5 Quellgruppenspezifische Rückrechnungen (6.B.2) 8-10
8.2.2.1.6 Geplante Verbesserungen (6.B.2) 8-11
8.2.2.2 Methanemissionen der kommunalen Schlammbehandlung (6.B.2) 8-11
8.2.2.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.B.2) 8-11
8.2.2.2.2 Methodische Aspekte (6.B.2) 8-12
8.2.2.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (6.B.2) 8-12
8.2.2.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (6.B.2) 8-13
8.2.2.2.5 Quellgruppenspezifische Rückrechnungen (6.B.2) 8-13
8.2.2.2.6 Geplante Verbesserungen (6.B.2) 8-13
8.2.2.3 Lachgasemissionen aus dem kommunalen Abwasser (6.B.2) 8-13
8.2.2.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.B.2) 8-13
8.2.2.3.2 Methodische Aspekte (6.B.2) 8-13
8.2.2.3.3 Unsicherheit und Zeitreihenkonsistenz (6.B.2) 8-14
8.2.2.3.4 Quellgruppenspezifische Qualitätssicherung/ - kontrolle und Verifizierung (6.B.2) 8-15
8.2.2.3.5 Quellgruppenspezifische Rückrechnungen (6.B.2) 8-15
8.2.2.3.6 Geplante Verbesserungen (6.B.2) 8-15

9 ANDERE (CRF SEKTOR 7) 9-1

10 RÜCKRECHNUNGEN UND VERBESSERUNGEN 10-1

11 REFERENZEN 11-1

12 ANHANG 1: HAUPTQUELLGRUPPEN DES DEUTSCHEN TREIBHAUSGASINVENTARS 12-1

12.1 BESCHREIBUNG DER METHODE ZUR FESTLEGUNG DER HAUPTQUELLGRUPPEN 12-1
12.1.1 Tier 1 Level Approach *12-2*
12.1.2 Tier 1 Trend Approach *12-8*
12.1.3 Bewertung *12-9*

13 ANHANG 2: DETAILLIERTE ERLÄUTERUNG DER METHODEN UND DATEN ZUR BERECHNUNG VON CO_2 EMISSIONEN AUS DER VERBRENNUNG FOSSILER BRENNSTOFFE 13-1

13.1 ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN UND IHRE WICHTIGSTEN DATENGRUNDLAGEN 13-1
13.2 AUFBAU DER ENERGIEBILANZEN 13-3
13.3 UMBUCHUNG VON STATISTISCHEN DIFFERENZEN IN DEN SEKTOR HAUSHALTE UND KLEINVERBRAUCHER 13-7
13.4 ERSTELLUNG VORLÄUFIGER ENERGIEBILANZEN AB 1999 DURCH DAS UBA 13-7
13.5 METHODISCHE ASPEKTE: ENERGIEBEDINGTE AKTIVITÄTSRATEN 13-8
13.5.1 Ergänzungen der Energiebilanzdaten *13-8*
13.5.2 Umgruppierung der Energiebilanzdaten *13-11*
13.6 UNSICHERHEITEN UND ZEITREIHENKONSISTENZ DER ENERGIEBILANZ 13-11
13.6.1 Das Bilanzjahr 1990 und die Energiebilanzen für 1991 bis 1994 *13-11*
13.7 DOKUMENTATION DER DATEN ZUM BEU-MODUL 13-13

13.7.1 Braunkohlenbergbau 13-14
13.7.1.1 Beschreibung des Sektors 13-14
13.7.1.1.1 Erläuterungen zu Datenquellen 13-16
13.7.1.2 Elektrische Leistung der Grubenkraftwerke 13-18
13.7.1.3 Stromerzeugung (elektrische Arbeit) in Grubenkraftwerken 13-19
13.7.1.4 Brennstoffeinsatz in Grubenkraftwerken 13-20
13.7.1.4.1 Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung 13-20
13.7.1.4.2 Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung (Rohbraunkohlentrocknung) 13-22
13.7.1.4.3 Brennstoffeinsatz zur Strom- und Wärmeerzeugung nach Revieren 13-22
13.7.1.4.4 Geplante Verbesserungen 13-23
13.7.1.5 Feuerungswärmeleistung, SO_2- und NO_X -Emissionen aus Grubenkraftwerken 13-23
13.7.1.6 Zusammenstellung der Modelldaten (Stand 31.01.2004) 13-24
13.8 CO_2 EMISSIONSFAKTOREN 13-26
13.8.1 Methodische Vorbemerkungen 13-26
13.8.2 Basis-Emissionsfaktoren für CO_2 13-28
13.8.3 Ermittlung der Inventar-Emissionsfaktoren für CO_2 13-34

14 ANHANG 3: WEITERE DETAILLIERTE METHODISCHE BESCHREIBUNGEN FÜR EINZELNE QUELL- UND SENKENKATEGORIEN 14-1

14.1 WEITERE DETAILLIERTE METHODISCHE BESCHREIBUNGEN FÜR DIE QUELLKATEGORIE ENERGIE (1) 14-1
14.1.1 Energy Industries (1.A.1) 14-1
14.1.2 Verarbeitendes Gewerbe (1.A.2) 14-2
14.1.3 Transport (1.A.3) 14-3
14.1.3.1 Ableitung der Aktivitätsraten zum Straßenverkehr (1.A.3b) 14-5
14.1.3.1.1 Abgleich auf die Energiebilanz 14-5
14.1.3.1.2 Zuordnung von Biodiesel, Petroleum und Flüssiggas auf die Strukturelemente 14-7
14.1.3.1.3 Aktivitätsrate für Verdunstung 14-7
14.1.3.2 Ableitung der Emissionsfaktoren 14-7
14.1.3.2.1 Emissionsfaktoren aus TREMOD 14-7
14.1.3.2.2 Emissionsfaktoren für Biodiesel, Petroleum und Flüssiggas 14-8
14.1.3.3 Erweiterung um den Energieträger Erdgas 14-8
14.1.3.4 Ableitung der Daten für West- und Ostdeutschland 1994 14-9
14.1.4 Andere Quellgruppen (1.A.4) 14-10
14.1.5 Andere: Militär (1.A.5) 14-10
14.1.6 Diffuse Emissionen aus Festbrennstoffen (1.B.1) 14-10
14.1.7 Öl und Erdgas (1.B.2) 14-11
14.1.8 Luftverkehr and Marine (1.BU.1/1.BU.2) 14-12
14.2 WEITERE DETAILLIERTE METHODISCHE BESCHREIBUNGEN FÜR DIE QUELLKATEGORIE INDUSTRIEPROZESSE (2) 14-12
14.2.1 Mineralische Produkte (2.A) 14-12
14.2.2 Chemische Industrie (2.B) 14-13
14.2.3 Metall Produktion (2.C) 14-13
14.2.4 Andere Produktion (2.D) 14-14
14.3 WEITERE DETAILLIERTE METHODISCHE BESCHREIBUNGEN FÜR DIE QUELLKATEGORIE LÖSEMITTEL UND ANDERE PRODUKTVERWENDUNG (3) 14-14
14.4 WEITERE DETAILLIERTE METHODISCHE BESCHREIBUNGEN FÜR DIE QUELLKATEGORIE LANDWIRTSCHAFT (4) 14-15
14.4.1 Landwirtschaft (4) - Angaben über Schritte zur Verbesserung der zukünftigen Inventare 14-16
14.4.2 Landwirtschaft (4) - Angaben zu Prognosen landwirtschaftlicher Emissionen 14-17
14.5 WEITERE DETAILLIERTE METHODISCHE BESCHREIBUNGEN FÜR DIE QUELL/SENKENKATEGORIE LANDNUTZUNGSÄNDERUNG UND FORSTWIRTSCHAFT (5) 14-17
14.6 WEITERE DETAILLIERTE METHODISCHE BESCHREIBUNGEN FÜR DIE QUELLKATEGORIE ABFALL UND ABWASSER (6) 14-17
14.6.1 Abfall (6.A) - Angaben für den verwendeten Tier 2 Ansatz 14-18
14.6.2 Abwasser (6.B) –Angaben zur Bestimmung der Emissionsfaktoren der Abwasser- und Schlammbehandlung (6.B.2) 14-18
14.6.3 Bestimmung der Lachgasemissionen in der Abwasserbehandlung (6.B.2) 14-19

15 ANHANG 4: CO_2 REFERENZVERFAHREN UND VERGLEICH MIT DEM SEKTORANSATZ UND RELEVANTE INFORMATIONEN ZUR NATIONALEN ENERGIEBILANZ 15-1

16 ANHANG 5: ÜBERPRÜFUNG DER VOLLSTÄNDIGKEIT UND DER POTENTIELL NICHT ERFASSTEN QUELLEN UND SENKEN VON TREIBHAUSGASEMISSIONEN 16-1

17 ANHANG 6: ZUSATZINFORMATIONEN ALS BESTANDTEIL DES NIR ODER ANDERE HILFREICHE REFERENZINFORMATIONEN 17-1

17.1 DEUTSCHES NATIONALES SYSTEM EMISSIONSINVENTARE 17-1
17.1.1 Aufgaben des Nationalen Systems 17-1
17.1.2 Aufbau des Nationalen Systems 17-2
17.1.3 Workshop zum Nationalen System 17-3
17.2 DEUTSCHES QUALITÄTS-SYSTEM EMISSIONSINVENTARE 17-4
17.2.1 Aufgaben des Qualitäts-Systems Emissionen 17-5
17.2.2 Aufbau des Qualitäts-Systems Emissionen 17-6
17.2.2.1 Aufbauorganisation 17-6
17.2.2.2 Ablauforganisation 17-8
17.2.2.3 Dokumentationssystem 17-4
17.2.3 Qualitätsziele 17-5
17.3 DAS DATENBANKSYSTEM ZENTRALES SYSTEM EMISSIONEN 17-6
17.3.1 Dokumentation von Berechnungen im CalQlator 17-8
17.3.2 Datentransfer zwischen den Datenbanken TREMOD und ZSE 17-8
17.3.3 Weiteres Vorgehen 17-11
17.4 DIE WEBBASIERTE GERMAN EMISSION FACTOR DATABASE (GEREF) 17-11

18 ANHANG 7: TABELLEN 6.1 UND 6.2 DER IPCC GOOD PRACTICE GUIDANCE 18-1

18.1 STAND DER ARBEITEN 18-1
18.2 WEITERES VORGEHEN ZUR BESTIMMUNG DER UNSICHERHEITEN NACH TIER 1 18-1
18.3 DURCHFÜHRUNG DER UNSICHERHEITSBERECHNUNG NACH TIER 2 GEMÄß KAP 6 DER GPGAUM 18-1
18.3.1 Stand der Unsicherheitsberechnung nach Tier 2 18-2
18.3.2 Stand der technischen Umsetzung 18-2

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der Treibhausgase insgesamt in Deutschland in CO_2 Äquivalenten 4
Abbildung 2: Emissionsentwicklung der Treibhausgase nach Quellgruppen und Entwicklung der Senken in CO_2- Äquivalenten 5
Abbildung 3: relative Entwicklung Entwicklung der Treibhausgasemissionen seit 1990 nach Quellgruppen 6
Abbildung 4: Vorbedingungen für die Anwendung flexibler Instrumente des KP 1-9
Abbildung 5: Ist-Situation Prozess Emissionsberichterstattung 1-13
Abbildung 6: Übersicht gesamter Prozess der Emissionsberichterstattung 1-14
Abbildung 7: Verantwortlichkeiten und Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen im Energiebereich (ÖKO-INSTITUT, 2004a) 1-19
Abbildung 8: Verantwortlichkeiten und Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen der Industrieprozesse (ÖKO-INSTITUT, 2004a). 1-21
Abbildung 9: Verantwortlichkeiten und Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen der Lösemittel- und anderen Produktverwendung (ÖKO-INSTITUT, 2004a) 1-22
Abbildung 10: Verantwortlichkeiten und Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen der Landwirtschaft (ÖKO-INSTITUT, 2004a)..... 1-23
Abbildung 11: Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen aus dem Bereich Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (ÖKO-INSTITUT, 2004a)..... 1-24
Abbildung 12: Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen aus dem Bereich Abfall (ÖKO-INSTITUT, 2004a) 1-25
Abbildung 13: Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen aus dem Bereich Abwasser (ÖKO-INSTITUT, 2004a) 1-26
Abbildung 14: Relative Entwicklung der Treibhausgase gegenüber 1990 2-4
Abbildung 15: Relative Entwicklung der Treibhausgase nach Emittentengruppen gegenüber 1990 2-6
Abbildung 16: Relative Entwicklung der Emissionen der indirekten Treibhausgase und von SO_2 2-8
Abbildung 17: Merkmale der UBA-Struktur der Bilanz der Emissionsursachen zur Disaggregierung der Energiebilanz 3-4
Abbildung 18: Methodik der Emissionsfaktorenberechnung 3-14
Abbildung 19: Grundprinzip des IPCC-Referenzverfahrens (Prognos, 2000) 3-67
Abbildung 20: Systematische Unterschiede zwischen Referenz- und quellgruppenspezifischem Verfahren (1990) 3-70
Abbildung 21: CO_2-Emissionen in Deutschland für die Jahre 1990 bis 2002 – Vergleich nationaler und internationaler Berechnungsergebnisse 3-74
Abbildung 22: CO_2-Emissionen in Deutschland für die Jahre 1990 bis 2002 – Vergleich der relativen Abweichungen nationaler und internationaler Berechnungsergebnisse..... 3-74
Abbildung 23: Abweichungen durch die Differenzen bei den Emissionsfaktoren zwischen UBA und EUROSTAT nach Brennstoffgruppen, 1990-1999 3-82
Abbildung 24: Zeitreihen der CH_4-Emissionen E_{CH4} (Fermentation bei der Verdauung) der betrachteten Tierkategorien. Oben links: Rinder; unten links: Schweine; unten rechts: Pferde und Schafe. Angaben in Tg CH_4 a^{-1}..... 6-3
Abbildung 25: Zeitreihen der CH_4-Emissionen E_{CH4} der betrachteten Tierkategorien. Oben links: Rinder; unten links: Schweine; oben rechts: Geflügel; unten rechts: Pferde und Schafe. Angaben in Tg a^{-1} CH_4..... 6-10
Abbildung 26: Zeitreihen der NMVOC-Emissionen E_{NMVOC} (Wirtschaftsdünger-Management) der betrachteten Tierkategorien. Oben links: Rinder; unten links: Schweine; unten rechts: Geflügel und Schafe. Angaben in Tg a^{-1} C.. 6-11

Abbildung 27: Zeitreihen der N_2O-Emissionen E_{N2O} der betrachteten Tierkategorien. Oben links: Rinder; unten links: Schweine; oben rechts: Geflügel; unten rechts: Pferde und Schafe. Angaben in Tg a^{-1} N_2O 6-12
Abbildung 28: Baumartenanteile an der produktiven Waldfläche 7-3
Abbildung 29: Zeilenstruktur der Energiebilanzen bis 1994 sowie ab 1995 (AGEB)..... 13-4
Abbildung 30: Energieträger der Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland (ZIESING et al, 2003)..... 13-6
Abbildung 31 Basis- und Inventar-Emissionsfaktoren für CO_2..... 13-27
Abbildung 32: Strukturzuordnung 1.A.1a Öffentliche Kraft- und Wärmeproduktion und 1.A.1b Raffinerien 14-1
Abbildung 33: Strukturzuordnung 1.A.1c Produktion fester Brennstoffe und anderer Energien 14-2
Abbildung 34: Strukturzuordnung 1.A.2 Verarbeitendes Gewerbe 14-3
Abbildung 35: Strukturzuordnung 1.A.3a Ziviler Luftverkehr 14-3
Abbildung 36: Strukturzuordnung 1.A.3b Straßenverkehr 14-4
Abbildung 37: Strukturzuordnung 1.A.3c Schienenverkehr, 1.A.3d Schifffahrt u. 1.A.3e Andere 14-5
Abbildung 38: Strukturzuordnung 1.A.4 Andere 14-10
Abbildung 39: Strukturzuordnung 1.A.5 Andere: Militär..... 14-10
Abbildung 40: Strukturzuordnung 1.B.1 Festbrennstoffe 14-11
Abbildung 41: Strukturzuordnung 1.B.2a Öl und 1.B2b Erdgas..... 14-11
Abbildung 42: Strukturzuordnung 1.B.2c Abfackelung von Erdgas und 1.B.2d Andere ... 14-12
Abbildung 43: Strukturzuordnung 1.BU.1 ziviler Luftverkehr (intern.) und 1.BU.2 Seeverkehr (intern.) 14-12
Abbildung 44: Strukturzuordnung 2.A Mineralische Produkte 14-13
Abbildung 45: Strukturzuordnung 2.B Chemische Industrie 14-13
Abbildung 46: Strukturzuordnung 2.C Metall Produktion 14-14
Abbildung 47: Strukturzuordnung 2.D Andere Produktion 14-14
Abbildung 48: Strukturzuordnung 3 Lösemittel und andere Produktverwendung 14-15
Abbildung 49: Strukturzuordnung 4.A Fermentationen..... 14-15
Abbildung 50: Strukturzuordnung 4.B Düngerwirtschaft 14-16
Abbildung 51: Strukturzuordnung 4.D Landwirtschaftliche Böden 14-16
Abbildung 52: Strukturzuordnung 5.D Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft 14-17
Abbildung 53: Strukturzuordnung 6 Abfall und Abwasser 14-18
Abbildung 54: Funktionen und zu beteiligende Einrichtungen des Nationalen Systems 17-2
Abbildung 55: Einrichtungen des Nationalen Systems Emissionsinventare 17-3
Abbildung 56: Soll-Konzept Prozess Emissionsberichterstattung..... 17-6
Abbildung 57: Beziehung verschiedener Elemente des QSE 17-4
Abbildung 58: Anforderungen der internationalen Berichtspflichten an die Inventarerstellung..... 17-5

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Treibhausgasemissionen in Deutschland – Veränderungen gegenüber dem Basisjahr in CO_2 Äquivalenten ... 3
Tabelle 2: Treibhausgasemissionen in Deutschland – jährlicher Anteil der einzelnen Treibhausgase in Gg CO_2 Äquivalenten ... 4
Tabelle 3: 1995 IPCC GWP values based on the effects of greenhouse gases over a 100-year time horizon (FCCC/CP/2002/8, S.15) ... 1-18
Tabelle 4: Hauptquellgruppen für Deutschland gemäß Tier 1/ Tier 2 Approach ... 1-29
Tabelle 5: Durchgeführte Expertenschätzungen zur Erfassung der Unsicherheiten nach Tier 1 ... 1-32
Tabelle 6: Emissionen von direkten und indirekten Treibhausgasen und SO_2 in Deutschland seit 1990 ... 2-1
Tabelle 7: Veränderungen der Emissionen gegenüber dem Basisjahr des Kyoto-Protokolls ... 2-2
Tabelle 8: Veränderung der Emissionen gegenüber dem Vorjahr ... 2-2
Tabelle 9: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen- Öffentliche Versorgung ... 3-6
Tabelle 10: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen - Kohlenbergbau ... 3-7
Tabelle 11: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen - Sonstige Industriekraftwerke ... 3-8
Tabelle 12: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen - Raffinerien ... 3-9
Tabelle 13: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen - Sonstige Energieerzeuger ... 3-9
Tabelle 14: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen - Eisenschaffende Industrie ... 3-10
Tabelle 15: Anlagentypen nach Anhang der 4.BImSchV ... 3-15
Tabelle 16: Klassifikation der Quellen nach Feuerungstyp ... 3-16
Tabelle 17: Ermittlung der Aktivitätsraten (AR) des emissionsrelevanten Energieverbrauchs (EMEV) der Prozessfeuerung Steinkohlenkokerei ... 3-27
Tabelle 18: Ermittelte Aktivitätsraten (AR) des emissionsrelevanten Energieverbrauchs (EMEV) der Industrieprozessfeuerungen Hochofen und Sinteranlage ... 3-32
Tabelle 19: Ermittelte Aktivitätsraten (AR) des emissionsrelevanten Energieverbrauchs (EMEV) der Industrieprozessfeuerung Warmwalzwerk 3-35
Tabelle 20: Aktivitätsrate und Emissionsfaktoren der Laugenverbrennung ... 3-37
Tabelle 21: Bislang verwendete Emissionsfaktoren ... 3-43
Tabelle 22: Referenzphasendauer für Triebwerke nach ICAO ... 3-44
Tabelle 23: NO_X -Emissionsfaktoren für 1992 und 2015 von NASA, ANCAT und DLR[6], ohne militärischer Flugverkehr ... 3-44
Tabelle 24: Angepasste Emissionsfaktoren für den zivilen Luftverkehr ... 3-49
Tabelle 25: Emissionen des Straßenverkehrs in Gg ... 3-50
Tabelle 26: Quellennachweis für AR in 1A3c ... 3-54
Tabelle 27 Gegenüberstellung der verwendeten EF und Default-EF Im Schienenverkehr 3-55
Tabelle 28: Quellennachweis für AR in 1A3d ... 3-58
Tabelle 29: Vergleich der CO_2-Inventare mit anderen unabhängigen nationalen und internationalen Ergebnissen der CO_2 Emissionen ... 3-73
Tabelle 30: Differenzen zwischen den Energiebilanzdaten von EUROSTAT und der AG Energiebilanzen für das Bilanzjahr 1998 ... 3-78
Tabelle 31: Ergebnisse der Rückrechnungen für die Emissionsfaktoren, 1991-1998 ... 3-81
Tabelle 32: Vergleich der Ergebnisse der CO_2-Berechnungen der einzelnen Bundesländer mit den Bundesinventaren für das Jahr 1998 ... 3-86
Tabelle 33: Vergleich der Ergebnisse der CO_2-Berechnungen der einzelnen Bundesländer mit den Bundesinventaren für das Jahr 1999 ... 3-87
Tabelle 34: Emissionsfaktoren für CH_4 aus dem Steinkohlenbergbau ... 3-91
Tabelle 35: *Aktivitätsraten für das Jahr 2002* ... 3-91
Tabelle 36: Aktivitätsraten und daraus resultierende Klinkerfaktoren in der deutschen Zementindustrie für die Jahre 1987-2002 ... 4-2
Tabelle 37: Spezifische CO_2-Emissionen in der Zementindustrie in Deutschland (VDZ, 2002) ... 4-3

Tabelle 38: Rohstoffbedingte CO_2-Emissionen der deutschen Zementindustrie 4-4
Tabelle 39: Rohstoffbedingte CO_2-Emissionen der deutschen Kalkindustrie..... 4-7
Tabelle 40: N_2O- und NO_x-Emissionsfaktoren aus der Salpetersäureproduktion 4-14
Tabelle 41: N_2O- und NO_x-Emissionen aus der Salpetersäureproduktion 4-14
Tabelle 42: IPCC default Emissionsfaktoren ([kg CH_4 / t]) für CH_4 aus sonstigen Prozessen der chemischen Industrie..... 4-18
Tabelle 43: In Deutschland verwendete Emissionsfaktoren für sonstige der oben betrachteten Schadstoffe 4-18
Tabelle 44: Meldenummern der Produktionsstatistik..... 4-19
Tabelle 45: Aktivitätsraten von Ruß, Ethylen und Styrol ([t]) 4-19
Tabelle 46: AR und prozessbedingte EF der Primäraluminiumproduktion im Jahr 2002 4-24
Tabelle 47: Überblick über Datenmeldung und verwendete Emissionsfaktoren in TABLE 2(II)s1, C. Metall Produktion..... 4-26
Tabelle 48: Überblick über Datenmeldung und verwendete Emissionsfaktoren in TABLE 2(II)s1, E. (a) Produktion von Halogenkohlenwasserstoffen und SF_6..... 4-30
Tabelle 49: Überblick über Datenmeldung und verwendete Emissionsfaktoren in TABLE 2(II)s1, F. (a) Verbrauch von Halogenkohlenwasserstoffen und SF_6..... 4-34
Tabelle 50: CRF-Kategorien in der Hauptkategorie 3 5-1
Tabelle 51: NMVOC Emissionen aus der Lösemittelverwendung 2002 5-3
Tabelle 52: Expertenschätzung der Unsicherheiten (Tier 1) 5-4
Tabelle 53: CH_4-Emissionen E_{CH4} aus der Tierhaltung (Fermentation bei der Verdauung). Angaben für Deutschland in Tg a^{-1} CH_4. 6-2
Tabelle 54: Detaillierte Charakterisierung der Tierbestände nach IPCC und die in Deutschland vorgenommene Einteilung 6-5
Tabelle 55: Prozentuale Unterschiede der Tierzahlen, die sich aus der Änderung des Agrarstatistikgesetzes (BML, 1998) ergeben haben. Beispielhafte Ergebnisse für Thüringen (TMLNU, 2000)..... 6-7
Tabelle 56: Verdauungsbedingte Methanemissionen von Milchkühen verschiedener Länder im Vergleich des Implied Emission Factor (berechneter Emissionsfaktor aus Emission und Milchkuhbestand) 6-8
Tabelle 57: Vergleich der im NIR 2003 und dem NIR 2004 verwendeten mittleren CH_4-Emissionsfaktoren aus der Tierhaltung(Fermentation bei der Verdauung). Angaben für Milchkühe für Deutschland in kg $Tier^{-1}$ a^{-1} CH_4 6-8
Tabelle 58: CH_4-Emissionen E_{CH4} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management). Angaben für Deutschland in Tg a^{-1} CH_4. 6-10
Tabelle 59: NMVOC-Emissionen E_{NMVOC} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management) Angaben für Deutschland in Tg a^{-1} C..... 6-10
Tabelle 60: N_2O- und NO -Emissionen E_{N2O} und E_{NO} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management). Angaben für Deutschland in Tg a^{-1} N_2O bzw. NO. 6-12
Tabelle 61: Vergleich der im NIR 2003 und NIR 2004 verwendeten CH_4-Emissionen E_{CH4} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdüngermanagement). Angaben für Deutschland in Tg a^{-1} CH_4. 6-18
Tabelle 62: Vergleich der im NIR 2003 und NIR 2004 verwendeten N_2O-Emissionen E_{N2O} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdüngermanagement). Angaben für Deutschland in Tg a^{-1} N_2O. 6-18
Tabelle 63: N_2O- und NO-Emissionen E_{N2O},und E_{NO} aus landwirtschaftlich genutzten Böden. Angaben für Deutschland in Gg a^{-1} N_2O und Gg a^{-1} NO. 6-20
Tabelle 64: Vergleich der im NIR 2003 und im NIR 2004 verwendeten CH_4-Depositionen D_{CH4} in landwirtschaftlich genutzte Böden. Angaben für Deutschland in Tg a^{-1} CH_4. 6-23
Tabelle 65: Vergleich der im NIR 2003 und NIR 2004 verwendeten N_2O-Emissionen aus landwirtschaftlich genutzten Böden. Angaben für Deutschland in Tg a^{-1} N_2O. 6-24

Tabelle 66: Vergleich der im NIR 2003 und NIR 2004 verwendeten NO-Emissionen aus landwirtschaftlich genutzten Böden. Angaben für Deutschland in Tg a^{-1} NO. 6-24
Tabelle 67: Jährliche CO_2-Bindung im deutschen Wald 7-2
Tabelle 68: Überblick über die Waldfläche 1990 7-4
Tabelle 69: Laufender Zuwachs (Vfm_D/ha*Jahr) 7-5
Tabelle 70: Expansionsfaktoren für die Umrechnung Derbholz in Baumholzvolumen 7-6
Tabelle 71: Raumdichte (t Trockenmasse/m^3 Frischvolumen) 7-6
Tabelle 72: Holzernte nach Holzerntengruppen 7-7
Tabelle 73: Flächen (km^2) und Kohlenstoffvorräte (Mt) in 0- 30 cm Tiefe der Landwirtschaftsfläche Deutschlands, basierend auf den CORINE Land Cover – Daten 7-14
Tabelle 74: Flächen (km^2), Kohlenstoffvorräte und Vorratsänderung von 1991 nach 1999 (Mt) in 0- 30 cm Tiefe der Landwirtschaftsfläche Deutschlands, basierend auf den Daten der Bodennutzungshaupterhebung 1991 und 1999, BÜK 1000 7-15
Tabelle 75: Flächen (km^2), Kohlenstoffvorräte und Vorratsänderung von 1991 nach 1999 (Mt) in 0- 30 cm Tiefe der Landwirtschaftsfläche Deutschlands, basierend auf den Daten der Bodennutzungshaupterhebung 1991 und 1999 bezogen auf die absolute Fläche der Flächenerhebung 1993 und 2001, BÜK 1000 7-16
Tabelle 76: C_{org} – Vorräte (0-30 cm in t C ha^{-1}) in einzelnen Kompartimenten der Landwirtschaftsfläche Deutschlands. 7-17
Tabelle 77: Kohlenstoffinventare der oberen 30 cm[1)] der landwirtschaftlich genutzten Böden Deutschlands basierend auf den Daten der BOHE 1991 und 1999, sowie basierend auf den Daten der BOHE 1991 und 1999 jeweils bezogen auf die Ergebnisse der Flächenerhebung 1993 und 2001. 7-17
Tabelle 78: Fläche (km^2) und C_{org}-Vorräte (Mt) der Organischen Böden Deutschlands unter landwirtschaftlicher Nutzung nach BOHE 1991 und 1999 und BÜK 1000 sowie die Differenzen zwischen den Erhebungsjahren 7-18
Tabelle 79: Fläche (km^2) und C_{org}-Vorräte (Mt) der Organischen Böden Deutschlands nach BOHE 1991 und 1999 und BÜK 1000 sowie die Differenzen zwischen den Erhebungsjahren bezogen auf die tatsächliche Landwirtschaftsfläche nach FE 1993 und 2001 7-19
Tabelle 80: Fläche (km^2) der organischen Böden Deutschlands, Mineralisierungsraten sowie die CO_2-C-Verluste (Mt) durch Torfmineralisierung infolge landwirtschaftlicher Nutzung bezogen auf die tatsächliche Landwirtschaftsfläche 1991 und 1999 7-19
Tabelle 81: CO_2 Emissionen in Gg a^{-1} für die Länder der Bundesrepublik Deutschland aus Düngekalkanwendung in der Land- und Forstwirtschaft (aus DÄMMGEN et al, 2003, Emissions from German Agriculture, National Emission Inventory Report (NIR) 2004) 7-21
Tabelle 82: Zusammenstellung der C_{org}-Vorratsunterschiede landwirtschaftlich genutzten Böden Deutschlands 1991 und 1999 infolge von Verlust landwirtschaftlicher Nutzfläche an andere Landnutzungsformen. 7-22
Tabelle 83: Zusammenstellung der CO_2 Emissionen für 1990 (Fläche gem. BOHE 1991, korr. n. FE 93) und 2002 (Fläche gem. BOHE 1999, korr. n. FE 01) aus landwirtschaftlich genutzten Böden Deutschlands infolge von Mineralisierung organischer Böden und Kalkung (Kalkwerte 1990 u. 2002) 7-23
Tabelle 84: Verwendete DOC-Werte 8-5
Tabelle 85: Organische Fracht des Abwassers in abflusslosen Gruben (1990-2001) 8-9
Tabelle 86: Methanemissionen aus abflusslosen Gruben (1990-2001) 8-10
Tabelle 87: Quellgruppenspezifische Rückrechungen der Methanemissionen [Gg] in der Abwasserbehandlung 8-10
Tabelle 88: Methanemissionen der offenen Schlammfaulung in den neuen Bundesländern 8-12

Tabelle 89: Quellgruppenspezifische Rückrechnungen der Methanemissionen [Gg] in der Schlammbehandlung 8-13
Tabelle 90: Tägliche Eiweißzufuhr pro Person in Deutschland 8-14
Tabelle 91: Bevölkerung in Deutschland (1990-2002) 8-14
Tabelle 92: Lachgasemissionen in Deutschland nach IPCC-Methode 1990-2002 (ÖKO-INSTITUT, 2004b)..... 8-14
Tabelle 93: Quellgruppenspezifische Rückrechnungen der N_2O-Emissionen [Gg]..... 8-15
Tabelle 94: Hauptquellgruppen für Deutschland (1990-2002) gemäß Tier 1 Level Approach 12-2
Tabelle 95: Hauptquellgruppen für Deutschland (1990-2002) gemäß Tier 1 Trend Approach 12-8
Tabelle 96: Hauptquellgruppen für Deutschland (1990-2002) gemäß Tier 1 Level und Trend Approach 12-11
Tabelle 97: Datenquellen für die Energiebilanzen (ZIESING et al, 2003)..... 13-2
Tabelle 98: Ergänzung der Aktivitätsraten für den Einsatz von Hausmüll in den Wärmekraftwerken, Heizkraftwerken und Fernheizwerken der öffentlichen Versorgung, alte Bundesländer 1990-1994 sowie Deutschland 1995-1998 13-9
Tabelle 99: Ergänzung und Differenzierung der Aktivitätsraten für den Einsatz von Industriemüll und Sulfitablauge in den industriellen Wärmekraftwerken und anderen Wärmeerzeugern der Industrie, alte Bundesländer 1990-1994 und Deutschland 1995-1998 13-10
Tabelle 100: Ergänzung und Differenzierung der Aktivitätsraten für den Einsatz von Klärschlamm und Müll im Umwandlungsbereich für die Kokereien und in den Umwandlungsbereichen für Sonstige Energieerzeuger, alte Bundesländer 1990-1994 und Deutschland 1995-1998..... 13-10
Tabelle 101: Datenverfügbarkeit für die einzelnen Kraftwerke 13-19
Tabelle 102: Co_2 Emisssionsfaktoren für den deutschen Nationalen Allokationsplan (Stand: 27.10.2003) 13-31
Tabelle 103: Aggregation und Zuordnung der Basis-Emissionsfaktoren für CO_2, 1990-1994..... 13-37
Tabelle 104 Aggregation und Zuordnung der Basis-Emissionsfaktoren für CO_2, 1995-2002..... 13-39
Tabelle 105: Energiebilanzen 1990-2002 14-5
Tabelle 106: Heizwerte für Otto- und Dieselkraftstoff..... 14-6
Tabelle 107: Korrekturfaktoren zur Anpassung an die Energiebilanz..... 14-7
Tabelle 108: Emissionsfaktoren für Pkw mit Flüssiggasantrieb..... 14-8
Tabelle 109: Eingabestruktur Erdgas: Anteil Strukturelement am Energieverbrauch 14-9
Tabelle 110: Eingabestruktur Erdgas: Emissionsfaktoren..... 14-9
Tabelle 111: Berichtete Methan Conversion Factor in den Nationalen Inventarberichten14-19
Tabelle 112: Durchschnittlicher täglicher und jährlicher Eiweißbedarf..... 14-20
Tabelle 113: Rollen und Verantwortlichkeiten im QSE..... 17-7
Tabelle 114: Beispiel zur QK-Checkliste für den Prozessschritt Festlegung der Anforderungen 17-1
Tabelle 115: Dimensionen im ZSE und zugehörige TREMOD-Kategorien..... 17-9
Tabelle 116: Zuordnung der ZSE-Strukturelemente (erste Zeile) und TREMOD-Kategorie (zweite Zeile)..... 17-10
Tabelle 117: quellgruppenspezifische Unsicherheitsbestimmung nach Tier 1..... 18-1

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
AK	Arbeitskreis
ANCAT	Abatement of Nuisances from Civil Air Transport
AR	Aktivitätsrate
B_0	Maximale CH_4-Produktionskapazität
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BAT	Best Available Technique
BEU	Bilanz der Emissionsursachen für stationäre und mobile Verbrennungsprozesse
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BImSchV	Rechtsverordnung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz
BML	siehe BMVEL
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMVEL	Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft
BMWA	Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit
BMWi	siehe BMWA
BOHE	Bodennutzungshaupterhebung
BREF	BAT (Best Available Technique) Reference Documents
BSB	Biologischer Sauerstoffbedarf
BV Kalk	Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie
BWI	Bundeswaldinventur
C_{org}	Im Boden gespeicherter organischer Kohlenstoff
CORINAIR	Coordination of Information on the Environment, Teilprojekt: Air
CORINE	Coordinated Information on the Environment
CRF	Common Reporting Framework
CSB	Chemischer Sauerstoff Bedarf
D	Deutschland
DESTATIS	Statistisches Bundesamt Deutschland
DG	Menge des gebildeten Deponiegases
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DMKW	Dieselmotorkraftwerke
D_N	N im Abwasser
DOC	Anteil des organisch abbaubaren Kohlenstoffs (Degradable Organic Carbon)
DOC_F	Anteil des in Deponiegas umgewandelten DOC (Fraction of DOC dissimilated)
DTKW	Dampfturbinenkraftwerke
EF	Emissionsfaktor
EI	Emissionsindex = Emissionsfaktor
E_{KA}	Einwohner mit Kläranlagenanschluss
EM	Emission

EMEP	Co-operative Programme for Monitoring and Evaluation of the Long-Range Transmission of Air pollutants in Europe
EMEV	Emissionsrelevanter Energieverbrauch
EUROSTAT	Statistisches Amt der Europäischen Gemeinschaften
EW	Einwohnerwerte pro Jahr
FA	Feuerungsanlagen
FAL	Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft
FAO	Organisation für Ernährung und Landwirtschaft (Food And Agriculture Organisation)
FCKW	Fluorchlorkohlenwasserstoffe
F-Gase	Vollfluorierte Kohlenwasserstoffe
FHW	Fernheizwerke
FKW	Fluorkohlenwasserstoffe
FKZ	Forschungskennziffer
GAS-EM	GASeous EMissions – ein Kalkulationsprogramm für Emissionen aus der Landwirtschaft
GEREF	GERman Emission Factor Database
GFA	Großfeuerungsanlagen
GMKW	Gasmotorkraftwerke
GT	Gasturbinen
GTKW	Gasturbinenkraftwerke
GuD	Gas- und Dampfturbinenkraftwerke
GPG	Good Practice Guidance
GWP	Globales Treibhauspotential (Global Warming Potential)
HFC	Teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe
HFCKW	Wasserstoffhaltige Fluorchlorkohlenwasserstoffe
HFKW	Wasserstoffhaltige Fluorkohlenwasserstoffe
HQG	Hauptquellgruppe
ICAO	International Civil Aviation Organisation
IEA	Internationale Energie Agentur
IfE	Institut für Energetik
IFEU	Institut für Energie- und Umweltforschung
IKW	Industriekraftwerke
IMA	Interministerielle Arbeitsgruppe
IPCC	Zwischenstaatlicher Ausschuss für Klimaänderungen (Intergovernmental Panel On Climate Change)
K	Brennstoffeinsatz zur Krafterzeugung (Direktantrieb)
KP	Kyoto-Protokoll
KS	Klärschlamm
l	level (= Level Assessment nach den IPCC-Good Practice Guidance)
LF	Landwirtschaftlich genutzten Flächen
LTO	Landing/Take-off-Zyklus
LUCF	Landwirtschaft, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (Land Use Change and Land Use Change And Forestry)
MBA	Mechanisch-Biologische Abfallbehandlung
MCF	Methankonversionsfaktor (Methane Conversion Factor)

MFC	Faktor zur Einbeziehung der Qualität des Deponiegasmanagements (Methane Correction Factor)
MSW	Deponierte Menge an Siedlungsabfall
MVA	Müllverbrennungsanlage
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NaSE	Nationales System Emissionsinventare
NE	Nicht geschätzt (Not Estimated)
NEC-Richtlinie	Richtlinie 2001/81/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. Oktober 2001 über nationale Emissionshöchstmengen für bestimmte Luftschadstoffe
NFR	Neues Berichtsformat für die Berichterstattung an die UN ECE (Nomenclature for Reporting)
NIR	Nationaler Inventar Bericht
NMVOC	Organische Verbindungen ohne Methan (Non Methane Volatile Organic Compounds)
NO	Stickstoffmonoxid
NO	nicht vorkommend (Not Occurring)
OX	Oxidationsfaktor; Faktor zur Bestimmung des Anteils an CH_4, der oxidiert wird
PF	Prozessfeuerungen
PFC	Perfluorierte Kohlenwasserstoffe
QK	Qualitätskontrolle
QS	Qualitätssicherung
QSE	Qualitäts-Systems Emissionsinventare
RSt	Rohstahl
RWI	Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung
S	Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung
SAR	Synthesis and Assessment Report
SF_6	Schwefelhexafluorid
SKE	Steinkohleneinheiten
SNAP	Selected Nomenclature for Air Pollution
t	trend (= Trend Assessment nach den IPCC-Good Practice Guidance)
TA Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft; Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz
TAN	Total Ammoniacal Nitrogen
THG	Treibhausgase
TM	Trockenmasse
TOC	Gesamtkohlenstoff (Total Organic Carbon)
TREMOD	Emissionsberechnungsmodell für den Verkehr (Traffic Emission Estimation Model)
UBA	Umweltbundesamt
UN ECE	Europäische Wirtschaftskommission der Vereinten Nationen (United Nations Economic Commission for Europe)
UN FCCC	Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (United Nations Framework Convention on Climate Change)
UN	Vereinte Nationen (United Nations)

VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft
VfmD	Vorratsfestmeter Derbholz
W	Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung
WS	Anteil eines bestimmten Abwasserbehandlungssystems (z.B. aerob, anaerob)
ZSE	Zentrales System Emissionen

0 ZUSAMMENFASSUNG

Als Vertragsstaat der Klimarahmenkonvention ist Deutschland seit 1994 dazu verpflichtet, Emissionsinventare zu Treibhausgasen zu erstellen, zu veröffentlichen und regelmäßig fortzuschreiben. Mit der Verabschiedung des Kyoto-Protokolls im Jahr 1997 hat sich die internationale Staatengemeinschaft erstmals auf verbindliche Handlungsziele und Umsetzungsinstrumente für den globalen Klimaschutz geeinigt. Hieraus ergeben sich sehr weitreichende Verpflichtungen für die Erstellung, die Berichterstattung und die Überprüfung von Emissionsinventaren. Durch die europäische Umsetzung des Kyoto-Protokolls mit Inkrafttreten der EU Entscheidung 280/2004 sind diese Anforderungen im Frühjahr 2004 für Deutschland rechtsverbindlich geworden.

Unter anderem hat die Vertragsstaatenkonferenz mit der Annahme der Entscheidung 3/CP.5 beschlossen, dass alle Vertragsstaaten jährlich einen Nationalen Inventarbericht (National Inventory Report, NIR) erstellen und übermitteln müssen, der detaillierte und vollständige Angaben über den gesamten Prozess der Erstellung der Treibhausgasinventare bereitstellt. Durch diesen Bericht soll die Transparenz der Inventare sichergestellt und der unabhängige Überprüfungsprozess unterstützt werden. Das Sekretariat der Klimarahmenkonvention hat die Vorlage des Inventarberichts zur Voraussetzung für die Durchführung der vereinbarten Inventarüberprüfungen gemacht. Deutschland legt mit den Inventaren des Jahres 2004 seinen zweiten Nationalen Inventarbericht vor. Er enthält gegenüber dem Bericht des Jahres 2003 (UBA, 2003c) unter anderem wesentliche Verbesserungen in den Bereichen:

- Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung (CRF 1A1a)
- Mineralölraffinerien (CRF 1A1b)
- Herstellung von festen Brennstoffen und sonstige Energieerzeuger (CRF 1A1c)
- Zellstoff- und Papierindustrie (CRF 1A2D)
- Landwirtschaft (CRF 4)
- Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (CRF 5)
- Abfall und Abwasser (CRF 6)

Da die Ende 2002 begonnene grundlegende und systematische Überprüfung und Umstellung der Inventarmethoden zum NIR 2004 noch nicht vollständig abgeschlossen werden konnten, plant das Umweltbundesamt, eine aktualisierte Fassung des NIR 2004 als Grundlage für die detaillierte Inventarüberprüfung im Herbst 2004 vorzulegen.

Nationale Treibhausgas-Inventare wurden dem Sekretariat der Klimarahmenkonvention für die Jahre 1990 bis 2002 übermittelt. Dieser Bericht bezieht sich auf diese jährlichen Emissionsinventare und beschreibt die Methoden sowie die Datenquellen, auf denen die Berechnungen basieren. Der Bericht und die Berichtstabellen im Common Reporting Format (*CRF*) wurden gemäß der UN FCCC Richtlinie (*FCCC/CP/2002/8*) und so weit wie möglich in Übereinstimmung mit den *IPCC Good Practice Guidance* (IPCC, 2000) erstellt.

Kapitel 1 beschreibt das Nationale System Emissionsinventare in Deutschland, das die Erfüllung aller Berichtspflichten zu atmosphärischen Emissionen und zu Einbindungen in Senken unterstützen soll. Neben den Anforderungen des Kyoto-Protokolls werden hierüber auch andere eingegangene Verpflichtungen (u.a. UN ECE Genfer Luftreinhaltekonvention, EU-Richtlinie zu Nationalen Emissionsobergrenzen) mit abgedeckt. Weiterhin werden hier die grundlegenden Prinzipien und Methoden, mit denen die Emissionen und Senken der IPCC-Kategorien berechnet werden, sowie das Qualitäts-System Emissionsinventare

beschrieben. Die beteiligten Institutionen haben in den letzten drei Jahren mit erheblichem Aufwand zur erfolgreichen Reduzierung der Unsicherheiten und zur Schließung von Datenlücken beigetragen. An einer systematischen Inventarverbesserung wird weiterhin mit hoher Priorität gearbeitet.

Kapitel 2 gibt einen generellen Überblick über die Entwicklung der Emissionen von Treibhausgasen sowie deren Einbindung in Senken.

In den **Kapiteln 3 bis 9** werden detaillierte Angaben zu den Hauptquell- und -senkengruppen gemacht, um die Berechnung der deutschen Treibhausgasemissionen und –senken nachvollziehbarer zu machen. Gegenüber dem ersten Nationalen Inventarbericht 2003 für Deutschland, konnten wesentliche Verbesserungen hinsichtlich der Transparenz und Nachvollziehbarkeit erreicht werden. Der Arbeitsschwerpunkt für das Jahr 2003, den vorliegenden Bericht im beschreibenden Teil zur Datengewinnung zu den verwendeten Quellen und den angewandten Methoden zu ergänzen und zu konsolidieren hat zu Verbesserungen in Bericht und Inventar geführt, gleichzeitig jedoch auch neue Verbesserungserfordernisse aufgezeigt. Der intensive nationale Überprüfungsprozess muss im Jahr 2004 weiter fortgeführt werden. Die Methodenumstellungen zur Umsetzung der *Good Practice Guidance* (GPG) in den Inventaren beanspruchen mehr Zeit als ursprünglich angenommen – dies nicht zuletzt auch deshalb, weil zugleich auch die Arbeitsprozesse bei der Erstellung der Inventare kritisch überprüft werden und Änderungen immer auch gleich die QK/QS-Anforderungen mitberücksichtigen. Daher besteht zwischen Methodenbeschreibung und geplanten Verbesserungen weiterhin ein fließender Übergang. Vor diesem Hintergrund werden veraltete, in Kürze abzulösende Methoden nicht mehr beschrieben, stattdessen werden im NIR die neuen Verfahren beschrieben. Detailliertere Angaben zu einzelnen Fragestellungen sind der angegebenen weiterführenden Literatur in **Kapitel 11** zu entnehmen.

Allgemeine Angaben zu Unsicherheiten und Rückrechnungen sind in **Kapitel 10** zu finden.

Das Treibhausgasinventar wird vom Umweltbundesamt berechnet und zusammengestellt. Emissionen und Senken aus Landwirtschaft, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft wurden vom Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft (BMVEL) und der Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL) bereitgestellt.

0.1 Hintergrundinformationen zu Treibhausgas-Inventaren und Klimawandel

Seit Beginn der Industrialisierung werden deutliche überregionale bzw. globale Änderungen im Stoffhaushalt der Atmosphäre als Folge menschlicher Aktivitäten beobachtet. So stiegen weltweit die Konzentrationen von Kohlendioxid (CO_2) um ca. 30 %, die des Methan (CH_4) um 145 % und die des Distickstoffoxid (N_2O) um 15 % gegenüber den Werten vorindustrieller Zeiten. Zum Teil gelangen völlig neue Stoffe wie Fluorchlorkohlenwasserstoffe (FCKW), Halone, perfluorierte Fluorkohlenwasserstoffe (FKW), wasserstoffhaltige Fluorkohlenwasserstoffe (HFKW) und Schwefelhexafluorid (SF_6) in die Atmosphäre, die in der Natur praktisch nicht vorkommen, sondern fast ausschließlich durch den Menschen erzeugt werden.

Als Vertragsstaat der Klimarahmenkonvention ist Deutschland seit 1994 dazu verpflichtet, Emissionsinventare zu Treibhausgasen zu erstellen, veröffentlichen und regelmäßig

fortzuschreiben. Mit der Verabschiedung des Kyoto-Protokolls im Jahr 1997 hat sich die internationale Staatengemeinschaft erstmals auf verbindliche Handlungsziele und Umsetzungsinstrumente für den globalen Klimaschutz geeinigt. Hieraus ergeben sich auch sehr weitreichende Verpflichtungen hinsichtlich der Erstellung, der Berichterstattung und der Überprüfung von Emissionsinventaren.

Die Europäische Gemeinschaft hat im Rahmen des Kyoto-Protokolls die Verpflichtung übernommen, ihre Treibhausgasemissionen bis zum Zeitraum 2008–2012 gegenüber dem Basisjahr um 8 % zu mindern. Diese Verpflichtung wurde innerhalb der EU im Rahmen einer Lastenteilung[1] zwischen den Mitgliedstaaten aufgeteilt. Danach hat Deutschland mit der Verpflichtung zu einer Emissionsminderung von 21 % gegenüber dem Basisjahr einen erheblichen Beitrag zur Erfüllung der EU-Verpflichtung übernommen. Mit entsprechendem Interesse werden die deutschen Maßnahmen, aber auch die Berechnungen zu Emissionsminderungen verfolgt.

0.2 Emissionen von Treibhausgasen sowie deren Einbindung in Senken (bezogen auf GWP) im Zeitverlauf: 1990-2002

Die Bundesregierung hat sich im Rahmen der EU-Lastenverteilung verpflichtet, die Emissionen aller sechs Kyoto-Gase bis zum Ende der ersten Verpflichtungsperiode 2008 bis 2012 um 21 % gegenüber dem Basisjahr (1990 bzw. 1995[2]) zu mindern. Die Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland seit 1990 ist in Tabelle 1 für die einzelnen Treibhausgase sowie in Abbildung 1 insgesamt als CO_2-Equivalentemission grafisch dargestellt.

Tabelle 1: Treibhausgasemissionen in Deutschland – Veränderungen gegenüber dem Basisjahr[3] in CO_2 Äquivalenten

GREENHOUSE GAS EMISSIONS	Base year	1990	1995	2000	2001	2002
	CO_2 equivalent (Gg)					
Net CO_2 emissions/removals	1.023.087,65	1.023.087,65	907.131,24	874.369,68	888.072,32	878.023,26
CO_2 emissions (without LUCF)	1.015.572,42	1.015.572,42	901.478,32	860.272,66	874.263,81	864.116,77
CH_4	139.766,68	139.766,68	109.173,08	86.548,58	83.000,30	81.446,65
N_2O	81.375,33	81.375,33	73.470,23	55.812,95	56.112,50	55.833,05
HFCs	6.359,92	3.510,00	6.359,92	6.630,04	8.129,69	8.247,14
PFCs	1.758,78	2.696,00	1.758,78	789,70	722,92	785,94
SF_6	6.889,69	3.895,70	6.889,69	4.017,98	3.325,31	4.197,08
Total (with net CO_2 emissions/removals)	1.259.238,06	1.254.331,36	1.104.782,95	1.028.168,93	1.039.363,04	1.028.533,12
Total (without CO2 from LUCF)	1.251.722,83	1.246.816,13	1.099.130,03	1.014.071,90	1.025.554,54	1.014.626,63

1 burden sharing agreement, beschlossen mit Ratsentscheidung 2002/358/EG
2 Für HFC, PFC und SF_6
3 Basisjahr 1990 für CO_2, CH_4, N_2O; 1995 für HFC, PFC, SF_6

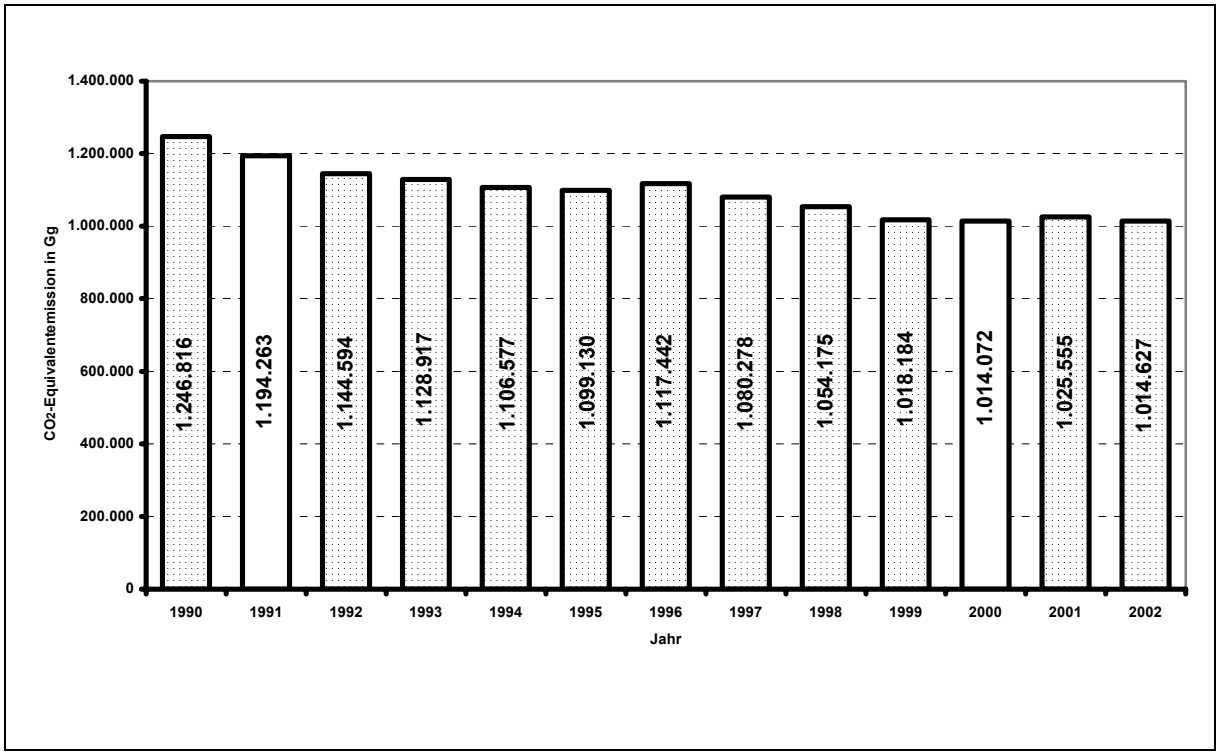


Abbildung 1: Entwicklung der Treibhausgase insgesamt in Deutschland in CO_2 Äquivalenten

Bis zum Jahr 2002 konnte die Verpflichtung im Rahmen der europäischen Lastenteilung mit einer Minderung von nahezu 19 % gegenüber dem Basisjahr bereits zu großen Teilen erfüllt werden. Die einzelnen Treibhausgase trugen dabei in unterschiedlichem Maß zu dieser Entwicklung bei (siehe Tabelle 1). Dies ist bei der Berücksichtigung der unterschiedlichen Anteile der einzelnen Treibhausgase an der Gesamtemission eines Jahres auch nicht verwunderlich (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2: Treibhausgasemissionen in Deutschland – jährlicher Anteil der einzelnen Treibhausgase in Gg CO_2 Äquivalenten

GREENHOUSE GAS EMISSIONS	**Base year**		**1990**		**1995**		**2000**		**2002**	
	Gg CO_2-Equ.	%	Gg CO_2-Equ.	%	Gg CO_2-Equ.	%	Gg CO_2-Equ.	%	Gg CO_2-Equ.	%
CO_2 emissions (without LUCF)	1.015.572	81,1	1.015.572	81,5	901.478	82,0	860.273	84,8	864.117	85,2
CH_4	139.767	11,2	139.767	11,2	109.173	9,9	86.549	8,5	81.447	8,0
N_2O	81.375	6,5	81.375	6,5	73.470	6,7	55.813	5,5	55.833	5,5
HFCs	6.360	0,5	3.510	0,3	6.360	0,6	6.630	0,7	8.247	0,8
PFCs	1.759	0,1	2.696	0,2	1.759	0,2	790	0,1	786	0,1
SF_6	6.890	0,6	3.896	0,3	6.890	0,6	4.018	0,4	4.197	0,4
Total (without CO_2 from LUCF)	1.251.723		1.246.816		1.099.130		1.014.072		1.014.627	

Mit einem Anteil von über 85 % an der Freisetzung von Kohlendioxid sind die Prozesse der stationären und mobilen Verbrennung Hauptverursacher der Emissionen. Insbesondere durch den überdurchschnittlichen Rückgang der anderen Treibhausgase ist dabei der Anteil der CO_2-Emissionen an den Gesamtemissionen seit 1990 um 4 % gestiegen. Die durch Tierhaltung, Brennstoffverteilung und Deponieemissionen verursachten Methanemissionen haben einen Anteil von etwas über 8 %. Distickstoffoxidemissionen werden hauptsächlich

durch die Landwirtschaft, Industrieprozesse und den Verkehr verursacht und tragen zu über 5 % zu den Treibhausgasfreisetzungen bei. Die übrigen so genannten Kyoto- oder F-Gase tragen nur geringfügig mehr als 1 % zu den Gesamtemissionen bei. Die Verteilung der deutschen Treibhausgasemissionen ist typisch für ein entwickeltes hochindustrialisiertes Land.

0.3 Überblick zu den Emissionsschätzungen und Trends der Quell- und Senkengruppen

In Abbildung 2 ist der Beitrag der einzelnen Quell- und Senkengruppen an den Gesamttreibhausgasemissionen dargestellt. Hier werden die relativ konstanten Anteile der einzelnen Quell- und Senkengruppen sowie die absolute Dominanz der energiebedingten Emissionen deutlich. Diese nahmen im zeitlichen Verlauf kontinuierlich ab. Die beiden leichten Wiederanstiege im Jahr 1996 und 2001 sind temperaturbedingt. Diese beiden Jahre waren durch niedrigere Temperaturen im Winter geprägt. Dies hatte einen verstärkten Energieverbrauch zur Erzeugung von Raumwärme zur Folge, der die Emissionen ansteigen ließ.

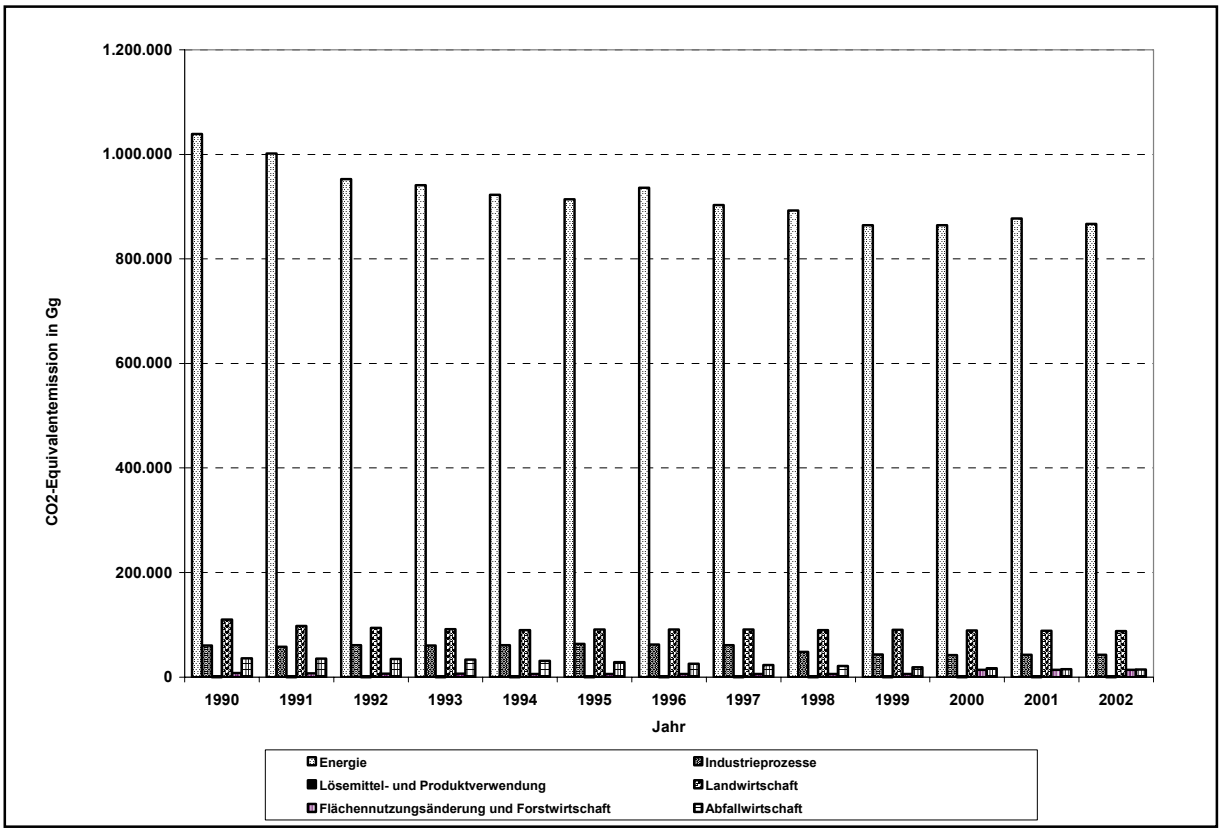


Abbildung 2: Emissionsentwicklung der Treibhausgase nach Quellgruppen und Entwicklung der Senken in CO_2- Äquivalenten[4]

In Abbildung 3 wird die relative Entwicklung der Emissionen aus den Verursachergruppen seit 1990 dargestellt. Die deutlichste Minderung trat hier im Bereich der Abfallemissionen auf. Trotz aller methodischen Schwierigkeiten (siehe hierzu die Kapitel 8.1 und 8.2) haben die Einführung eines verstärkten Recyclings von wiederverwertbaren Stoffen (Verpackungsverordnung) und die Verwertung als Kompost (Bioabfallverordnung) zu einer Minderung der deponierten Abfallmenge und damit zu einer Minderung der

[4] CO_2-Emissionen und festlegungen in Böden werden unter Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft berichtet.

Deponieemissionen geführt. Im Bereich der Emissionen aus den Industrieprozessen hatten die emissionsmindernden Maßnahmen im Bereich der Adipinsäureproduktion 1997 einen stark mindernden Effekt. Die Emissionen der Lösemittel- und Produktverwendung sind in absoluten Werten nicht sehr hoch – die Konstanz dieser Emissionen ist durch die Fortschreibung des für 1990 ermittelten Wertes aus der Anwendung von N_2O zu Narkosezwecken zu erklären. Hierzu wird es im Inventar 2005 eine Aktualisierung geben. Die Entwicklung der Emissionen aus der Landwirtschaft folgt im wesentlichen dem Verlauf der Tierbestandsangaben. Der auffällige Verlauf der relativen Emissionsentwicklung der Quellgruppe Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft im Jahr 2000 ist auf den Orkan „Lothar" zurückzuführen. Die sturmbedingten Zwangsnutzungen vermindern die Senkenfunktion des Waldes.

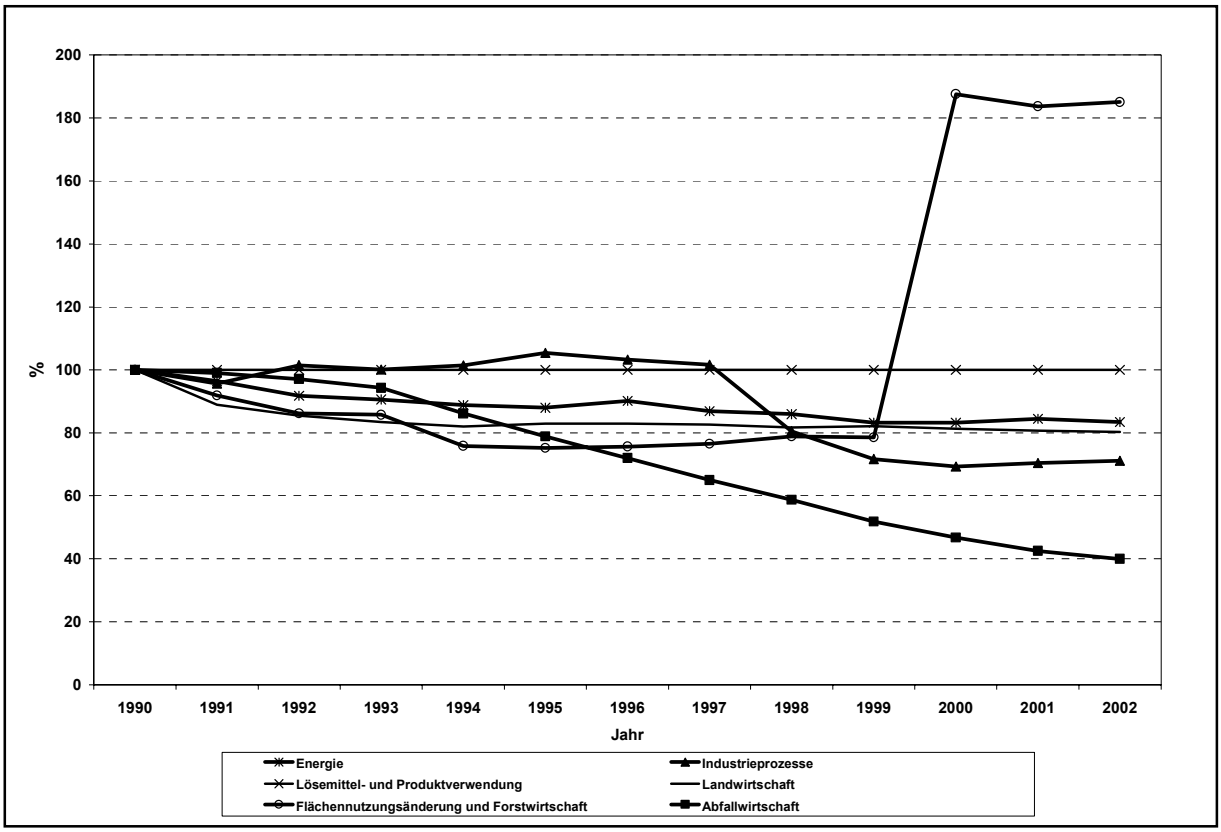


Abbildung 3: relative Entwicklung Entwicklung der Treibhausgasemissionen seit 1990 nach Quellgruppen[5]

[5] CO_2-Emissionen und Festlegungen in Böden werden unter Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft berichtet.

1 EINLEITUNG

1.1 Hintergrundinformationen zu Klimawandel und Treibhausgas-Inventaren

1.1.1 Der Treibhauseffekt

Klimawandel ist die Veränderung der durchschnittlichen Witterungsverhältnisse über einen längeren Zeitraum in einem bestimmten Gebiet oder global. Aus der Paläoklimaforschung ist bekannt, dass in den letzten Millionen Jahren gravierende natürliche Klimaänderungen mit Schwankungen der globalen mittleren Temperatur zwischen 9°C und 16°C aufgetreten sind. Klimaänderungen können folgende Ursachen haben:

- Veränderungen sogenannter geoastrophysikalischer Parameter wie Solarkonstante, Erdbahnelemente u.a.
- Veränderungen der Erdoberfläche
- Änderungen des Energiehaushaltes im System "*Erdoberfläche und Atmosphäre*"
- Änderungen des Stoffhaushaltes der Atmosphäre (wie die Änderungen der Treibhausgaskonzentration).

Treibhausgase, zu denen insbesondere auch Wasserdampf, als das wichtigste natürliche Treibhausgas und Ozon gehören, haben eine besondere Eigenschaft. Sie lassen die von der Sonne (vor allem im sichtbaren, kurzwelligen Bereich) auf die Erde fallende, energiereiche Strahlung nahezu ungehindert passieren, absorbieren teilweise aber die im Gegenzug von der erwärmten Erde ausgehende langwellige Strahlung. Hierdurch werden sie in einen energetisch angeregten Zustand versetzt, um nach kurzer Zeit unter Aussendung infraroter Strahlung wieder in den ursprünglichen Grundzustand zurückzukehren. Die Aussendung von Wärmestrahlung erfolgt gleichwertig in alle Raumrichtungen, d.h. zu einem erheblichen Anteil auch zurück zur Erdoberfläche (*thermische Gegenstrahlung*). Damit diese zusätzlich zugeführte Energiemenge dennoch abgestrahlt werden kann (aus Gründen des dynamischen, energetischen Gleichgewichts, in dem sich Erde und Atmosphäre im Mittel befinden, muss dies erfolgen), muss die Erde eine entsprechend höhere Temperatur aufweisen. Dies ist, kurz und vereinfacht gesagt, die Natur des Treibhauseffektes.

Ohne die natürlicherweise vorkommenden Treibhausgase wäre ein Leben auf unserem Planeten nicht möglich. Statt einer globalen Erdmitteltemperatur von ca. 15°C, wie wir sie heute messen, würde eine mittlere Temperatur von etwa -18°C auf der Erde zu verzeichnen sein. Der natürliche Treibhauseffekt sichert also unser irdisches Leben.

1.1.2 Klimawandel

Seit Beginn der Industrialisierung werden deutliche überregionale bzw. globale Änderungen im Stoffhaushalt der Atmosphäre als Folge menschlichen Tuns beobachtet. So stiegen weltweit die Konzentrationen von Kohlendioxid (CO_2) um ca. 30 %, die des Methan (CH_4) um 145 % und die des Distickstoffoxid (N_2O) um 15 % gegenüber den Werten vorindustrieller Zeiten. Zum Teil gelangen völlig neue Stoffe wie Fluorchlorkohlenwasserstoffe (FCKW), Halone, perfluorierte Fluorkohlenwasserstoffe (FKW), wasserstoffhaltige Fluorkohlenwasserstoffe (HFKW) und Schwefelhexafluorid (SF_6) in die Atmosphäre, die in der Natur praktisch nicht vorkommen, sondern fast ausschließlich durch den Menschen erzeugt werden.

Obwohl die Auslöser des Treibhauseffektes mengenmäßig kaum ins Gewicht fallen, ist ihre Wirkung erheblich. Durch die Konzentrationszunahme der Treibhausgase kommt es zu einer Verstärkung des (natürlichen) Treibhauseffektes und damit zu einem Anstieg der bodennahen Temperatur. Der natürliche Treibhauseffekt ist lebensnotwendig - seine Verstärkung durch menschlichen Eingriff gibt Anlass zur Sorge. Die Veränderung eines Klimafaktors bzw. der Zusammensetzung der Atmosphäre kann über vielseitige Wechselwirkungen zu weitreichenden und raschen Änderungen im gesamten Klimasystem führen. Da die Ökosysteme und auch unsere Zivilisation an die derzeitigen Klimabedingungen angepasst sind, können solche Änderungen bedrohliche Folgen haben.

In seinem letzten Sachstandsbericht von 2001 stellte das IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) unter anderem fest, dass die mittlere globale Lufttemperatur seit den letzten 100 Jahren um 0,4 bis 0,8 °C angestiegen ist. Die letzten Jahre gehören zu den wärmsten seit 1861.

1.1.3 Reduktionsverpflichtungen und Berichterstattung zu Treibhausgasen

Die Staaten der Welt haben früh erkannt, dass aufgrund der zu erwartenden Temperaturänderungen Gefahren für die Ökosysteme und die menschliche Zivilisation drohen, weil diese Änderungen relativ schnell erfolgen und sich die bestehenden Systeme nicht so schnell ohne Schäden an die neuen Klimaverhältnisse anpassen können.

1992 wurde in Rio de Janeiro das Rahmenabkommen über Klimaänderungen (Klimarahmenkonvention) von fast allen Staaten der Welt verabschiedet. Seit 1994 müssen die in Annex I der Klimarahmenkonvention benannten Staaten jährlich zum 15. April ein Inventar der Treibhausgase an das Sekretariat der Klimarahmenkonvention übermitteln. Es sind Angaben zu den Emissionen und Senken des Basisjahres (1990 für CO_2, N_2O, CH_4; 1995 für HFC, PFC, SF_6) und für alle Jahre bis zum Vorjahr der Berichterstattung vorzulegen.

Auf der dritten Vertragsstaatenkonferenz in Kyoto wurden erstmals rechtsverbindliche Begrenzungs- und Reduktionsverpflichtungen für die Industrieländer festgelegt. Nach dem Kyoto-Protokoll müssen die Industrieländer ihre Emissionen der sechs Treibhausgase Kohlendioxid (CO_2), Methan (CH_4), Distickstoffoxid (N_2O), Fluorkohlenwasserstoffe (HFC), Perfluorkohlenwasserstoffe (PFC) und Schwefelhexafluorid (SF_6) bis 2012 um durchschnittlich 5,2 Prozent vermindern. Die Europäische Gemeinschaft hat im Rahmen des Kyoto-Protokolls die Verpflichtung übernommen, ihre Treibhausgasemissionen bis zum Zeitraum 2008–2012 gegenüber 1990 um 8 % zu mindern. Diese Verpflichtung wurde innerhalb der EU in einer Lastenteilung[6] zwischen den Mitgliedstaaten aufgeteilt, nach der Deutschland mit 21 % Emissionsminderung gegenüber dem Basisjahr einen erheblichen Beitrag zu leisten hat. Mit entsprechendem Interesse werden die deutschen Maßnahmen, aber auch die Berechnungen zu Emissionsminderungen verfolgt.

Die Wirksamkeit des Kyoto-Protokolls hinsichtlich der Senkung von weltweiten Treibhausgasemissionen wird von zwei kritischen Faktoren abhängen: Ob die Mitgliedstaaten sich an die Regeln des Protokolls halten und ihre Verpflichtungen erfüllen und ob die Emissionsdaten die zur Erfüllungskontrolle genutzt werden, zuverlässig sind. Damit kommt der nationalen Berichterstattung und der anschließenden internationalen Überprüfung von Emissionsinventaren eine Schlüsselrolle zu.

6 burden sharing agreement, beschlossen mit Ratsentscheidung 2002/358/EG

1.2 Institutionelle Festlegungen und Rahmenbedingungen für die Inventarerstellung

Die Emissionsberichterstattung wird in Deutschland durch das Umweltbundesamt koordiniert. Seit Mitte der 90er Jahre die Berichtspflichten zur Erstellung von Emissionsinventaren für Luftschadstoffe und Klimagase stark zugenommen haben, wurden die Anstrengungen intensiviert, eine Harmonisierung der Emissionsberechnung und -berichterstattung zu erreichen. Hierbei sind auch die Anforderungen aus den Berichtspflichten gegenüber der UN ECE Genfer Luftreinhaltekonvention und ihren Protokollen, sowie der EU NEC-Richtlinie zu berücksichtigen. Die Anforderungen des Kyoto-Protokolls erfordern eine grundlegende Überprüfung und Neuausrichtung der deutschen Emissionsberichterstattung. Diese Aufgabe verfolgt das Umweltbundesamt seit dem Jahr 2002 mit Nachdruck.

Als übergeordnetes Ziel fordern alle Berichtspflichten eine transparente, vergleichbare, vollständige, konsistente und exakte Emissionsberechnung von den Mitgliedstaaten. Insbesondere durch die Ausgestaltung des Kyoto-Protokolls mit flexiblen Instrumenten sind für die Umsetzung der genannten Ziele konkrete Anforderungen formuliert worden. Durch die Einführung von Joint Implementation, Clean Development Mechanism und Emissionshandel werden Emissionen letztlich auch geldwert, so dass eine Reihe von Verfahren erforderlich sind, die die Protokollbestimmungen in Kraft setzen und die Überwachung sowie Probleme der Erfüllungskontrolle ansprechen. Erst wenn die unabhängige Überprüfung der Inventare eines Mitgliedstaates unbeanstandet abgeschlossen wird, erfolgt die Zulassung zur Anwendung der flexiblen Instrumente (siehe Abbildung 4).

Abbildung 4: Vorbedingungen für die Anwendung flexibler Instrumente des KP

Die Anforderungen beschränken sich nicht allein auf die Inventarerstellung, sondern umfassen den gesamten Prozess von der Datengewinnung bis zur Berichterstattung. Dabei kommt dem Qualitätsmanagement eine besondere Rolle zu. Um den Prozess der Treibhausgasberichterstattung in einen definierten Rahmen zu stellen, sind die Mitgliedstaaten verpflichtet, ein Nationales System zur Inventarerstellung aufzubauen, das eine kontinuierliche Inventarverbesserung ermöglicht.

In Deutschland soll das Nationale System die Organisation und Qualitätssicherung der Emissionsinventare sicherstellen und als Netzwerk aller Bundes- und Landeseinrichtungen,

Forschungsinstitute, Verbände und Organisationen fungieren, die zur Verbesserung der Inventarberechnungen beitragen können. Mit den erforderlichen Arbeiten zum Aufbau des Nationalen Systems wurde im Jahr 2002 begonnen und es ist geplant, sie bis zum Jahr 2005 abzuschließen. Insbesondere geht es auch um die Erarbeitung eines Vorschlages zur geeigneten Institutionalisierung des Nationalen Systems in Deutschland. Dieser muss die effektive Arbeitsfähigkeit mit unbürokratischen aber verbindlichen Verfahren mit der geforderten Verlässlichkeit sicherstellen (nähere Erläuterungen zum Nationalen System siehe Kapitel 17.1).

1.2.1 Institutionelle Festlegungen für die Inventarerstellung

Gegenwärtig bestehen folgende institutionelle Verbindungen und Festlegungen für die Inventarerstellung in Deutschland:

1. Die *Nationale Koordinierungsstelle* (single national entity) des Nationalen Systems ist am Umweltbundesamt im Fachgebiet II 5.3 angesiedelt. Eine rechtsverbindliche Festlegung hierzu steht noch aus. Die Koordinierungsstelle soll als zentrale Anlauf- und Informationsstelle für alle Teilnehmer am Nationalen System dienen. Sie hat den Rahmen für transparente, konsistente, vollständige, vergleichbare und genaue Inventare zu setzen.

2. Für die Koordinierung der Arbeiten innerhalb des Umweltbundesamtes wurde ein *Arbeitskreis Emissionsinventare* eingerichtet, über den alle an der Inventarerstellung beteiligten Mitarbeiter des UBA eingebunden werden.

3. Ein 2002 gegründeter Arbeitskreises VI *Emissionsberichterstattung* der Interministeriellen Arbeitsgruppe *IMA CO_2 Reduktion*[7] soll die Umsetzung der Anforderungen an die Emissionsberichterstattung bei den Bundesbehörden sicherstellen. Hier erfolgt eine ressortübergreifende Diskussion von bislang identifizierten Aufgabenschwerpunkten im Bereich der Emissionsinventare. Die Koordinierung erfolgt durch das BMU. Für das Jahr 2004 sind 3 Sitzungen des Arbeitskreises vorgesehen. Der AK VI wird schwerpunktmäßig die Möglichkeiten der Institutionalisierung der Kyoto-Anforderungen z.B. in Form eines Umsetzungsgesetzes erörtern.

4. Mit der *Rahmen-Ressortvereinbarung zwischen dem BMVEL und dem BMU* über den Daten- und Informationsaustausch und den Betrieb einer gemeinsamen Datenbank zu Emissionen aus der Landwirtschaft vom 02.04.2001 wurde eine erste ressortübergreifende Vereinbarung zur Zusammenarbeit bei der Berechnung der Emissionen geschlossen.

5. Die Daten zur Land- und Forstwirtschaft werden dem UBA vom fachlich zuständigen BMVEL zugearbeitet.

6. Eine Einbindung der Bundesländer erfolgt zur Zeit durch den *Länderausschuss Immissionsschutz* (LAI). Dies ist vor allem für die Validierung der Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland mit den Länderenergiebilanzen und den Verifizierungsprozess von Bundes- und Länderemissionsinventaren erforderlich. Eine intensive Zusammenarbeit im Bereich Energie besteht insbesondere auch mit der

7 Die IMA CO_2-Reduktion wurde unter Federführung des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) durch Beschluss der Bundesregierung vom 13. Juni 1990 gegründet. Zielstellung ist es, auf nationaler Ebene ein Gesamtkonzept zur CO_2-Minderung und zur Klimavorsorge weiterzuentwickeln und umzusetzen.

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) sowie dem Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), das die Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland im Auftrag der AGEB erstellt.

7. Die *Einbindung von Verbänden* und anderen unabhängigen Organisationen erfolgte bisher in erster Linie über die für konkrete Fragestellungen zuständigen Facheinheiten des Fachbereichs I und III aus dem Umweltbundesamt. Die *Nationale Koordinierungsstelle* leistet den Facheinheiten bei der Diskussion von Berichtsanforderungen und der Bestimmung von erforderlichen Datenflüssen mit den Verbänden Unterstützung. Die Aufklärungs- und Informationsarbeiten werden seit 2003 intensiviert.

8. Die Expertise von *Forschungseinrichtungen* wurde schon immer in die Inventarerstellung über die Durchführung von Forschungs- und Entwicklungs-Vorhaben im Rahmen des UFOPLAN eingebunden. Dies erfolgt sowohl über konkrete Fragestellungen als auch durch übergreifende Vorhaben, die vor allem der Harmonisierung von Einzelergebnissen für das Gesamtinventar und der Identifizierung von Fehlstellen bzw. Lückenschließung von emissionsrelevanten Aktivitäten dienen. Seit dem UFOPLAN 2002 verfügt die Nationale Koordinierungsstelle für die Initiierung von Maßnahmen zur kontinuierlichen Inventarverbesserung über ein Globalvorhaben *Methodenaktualisierung für die Emissionsberechnung*. Durch die Bildung von Teilvorhaben werden Einzelmaßnahmen für die Verbesserung der Inventare angestoßen und finanziert.

9. Eine Beauftragung über den UFOPLAN von der Problemerkennung (Vorhabensinitiierung) bis zur Lösung (Abnahme Abschlußbericht) dauert derzeit im Mittel 3,5 Jahre. Da die Inventare jährlich von unabhängigen Experten des Klimasekretariats überprüft werden und Verbesserungen gemäß der Mängelberichte zeitnah eingeleitet werden müssen, ist für die Beseitigung prioritärer Mängel jedoch eine Reaktionszeit von einem Jahr erforderlich. Daher wird im UBA derzeit zusätzlich zu den Forschungsmitteln ein eigenständiger Haushaltstitel für das Nationale System eingerichtet, aus dem kurzfristige Aufträge für die Inventarverbesserung in Zuständigkeit des Amtes adressiert werden können.

1.2.2 Rahmenbedingungen für die Inventarerstellung

Für die Inventarerstellung sind zahlreiche Zuarbeiten aus den Fachabteilungen des UBA und anderen Einrichtungen erforderlich. Die Nationale Koordinierungsstelle ist seit 2003 dabei, durch geeignete Vorgaben für die Inventarerstellung und die Qualitätssicherung einheitliche Rahmenbedingungen bei den verschiedenen Akteuren zu schaffen.

Gegenwärtig bestehen folgende Rahmenbedingungen für die Inventarerstellung in Deutschland:

1. Das Umweltbundesamt hat im Jahr 2002 damit begonnen, ein Qualitäts-System Emissionsinventare (QSE) aufzubauen, das die erforderlichen Rahmenbedingungen für die Einhaltung einer guten Inventarpraxis und die Durchführung einer routinemäßigen Qualitätssicherung schaffen soll. Es soll den Anforderungen der *IPCC Good Practice Guidance* genügen und an die nationalen Gegebenheiten in Deutschland sowie die internen Strukturen und Abläufe der berichterstattenden Institution UBA angepasst sein. Im Rahmen des QSE wurde ein Konzept zur Aufbau-

und Ablauforganisation entwickelt, dass die Zuständigkeiten und die erforderlichen QK- und QS-Maßnahmen verbindlich festlegt. Das im Aufbau befindliche Qualitäts-System Emissionsinventare wird in Anhang 6 (Kapitel 17.2) näher beschrieben. Seit 2003 werden über das QSE systematisch Maßnahmen zur Verbesserung der Emissionsinventare initiiert.

2. Für die zentrale Datenhaltung aller für die Emissionsberechnung benötigten Informationen (Methoden, Aktivitätsraten, Emissionsfaktoren) wird die Datenbank des *Zentralen Systems Emissionen* (ZSE) des Umweltbundesamtes verwendet. Das ZSE ist das wesentliche Instrument für die Dokumentation und die Qualitätssicherung auf der Datenebene. Eine nähere Beschreibung des ZSE findet sich in Anhang 6 (Kapitel 17.3).

3. Ein verbindlicher Zeitplan für die Erstellung der Emissionsinventare und des NIR wird allen internen und externen Akteuren über die Intranet-Seite des UBA und durch Veröffentlichung im NIR bekannt gemacht. Ab 2003 und für alle Folgejahre gilt für die Inventardaten (alle Schadstoffe) und die entsprechenden Beschreibungen im Nationalen Inventarbericht (vorerst nur THG):

15. Juni	Anforderung zur Daten und Berichtstextlieferung durch die Nationale Koordinierungsstelle im UBA an die Fachverantwortlichen
01. September	Zulieferungen aus dem UBA und externer Einrichtungen des NaSE
ab Ende September	Inventarüberprüfung durch unabhängige Experten Klimasekretariat
15. Oktober	Validierung / Rücksprachen der Zulieferungen der Fach- und Qualitätsverantwortlichen unter Berücksichtigung der Überprüfungsergebnisse
15. November	Endredaktion durch die Nationale Koordinierungsstelle im UBA
30. November	Bericht an das Ministerium zur Einleitung der Ressortabstimmung
15. Januar	Bericht an die europäische Kommission (im Rahmen des CO_2 Monitoring Mechanismus)
15. April	Bericht an das Klimasekretariat
Mai	Initial Check durch das Klimasekretariat
Juni	Synthesis and Assessment Report I
August	Synthesis and Assessment Report II (coutry specific)

1.3 Kurzbeschreibung der Inventarerstellung

Die Inventarerstellung erfolgt federführend durch das Fachgebiet II 5.3 des UBA, das auch die Funktion der Nationalen Koordinierungsstelle wahrnimmt. Der Prozess der Inventarerstellung erfolgt in enger Verzahnung mit der Erstellung des Nationalen Inventarberichts und der Durchführung von Qualitätssicherungsprozeduren (siehe Abbildung 5).

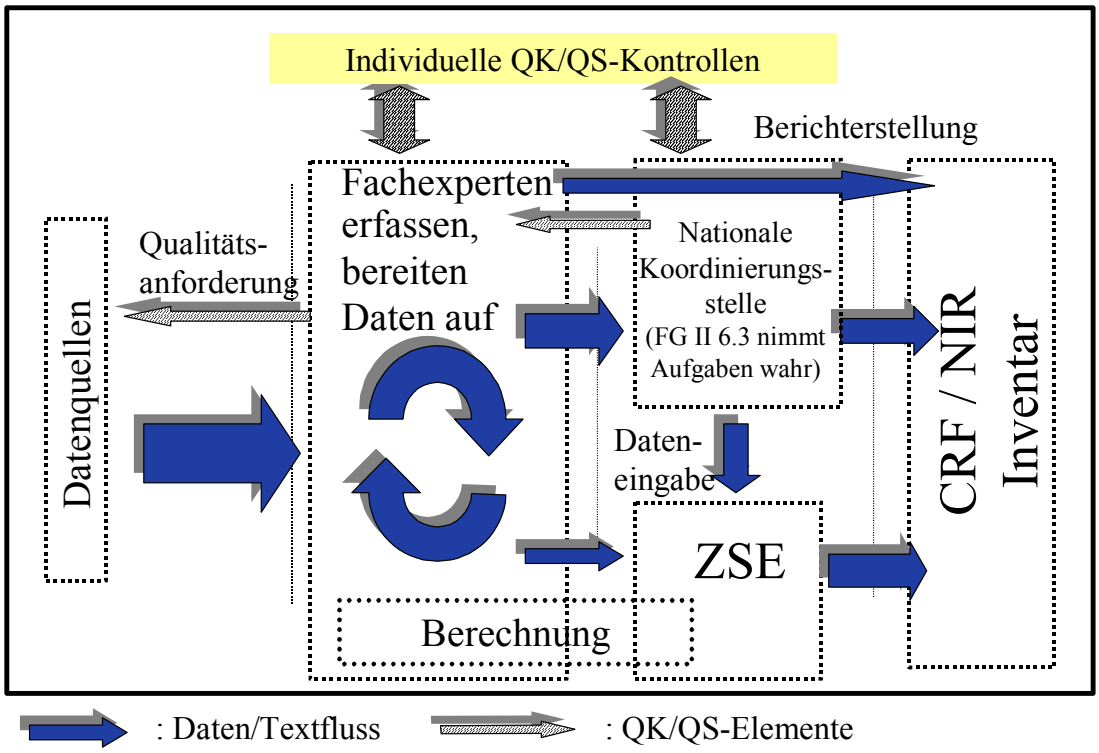


Abbildung 5: Ist-Situation Prozess Emissionsberichterstattung

Bei der Emissionsberichterstattung handelt es sich um einen regelmäßig, in der Regel jährlich ablaufenden Vorgang. Neben den routinemäßig kontinuierlich ablaufenden Teilprozessen der Datengewinnung, Datenaufbereitung und Emissionsberechnung sowie Berichterstellung ist die Festlegung der Berechnungsgrundlagen besonders relevant (siehe Abbildung 6). Sie ist immer dann erforderlich, wenn dies aufgrund bestimmter Ereignisse (z.B. Änderung der Hauptquellgruppen, neue IPCC Anforderungen, erkannte Defizite gemäß Inventarplan, Verbesserungspotentiale etc.) erforderlich ist. Die Prüfung, ob ein solches Ereignis vorliegt, erfolgt jährlich mit den anderen routinemäßigen Teilprozessen. Jedem Schritt im Prozessablauf werden zukünftig geeignete QK/QS-Maßnahmen zugewiesen.

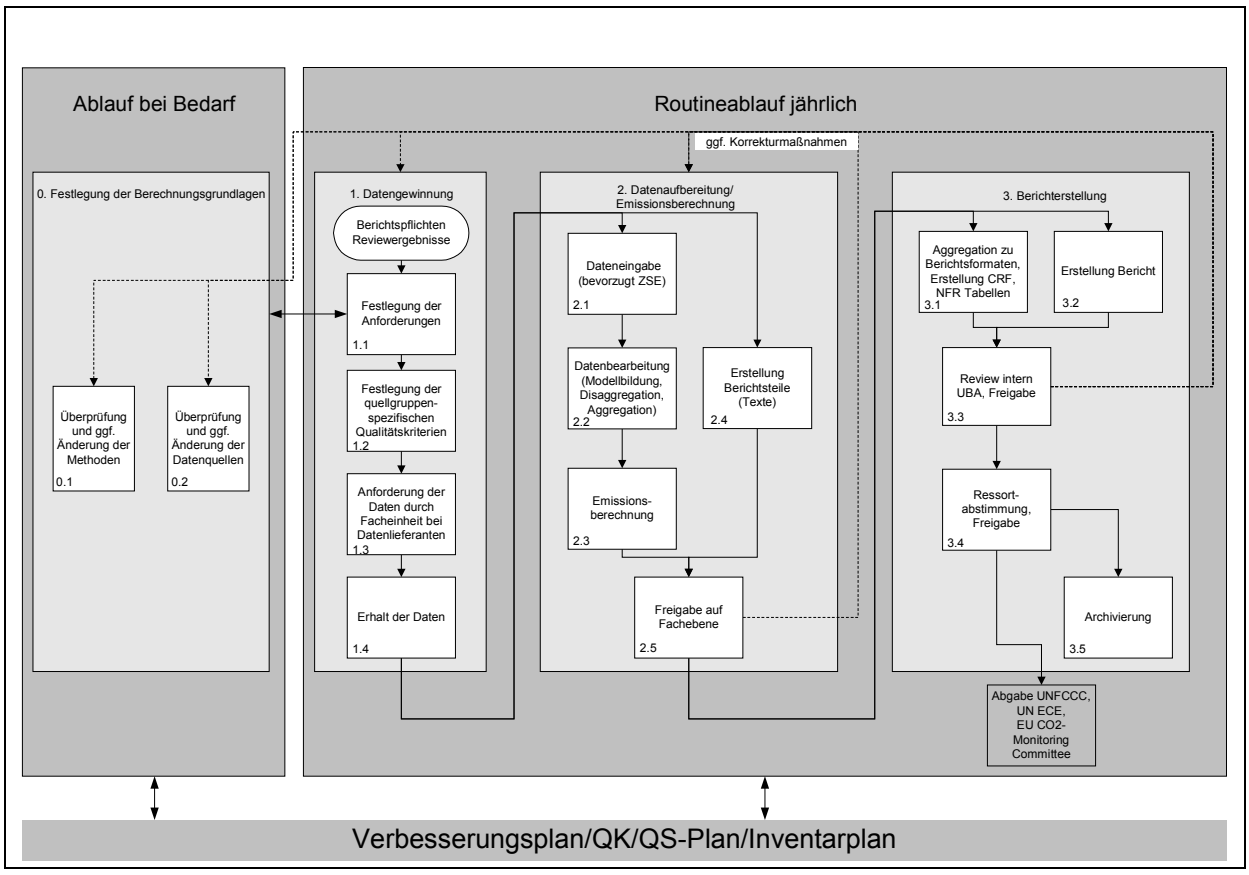


Abbildung 6: Übersicht gesamter Prozess der Emissionsberichterstattung

1.3.1 Festlegung der Berechnungsgrundlagen

Die **Wahl von Berechnungsmethoden** zur Emissionsermittlung hat Auswirkungen auf den gesamten Emissionsberichterstattungsprozess. Daher steht die Prüfung der Angemessenheit der verwendeten Methoden am Anfang des Gesamtprozesses. Die IPCC Good Practice Guidance geben für die jeweiligen Quellgruppen mit Hilfe von Entscheidungsbäumen (Decision Trees) vor, welche Methoden anzuwenden sind. Dies erfolgt in Abhängigkeit davon, ob es sich um eine Hauptquellgruppe handelt oder nicht. Kommt statt der vorgeschriebenen Methode eine andere – länderspezifische – Methode zur Anwendung, so ist dies zu begründen. Die Gleich- oder Höherwertigkeit der Methode ist darzulegen und nachvollziehbar zu dokumentieren.

Weiter stellt auch die **Auswahl und Überprüfung von Datenquellen** einen kritischen Erfolgsfaktor dar, denn die Ergebnisse der gesamten Folgeprozesse (Datenaufbereitung, Berechnung, Berichterstattung) können nicht besser als die Qualität der Primärdaten sein. Datenquellen können sich auf Aktivitätsraten, Emissionsfaktoren oder Emissionen einer bestimmten Quellgruppe beziehen. In vielen Fällen wird es sich um bereits seit mehreren Jahren genutzte Datenquellen handeln. Die Auswahl neuer Datenquellen kann z.B. auf Grund einer erforderlichen Methodenumstellung, des Wegfalls einer bisherigen Datenquelle, der Anforderung zusätzlicher Daten oder aufgrund von Ergebnissen der Qualitätskontrolle bei bisher genutzten Datenquellen erforderlich sein.

Verschiedene Kriterien beeinflussen die Eignung einer Datenquelle. Hierzu zählen u.a.:

- langfristige Verfügbarkeit,
- Institutionalisierung der Datenbereitstellung,

- gute Dokumentation,
- Durchführung von Qualitätskontroll- und -sicherungsmaßnahmen,
- Angabe von Unsicherheiten,
- Repräsentativität der Daten und
- Vollständigkeit der zu erwartenden Daten.

Die Auswahl einer Datenquelle hat sich an diesen Kriterien zu orientieren. Allerdings ist die konkrete Entscheidung für eine Datenquelle fallspezifisch vom Fachverantwortlichen zu treffen. Es ist in der Praxis immer abzuwägen, ob schlecht dokumentierte Daten verwendet werden können, wenn andernfalls überhaupt keine Datenquelle zur Verfügung steht. Wichtig ist, dass in jedem Fall die Entscheidung für die Auswahl einer Datenquelle dokumentiert wird und dass bei erkannten Defiziten bei der Güte der Datenquellen entsprechende Verbesserungsmaßnahmen geplant werden.

Die Weitergabe von Anforderungen zur Qualitätskontrolle, -sicherung und Dokumentation an Datenlieferanten ist immer erforderlich und insbesondere bei der Vergabe von Forschungsvorhaben von besonderer Relevanz, da das Umweltbundesamt als Auftraggeber in diesem Fall einen erheblichen Einfluss auf den Auftragnehmer ausüben muss.

1.3.2 Datengewinnung

Die Datengewinnung und -dokumentation erfolgt durch den jeweiligen Fachverantwortlichen. Dies kann durch die Auswertung von amtlichen oder Verbände-Statistiken, Studien, Periodika sowie fremden Forschungsvorhaben erfolgen, über die Durchführung eigener Forschungsvorhaben oder die Verwendung persönlicher Information, sowie über einen Bund/Länder-Datenaustausch gewonnene Daten. Häufig werden dabei anderweitig gewonnene Arbeitsergebnisse für die Emissionsberichterstattung weitergenutzt.

Die Datengewinnung umfasst die Teilschritte:

- Festlegung der Anforderungen,
- Festlegung der quellgruppenspezifischen Qualitäts- und Prüfkriterien für die Daten,
- Anforderung der Daten durch die zuständige Facheinheit bei den Datenlieferanten, sowie
- Erhalt der Daten.

Über die Nationale Koordinierungsstelle wird die Anforderung an die Zuarbeit zu den Inventaren über die Fachvorgesetzten an die quellgruppenspezifischen Fachverantwortlichen geschickt. Dies wird zukünftig in Form eines Inventarplans erfolgen. Für die Fertigung des NIR wird eine Master-Datei bereitgestellt, die die Struktur für die Zuarbeiten vorgibt. Als Anforderung für die späteren Dateneingaben gelten die Vorgaben aus dem ZSE (direkte Eingabe oder Befüllung des Importformats). Über Informationsveranstaltungen des AK Emissionsinventare und die Intranet-Seite zur Emissionsberichterstattung des UBA werden den Fachexperten die Berichtsanforderungen, die Review-Ergebnisse, die aktuelle Hauptquellgruppenanalyse und der bisherige Datenbestand zu dieser Quellgruppe bekannt gemacht. Auf der Grundlage dieser Dokumente hat der Fachverantwortliche die **Festlegung der Anforderungen** auszulegen.

Die Anforderungen beeinflussen den vorgelagerten Prozess der Festlegung von Berechnungsgrundlagen (Überprüfung und Auswahl der Methoden und Datenquellen), der

immer dann stattfindet, wenn die Anforderungen noch nicht erfüllt sind oder sich verändert haben (diese Information wird zukünftig in im Inventarplan stehen).

Nach Festlegung der Anforderungen an Datenquellen und Methoden soll vor der Einleitung der Datengewinnung bei Dritten eine **Festlegung der quellgruppenspezifischen Qualitäts- und Prüfkriterien** für diese Daten erfolgen, um den Prozess der QK auf der Datenebene zu unterstützen. Die Validierung der Daten erfolgt durch den Fachverantwortlichen.

Bei der **Anforderung der Daten** bei Dritten durch die zuständige Facheinheit soll der vom Datenlieferant erwartete Umfang und die erwartete Dokumentation der Daten angegeben werden. Beim **Erhalt der Daten** werden diese auf Vollständigkeit, Einhaltung der Qualitätskriterien und Aktualität geprüft.

1.3.3 Datenaufbereitung und Emissionsberechnung

Die Datenaufbereitung und Emissionsberechnung umfasst die Schritte

- Dateneingabe,
- Datenbearbeitung (Modellbildung, Disaggregation, Aggregation), und
- Emissionsberechnung,
- Erstellung Berichtsteile (Texte), sowie
- Freigabe auf der Fachebene.

Parallel zu den in die Tabellenteile einfließenden Zeitreihen für Aktivitätsraten, Emissionsfaktoren, Unsicherheiten und Emissionen werden auch die Berichtsteile erstellt. Insofern wird der Begriff Daten in einem weiten Sinne verstanden. Er umfasst neben Zahlenwerten, Zeitreihen, etc. auch Kontextinformationen wie Quellen einer Zeitreihe sowie Wege der Berechnung und bezieht sich ebenfalls auf die **Erstellung der Berichtsteile** für den NIR.

Erhebliche Teile der **Dateneingabe und –bearbeitung** (Bearbeitung von Daten und der Emissionsberechnung im engeren Sinne des Datenbegriffs) laufen im ZSE ab. Erforderliche QK-Maßnahmen auf der Datenebene können teilweise automatisiert im ZSE hinterlegt werden (Formulierung von Prüfbedingungen im CalQlator), so dass die manuelle Durchführung bestimmter QK-Maßnahmen bei Nutzung des ZSE entfallen kann. Um Berechnungsergebnisse komplexer Modelle zu plausibilisieren, sollen zur Überprüfung Cross-Checks mit vereinfachten Annahmen erfolgen.

Nach Durchlaufen der Prüfungen und evtl. Rücksprachen erfolgt die **Emissionsberechnung** im ZSE durch ein automatisiertes Verfahren nach dem Prinzip

Aktivitätsrate * Emissionsfaktor = Emission.

Sind auch vorgelagerte Rechenwege im ZSE abgelegt, so werden diese Berechnungen zuerst angestoßen, bevor die eigentliche Emissionsberechnung durchgeführt wird.

Die **Freigabe auf der Fachebene** hat sowohl für Texte als auch für Ergebnisse der Berechnungen vor der Weitergabe an die nationale Koordinierungsstelle von den jeweiligen QK/QS-Verantwortlichen für das Fachgebiet bzw. von den QK/QS-Verantwortlichen anderer NaSE-Teilnehmer zu erfolgen.

1.3.4 Berichterstellung

Zur Berichterstellung gehören:

- die Aggregation der Emissionsdaten zu den Berichtsformaten und die Erstellung der Datentabellen (CRF, NFR),
- die Berechnung der CO_2 Äquivalente für die Treibhausgas-Emissionen
- die Zusammenfassung der zugelieferten Berichtstexte zum Berichtsentwurf (NIR) sowie die Gesamtredaktion des NIR,
- die UBA-interne Überprüfung des Entwurfs mit anschließender Freigabe,
- die Übergabe an das BMU,
- die Ressortabstimmung, sowie abschließend
- die Übergabe an das UNFCCC-Sekretariat und
- die Archivierung.

Bevor die Emissionsdaten in die Berichtstabellen für die Klimarahmenkonvention (CRF= Common reporting Format) bzw. die Genfer Luftreinhaltekonvention (NFR= New Format on reporting) übertragen werden können, muss eine **Aggregation der Emissionsdaten** aus den Zeitreihen des ZSE (im Erfassungsformat) zu den **Berichtsformaten** CRF- bzw. NFR-Quellgruppen erfolgen. Dies wird über eine hierarchische Zuordnung im ZSE realisiert, die im Anhang 3 für die einzelnen Hauptquellgruppen genauer beschrieben ist. Die Aggregation erfolgen automatisiert.

Nach der rechnerischen Aggregation werden Aktivitätsdaten, Emissionsfaktoren und Emissionen automatisiert in die CRF-Berichtstabellen des IPCC hineingeschrieben.

Für nicht im ZSE erfasste Emissionsdaten erfolgt zur Zeit noch eine manuelle Dateneingabe in die CRF-Tabellen. Hierbei ist die Fehleranfälligkeit höher, so dass die Berichtstabellen von einer unabhängigen Person gegengeprüft werden müssen.

Die Berechnung der Treibhausgase in CO_2-Äquivalenten erfolgt nach Maßgabe des §20 der *IPCC Guidelines on Reporting and Review* (FCCC/CP/2002/8), auf Basis der mit dem *Second Assessment Report* veröffentlichten und in Tabelle 3 abgebildeten jeweiligen GWP.

Tabelle 3: 1995 IPCC GWP values based on the effects of greenhouse gases over a 100-year time horizon (FCCC/CP/2002/8, S.15)

Greenhouse gas	Chemical formula	1995 IPCC GWP
Carbon dioxide	CO_2	1
Methane	CH_4	21
Nitrous oxide	N_2O	310
Hydrofluorocarbons (HFC´s)		
HFC-23	CHF_3	11700
HFC-32	CH_2F_2	650
HFC-41	CH_3F	150
HFC-43-10mee	$C_5H_2F_{10}$	1300
HFC-125	C_2HF_5	2800
HFC-134	$C_2H_2F_4$ (CHF_2CHF_2)	1000
HFC-134a	$C_2H_2F_4$ (CH_2FCF_3)	1300
HFC-152a	$C_2H_4F_2$ (CH_3CHF_2)	140
HFC-143	$C_2H_3F_3$ (CHF_2CH_2F)	300
HFC-143a	$C_2H_3F_3$ (CF_3CH_3)	3800
HFC-227ea	C_3HF_7	2900
HFC-236fa	$C_3H_2F_6$	6300
HFC-254ca	$C_3H_3F_5$	560
Perfluorocarbons (PFC´s)		
Perfluoromethane	CF_4	6500
Perfluoroethane	C_2F_6	9200
Perfluoropropane	C_3F_8	7000
Perfluorobutane	C_4F_{10}	7000
Perfluorocyclobutane	c-C_4F_8	8700
Perfluoropentane	C_5F_{12}	7500
Perfluorohexane	C_6F_{14}	7400
Sulphur hexafluoride		
Sulphur hexafluoride	SF_6	23900

Durch den Berichtskoordinator erfolgt die **Zusammenfassung der zugelieferten Berichtstexte zum Berichtsentwurf** des NIR. Durch die quellgruppenspezifischen fachlichen Ansprechpartner in der Nationalen Koordinierungsstelle erfolgt nun die **interne Überprüfung von Daten und Berichtsteilen** anhand einer QK-Checkliste. Die Ergebnisse dieser Überprüfung werden den Fachverantwortlichen zur Verfügung gestellt, so dass diese im Anschluss (ggf. nach einer Rücksprache) ihren Beitrag entsprechend überarbeiten können. Nach der Überarbeitung erfolgt die Gesamtredaktion des NIR durch den Berichtskoordinator.

Die **Freigabe** der Berichtstabellen und des NIR, sowie dem zukünftig darin enthaltenen Inventarplan erfolgt durch die Mitzeichnung im Rahmen der Hausabstimmung im UBA. Danach erfolgt die **Übermittlung an das BMU** zur **Ressortabstimmung**. Das Ministerium übernimmt die Übersetzung des NIR und die **Übergabe an das UNFCCC-Sekretariat**.

Die Datentabellen und der dazugehörige NIR werden in der Fassung, in der sie zur Ressortabstimmung übermittelt werden, auf eine CD gebrannt und mit eindeutigen Identifizierungsangaben archiviert. Der zur Berechnung verwendete Inhalt der ZSE-Datenbank wir ebenfalls ausgespielt und archiviert. Eine weitere **Archivierung** erfolgt mit der Fassung, die endgültig dem Klimasekretariat übermittelt wird.

1.4 Überblick über die verwendeten Methoden und Datenquellen

1.4.1 Datenquellen

1.4.1.1 Energie

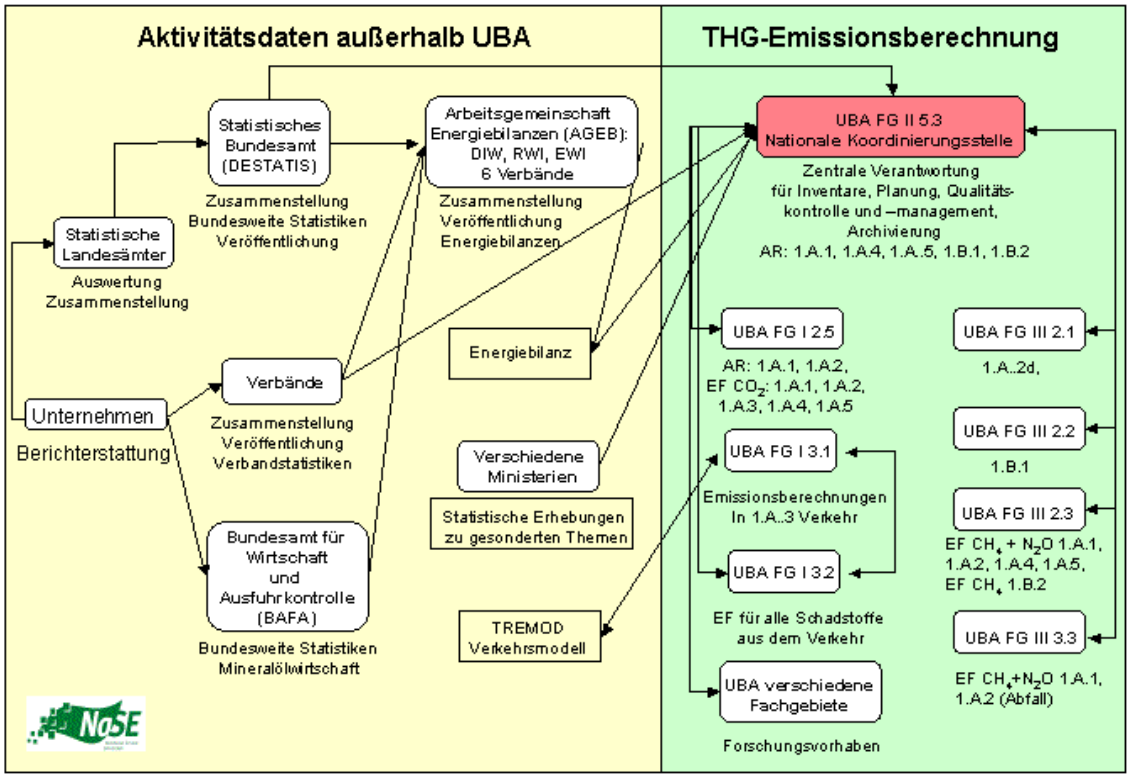


Abbildung 7: Verantwortlichkeiten und Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen im Energiebereich (ÖKO-INSTITUT, 2004a)

Die wohl wichtigsten Datenquellen für die Ermittlung der Aktivitätsraten im ZSE sind die *„Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland“* (nachfolgend: Energiebilanz), die von der *Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen* herausgegeben werden. Die Energiebilanz bietet eine Übersicht über die energiewirtschaftlichen Verflechtungen innerhalb der Bundesrepublik und erlaubt eine Aufteilung nach Brennstoffen und Quellgruppen. Die Energiebilanz bezieht ihre Daten wiederum von einer Vielzahl anderer Quellen. Damit verbunden ist, dass die Energiebilanz erst mit einiger Verzögerung veröffentlicht wird. Die gegenwärtig verfügbare aktuellste Energiebilanz beschreibt das Jahr 1999.

Begleitend zur eigentlichen Energiebilanz erscheint die *Satellitenbilanz Erneuerbare Energieträger* (nachfolgend: Satellitenbilanz). In dieser wird das Aufkommen und der Verbrauch erneuerbarer Energieträger detailliert aufgeführt. Die Satellitenbilanz erscheint zeitgleich mit der Energiebilanz.

Ebenfalls zusätzlich zur Energiebilanz veröffentlicht die AGEB so genannte *Auswertetabellen zur Energiebilanz* (nachfolgend: Auswertetabellen). Im Bereich der Brennstoffe weisen diese jeweils nur diejenigen Brennstoffe mit der höchsten Aktivität aus beziehungsweise aggregieren kleinere Aktivitäten zu Summenwerten (beispielsweise *übrige feste Brennstoffe*). Die quellgruppenspezifische Aufteilung beschränkt sich weitestgehend auf die endenergieverbrauchenden Emittentengruppen (beispielsweise *Verarbeitendes Gewerbe* oder *Verkehr*). Einige Emittentengruppen werden nicht aufgeführt (z.B. *Erzeugung von*

Fernwärme). Die Auswertetabellen erscheinen zeitnah (im Sommer des Folgejahres). Mit ihrer Hilfe können vor allem aggregierte Aktivitäten auf Quellgruppenebene der am meisten eingesetzten Brennstoffe ermittelt werden. Durch Differenzbildung mit anderen Statistiken kann eine weitere Disaggregierung erreicht werden.

Der *Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) e.V.* veröffentlicht in kurzen Abständen (ein bis zwei Jahre) die *Statistik der Energiewirtschaft* (nachfolgend: VIK-Statistik). Die VIK-Statistik enthält unter anderem Daten über Stromerzeugung, Anlagenarten und Brennstoffverbrauch. Sie weist eine weitgehende quellgruppenspezifische Aufgliederung sowie eine feine Unterteilung in Anlagenarten auf. Der Abstand der Veröffentlichung zum Zeitpunkt der Erhebung beträgt etwas mehr als ein Jahr.

Eine weitere wichtige Datenquelle für die Ermittlung der Aktivitätsraten im ZSE sind die *Fachserien 4 Reihe 4.1.1, Reihe 6.4 und Reihe 8.1* (nachfolgend: Fachserie 4) des *Statistischen Bundesamtes*. Diese enthalten Angaben über den Produktions-, Brennstoffverbrauch und Anlagen im Verarbeitenden Gewerbe und im Bergbau. Diese Daten sind zeitnah verfügbar (ungefähr ein Jahr nach Datenerhebung) und bieten insbesondere eine feine Untergliederung des Verarbeitenden Gewerbes. Einige dieser Daten werden ebenfalls in der VIK-Statistik aufgeführt.

Berechnungen im UBA-Modul (siehe Kapitel 3) basieren des Weiteren auf den Statistiken *Leistung und Arbeit* sowie *Betriebsmittel* des *Verbandes der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) e.V.* (nachfolgend: VDEW-Statistik). Diese enthalten unter anderem Leistungsangaben zu Kraftwerken und Dampferzeugern sowie Daten zur Elektrizitätserzeugung. Die VDEW-Statistik wurde eingestellt. Eine zeitnahe Fortschreibung von Daten ist deshalb nicht möglich.

Eine weitere Datenquelle sind die *Mineralöl-Zahlen* des *Mineralölwirtschaftsverbandes (MWV) e.V.* (nachfolgend: MWV-Statistik). Diese enthält Daten über Mineralölaufkommen und –verbrauch in Deutschland mit einer Differenzierung nach Quellgruppen. Die Daten der Statistik sind sehr zeitnah (Veröffentlichung einige Monate nach Erhebung.

1.4.1.2 Industrieprozesse

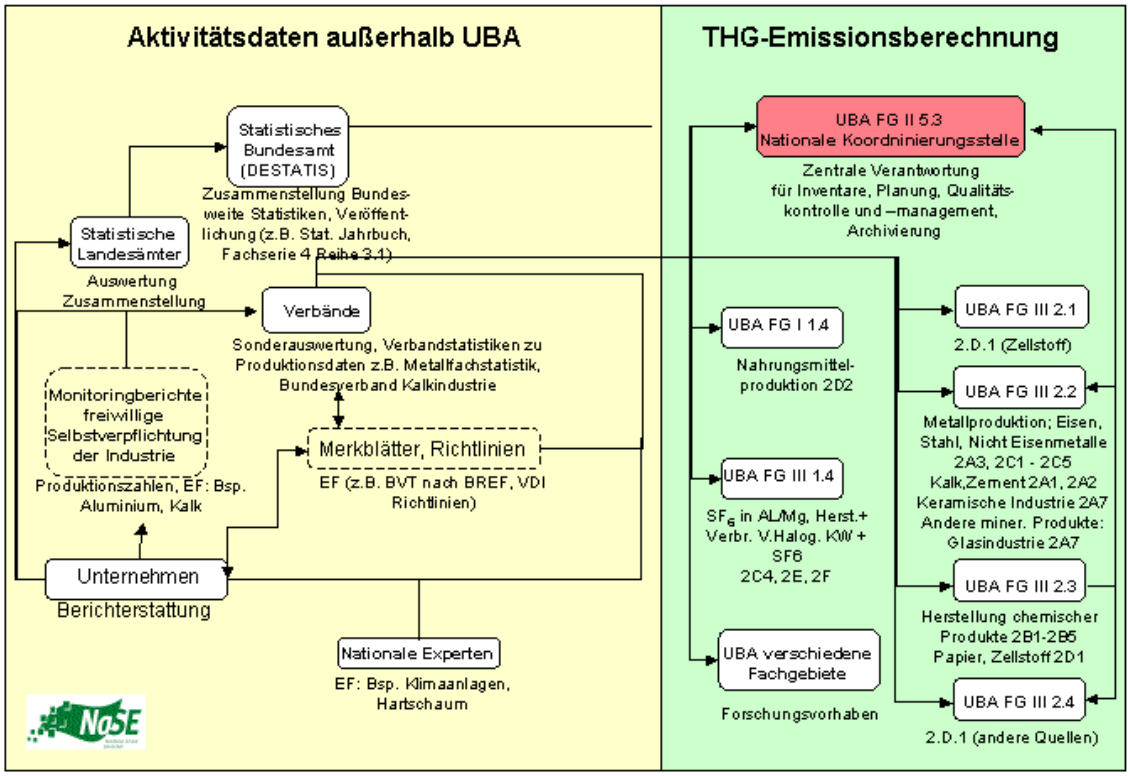


Abbildung 8: Verantwortlichkeiten und Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen der Industrieprozesse (ÖKO-INSTITUT, 2004a)

Für die Bereitstellung der Daten zur Emissionsberechnung aus den Industrieprozessen sind verschiedene Fachgebiete innerhalb des UBA zuständig.

Für die Berechnungen der Aktivitätsdaten wird die *Fachserie 4 Reihe 3.1* (Produktion im Produzierenden Gewerbe) und *Reihe 8.1* (Fachstatistik Eisen und Stahl) *des Statistischen Bundesamtes genutzt*. Hier finden sich Angaben über Produktionsdaten an Gütern des Verarbeitenden Gewerbes. Die Reihe 3.1 ist viertel- und ganzjährlich sowie Reihe 8.1 jeweils monatlich und vierteljährlich, d.h. beide sehr zeitnah verfügbar.

Für die Ermittlung der Emissionen einiger Industrieprozesse wird darüber hinaus auf Produktionsdaten in *Verbandsstatistiken* oder auf Angaben aus den *Monitoringberichten* zurückgegriffen (Zementklinker, Kalk, Primäraluminiumproduktion), die im Rahmen der Überwachung der freiwilligen Selbstverpflichtung der Industrie zum Klimaschutz seit einigen Jahren von der Industrie berichtet und vom RWI (Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung) zusammengestellt und veröffentlicht werden. Die Monitoringberichte basieren jedoch teilweise ebenfalls auf Angaben von Industrie*verbänden*. Vor der Nutzung dieser Datenquellen prüft das UBA, inwieweit die Angaben die gesamte Produktion einer Quellgruppe umfassen.

Im Bereich des Verbrauchs und der Produktion der halogenierten Kohlenwasserstoffe und SF_6 wird aus Mangel an zuverlässigen statistischen Daten direkt auf *Herstellerangaben* und *Umfragen bei Herstellern* zurückgegriffen. Die Aktivitätsraten wurden zum überwiegenden Teil im Rahmen eines Forschungsprojektes gezielt nach den Anforderungen des Inventars

recherchiert. Es sind in den einzelnen Unterquellgruppen jeweils nur wenige Unternehmen involviert.

Die Emissionsfaktoren werden teilweise aus nationalen und internationalen Merkblättern und Richtlinien entnommen, aus Expertenbefragungen gewonnen oder es werden Default-Werte übernommen. Genauere Angaben hierzu sind in der Methodenbeschreibung der einzelnen Quellgruppen zu finden.

1.4.1.3 Lösemittel- und andere Produktverwendung

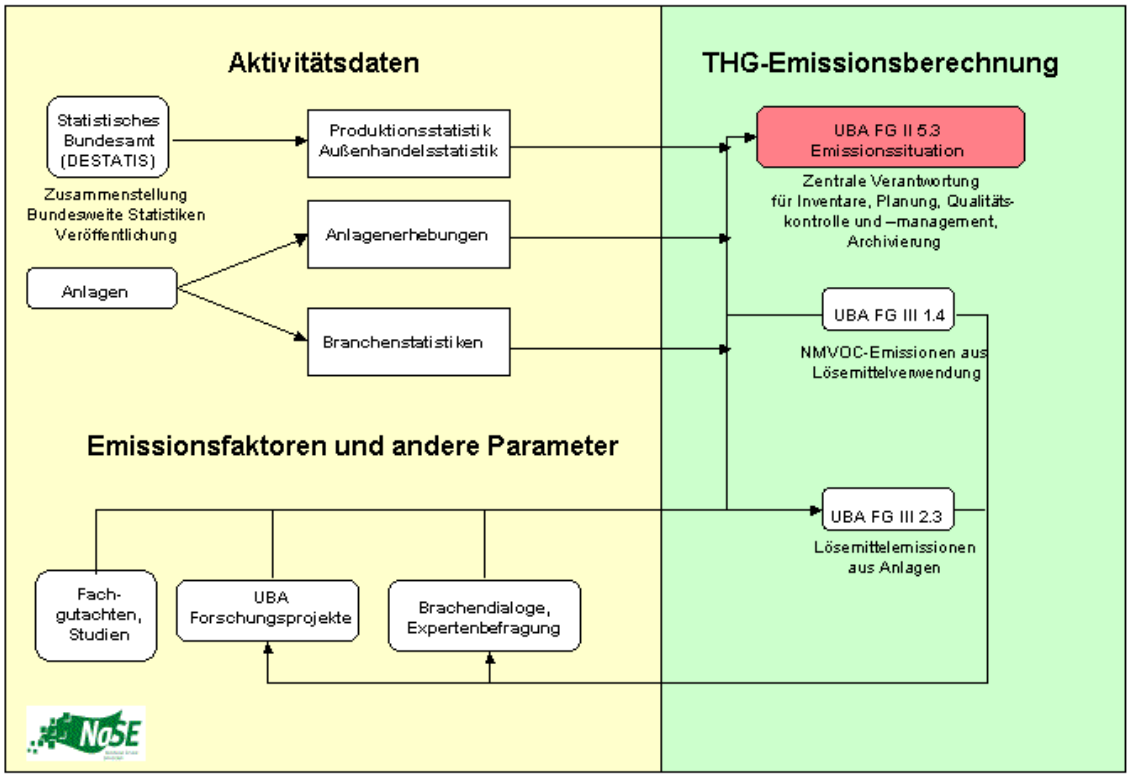


Abbildung 9: Verantwortlichkeiten und Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen der Lösemittel- und anderen Produktverwendung (ÖKO-INSTITUT, 2004a)

Für die Berechnung der Emissionen aus dem Bereich der Lösemittel- und anderen Produktverwendung ist bezüglich der Methodik und der Wahl der Parameter und Daten für die Berechnungen der NMVOC-Emissionen das UBA Fachgebiet FG III 1.4 zuständig. Für die Untergruppe der Lösemittelemissionen aus Anlagen (z.B. Lackierung, Druck usw.) ist das UBA Fachgebiet III 2.4 zuständig, das mit dem Fachgebiet III 1.4 im Rahmen dessen „Globalzuständigkeit“ zuarbeitet. Die Zuständigkeit für die Erfassung der N_2O-Emissionen aus Produkten ist im UBA derzeit noch nicht hinreichend definiert.

Für die Aktivitätsdaten wird hauptsächlich auf veröffentlichte Statistiken des Statistischen Bundesamtes (DESTATIS) zurückgegriffen, insbesondere die Produktions- und Außenhandelsstatistik. In einzelnen Quellgruppen und Branchen werden außerdem Branchenstatistiken genutzt. Für die N_2O-Emissionen für die Narkoseanwendung werden ältere Anlagenerhebungen genutzt.

Die Emissionsfaktoren und die anderen Parameter, die in die Berechnung der Emissionen aus der Lösemittel- und anderen Produktverwendung eingehen, sind nationalen Studien und

Fachgutachten oder vom UBA direkt beauftragten Forschungsprojekten entnommen, teilweise basieren sie auch auf Expertenangaben aus Branchendialogen.

1.4.1.4 Landwirtschaft

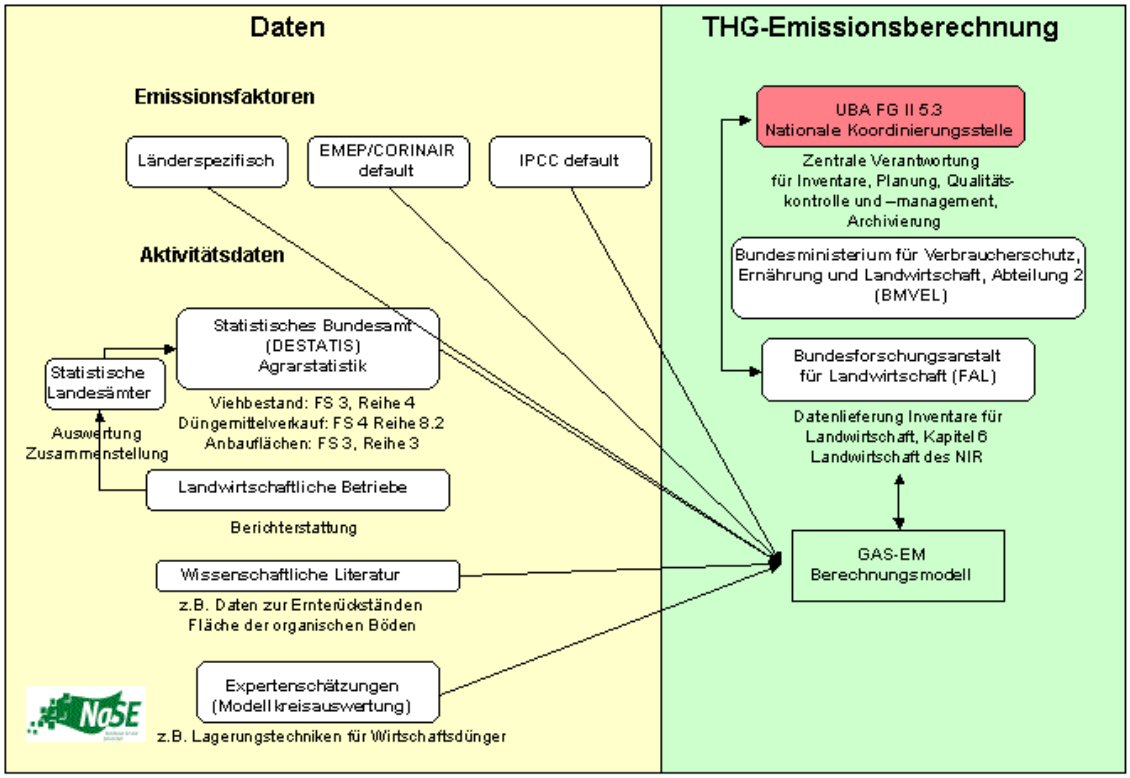


Abbildung 10: Verantwortlichkeiten und Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen der Landwirtschaft (ÖKO-INSTITUT, 2004a)

Für die Berechnung der landwirtschaftlichen Emissionen in Deutschland wurde ein Gemeinschaftsprojekt vom BMU und BMVEL initiiert und eine Rahmen-Ressortvereinbarung zwischen den beiden Ministerien und dem UBA getroffen. Hiernach hat die FAL hat ein modulares Tabellenkalkulations-Modell (GASeous Emissions, GAS-EM) entwickelt, mit dessen Hilfe die Emissionen aus der Landwirtschaft ermittelt werden (Dämmgen et al, 2002). Im Rahmen der Zusammenarbeit zwischen UBA und FAL vereinbarten BMU und BMVEL den Betrieb einer gemeinsamen Datenbank.

Die Agrarstatistik des Statistischen Bundesamtes stellt eine wesentliche Datenquelle für die Berechnung der Landwirtschaftsemissionen dar. Die Tierzahlen sind der Fachserie 3, Reihe 4 des Statistischen Bundesamtes entnommen, weitere Fachserien stellen die verkauften Düngermengen oder die Angaben zu landwirtschaftlichen Anbauflächen zur Verfügung. In einzelnen Bereichen werden diese Daten aus der Literatur ergänzt (z.B. Ernterückstände oder Fläche der organischen Böden). Daneben liegen Daten aus speziellen Expertenschätzungen vor (beispielsweise eine Auswertung von Modell-Landkreisen hinsichtlich Lagerungstechniken für Wirtschaftsdünger).

Die Berechnungen im Bereich der Landwirtschaft basieren derzeit in vielen Bereichen auf einfachen Tier 1-Methoden, die Standard-Emissionsfaktoren der Revised 1996 IPCC

Guidelines oder aus dem EMEP/CORINAIR-Handbuch der United Nation Economic Commission for Europe (UN ECE) verwenden. Daneben werden in einigen Bereichen landesspezifische Faktoren und Parameter verwendet, die aus Forschungsvorhaben und Literaturdaten stammen und ebenfalls von der FAL zusammengestellt und in das Berechnungsmodell eingebaut werden.

1.4.1.5 Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft

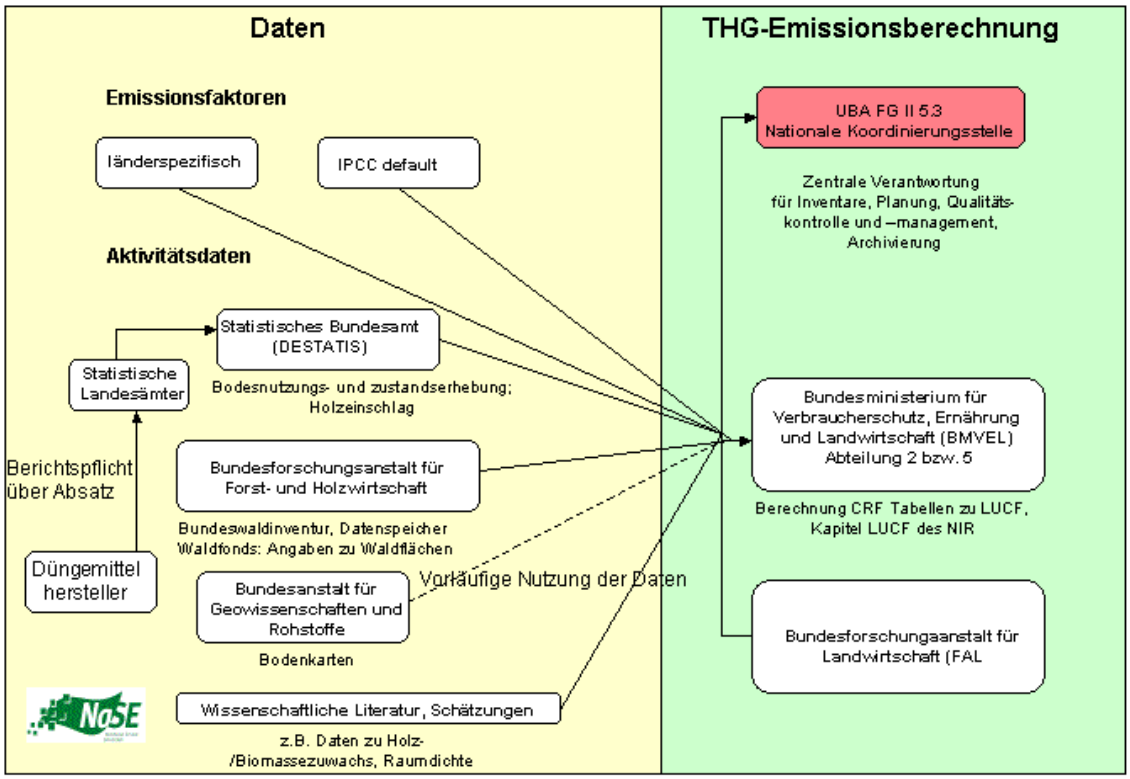


Abbildung 11: Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen aus dem Bereich Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (ÖKO-INSTITUT, 2004a)

Die Berechnung der Emissionen aus dem Bereich der Landnutzungsänderungen und der Forstwirtschaft erfolgt durch das BMVEL.

Für die Waldbewirtschaftung sind die wichtigsten Aktivitätsdaten die Waldfläche, der durchschnittliche jährliche Biomassezuwachs und die jährliche Holzernte. Die Angaben zur Waldfläche stammen von der Bundesforschungsanstalt für Forst- und Holzwirtschaft aus der Bundeswaldinventur für die alten Bundesländer (BWI I) und dem Datenspeicher Waldfonds für die neuen Bundesländer. Die Holzerntedaten wurden der Einschlagsstatistik des Statistischen Bundesamtes entnommen. Die Schätzung des Zuwachses erfolgte mit in Deutschland gebräuchlichen Ertragstafeln. Für die erforderlichen Umrechnungen von Holzvolumen- in Masseeinheiten und in Gesamtbiomasse wurden baumartenspezifische Expansions- und Umrechnungsfaktoren herangezogen, die von verschiedenen Autoren für die Anwendung in Mitteleuropa veröffentlicht wurden.

Bei der Wald- und Grünflächenumwandlung liegen derzeit keine geeigneten Aktivitätsdaten vor, die den Qualitätsanforderungen in diesem Bereich vollständig genügen. Nur bedingt

geeignet sind die durch Katastererhebungen ermittelten Aktivitätsdaten bezüglich Landnutzung und Landnutzungänderung. Daten zu landwirtschaftlichen Flächen differenziert nach Nutzungs- und Kulturarten sind hingegen in der Bodennutzungserhebung, die vom Statischen Bundesamt verwaltet wird, vorhanden. Die Aktivitätsdaten für den Wald basieren, wie bereits bei der Waldbewirtschaftung erläutert, auf Angaben der Bundeswaldinventur und dem Datenspeicher Waldfonds.

Die Aktivitätsdaten für die CO_2 Emissionen und Festlegungen von CO_2 im Boden erfordern Daten zur Kalkung von Böden. Hier wird auf Daten aus der Bundesdüngerstatistik über Inlandsverkäufe von Mineraldüngern, die Kalk und andere Nährstoffe enthalten, zurückgegriffen. Die Düngemittelwirtschaft ist durch eine gesetzliche Berichtspflicht zur Offenlegung ihrer Verkäufe verpflichtet. Andererseits sind auch die Bodenkohlenstoffvorräte zu ermitteln, die derzeit noch nicht umfassend erhoben werden. Zur Zeit wird die Vorratsschätzung an Hand von Bodenkarten, die das Bundesamt für Geowissenschaften und Rohstoffe zur Verfügung stellt, vorgenommen.

Im Rahmen der ersten Bodenzustandserhebung(1987-1993) im Wald wurden zwar die Bodenkohlenstoffvorräte des Waldes zu Begin der 90er Jahre erfasst, nicht aber die Änderungen im Laufe der Zeit.

1.4.1.6 Abfall und Abwasser

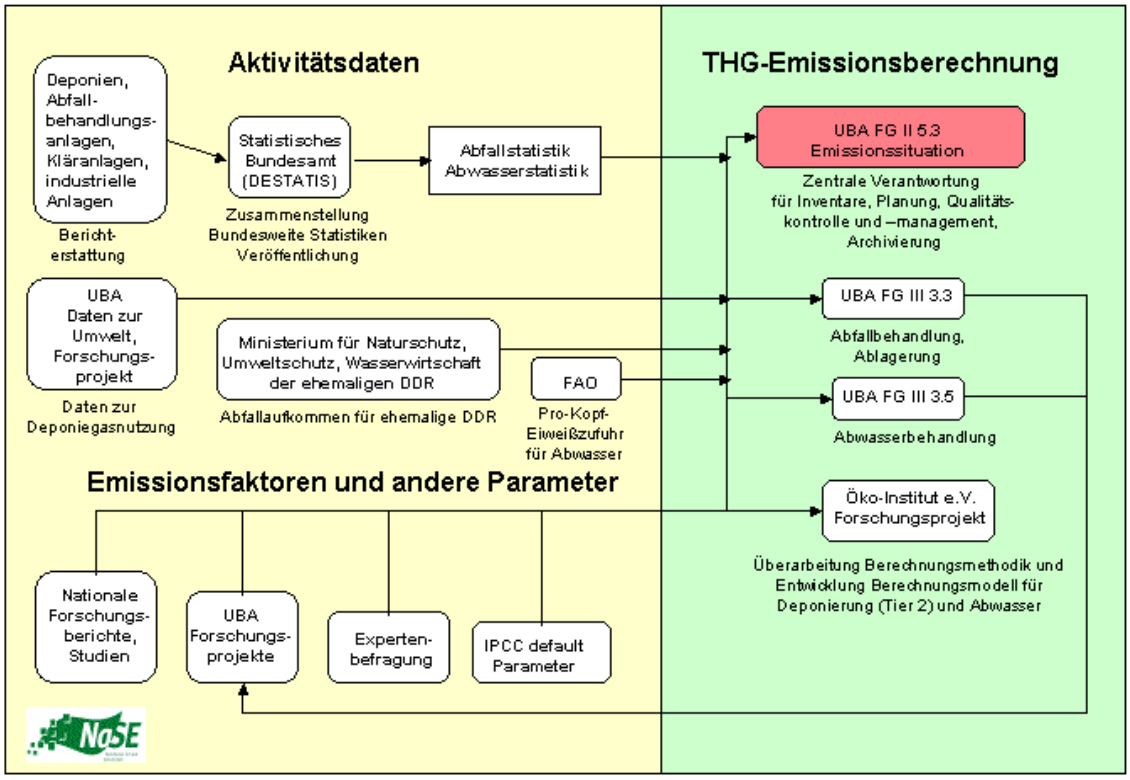


Abbildung 12: Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen aus dem Bereich Abfall (ÖKO-INSTITUT, 2004a)

Für die Berechnung der Emissionen aus dem Bereich Abfall ist bezüglich der Methodik und der Wahl der Parameter und Daten für die Berechnungen das Fachgebiet FG III 3.3 zuständig. Bei der Neuberechnung der Emissionen aus der Deponierung (Entwicklung der Tier 2 Methode für die Bundesrepublik Deutschland) im Jahr 2003 wurde das UBA durch ein Forschungsprojekt unterstützt (ÖKO-INSTITUT, 2004b).

Für die Aktivitätsdaten im Bereich Abfall wird hauptsächlich auf veröffentlichte Daten des statistischen Bundesamtes (DESTATIS) zurückgegriffen, das detaillierte und disaggregierte Zeitreihen liefert. Genaue Angaben, welche statistischen Fachserien und Quellen genutzt wurden, sind im Abschnitt Abfall enthalten. Das statistische Bundesamt hat keine Daten zu Abfallmengen der ehemaligen DDR veröffentlicht. Hier wurde auf eine offizielle Quelle des Ministeriums für Naturschutz, Umweltschutz und Wasserwirtschaft der ehemaligen DDR zurückgegriffen. Die Berechnungen der Deponiegasnutzung basieren auf Daten der Publikation „Daten zur Umwelt“, die regelmäßig vom UBA herausgegeben wird. Für 2001 wurde außerdem Daten aus einem aktuellen Forschungsvorhaben verwendet.

Die Emissionsfaktoren und die anderen Parameter, die in die Berechnung der Emissionen aus der Abfalldeponierung und der Kompostierung eingehen, stammen aus nationalen Studien und Forschungsberichten, aus vom UBA direkt beauftragten Forschungsprojekten. Daüber hinaus wurden auch IPCC default Parameter genutzt. Zu einigen wenigen Parametern (z.B. Wahl der Halbwertszeit) wurden einzelne Experten befragt. Im entsprechenden Kapitel ist genauer dokumentiert, welche Parameter aus welchen Quellen stammen.

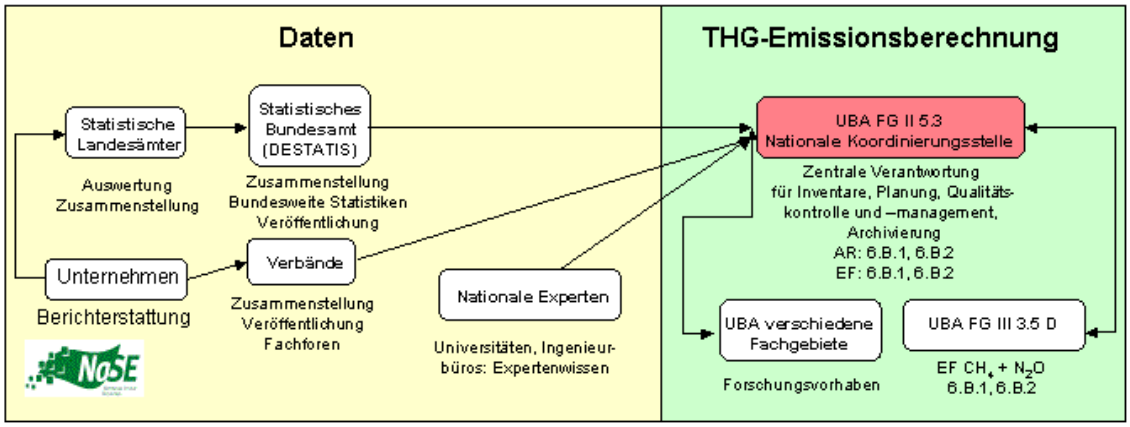


Abbildung 13: Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen aus dem Bereich Abwasser (ÖKO-INSTITUT, 2004a)

Für die Berechnung der Emissionen aus dem Bereich Abwasser und Schlammbehandlung ist bezüglich der Methodik und der Wahl der Parameter und Daten für die Berechnungen das Fachgebiet FG III 3.5 zuständig.

Für die Aktivitätsdaten im Bereich Abwasser wird hauptsächlich auf veröffentlichte Daten des Statistischen Bundesamtes (DESTATIS) zurückgegriffen, das detaillierte und disaggregierte Zeitreihen liefert. Genaue Angaben, welche statistischen Fachserien und Quellen genutzt wurden, sind im Abschnitt Abwasser enthalten. Für die Pro-Kopf-Eiweiß-Zufuhr wurden Daten der FAO verwendet.

Die Emissionsfaktoren und die anderen Parameter, die in die Berechnung der Emissionen aus der Abwasserbehandlung eingehen, stammen aus nationalen Studien und Forschungsberichten, aus vom UBA direkt beauftragten Forschungsprojekten. Zudem wurden IPCC default Parameter genutzt. Zu einigen wenigen Parametern und methodischen Fragen (z.B. Auftreten von CH_4–Emissionen in aeroben Abwasserbehandlungsverfahren) wurden verschiedene Experten direkt befragt.

1.4.2 Methoden

Die verwendeten Methoden für die einzelnen Quellkategorien werden in den Übersichtstabellen der einzelnen Quellgruppen und in den Summary Tables 3s1 und 3s2 der CRF-Berichtstabellen dargestellt. Unterschieden werden länderspezifische Methoden (cs – country specific), und je nach Quellgruppe IPCC-*Klassen* für die jeweiligen Berechnungsmethoden (engl. *Tier)*[8].

Mit Ausnahme der CO_2-Emissionen erfolgt die Berechnung der Treibhausgasemissionen durch den Straßenverkehr mit Hilfe des Modells TREMOD, dem ein bottom up Tier 2/3 Ansatz zugrundegelegt. Die Berechnung der CO_2-Emissionen erfolgt in Übereinstimmung mit den Angaben aus der Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland mit einem top down Ansatz im Tier 1 Verfahren.

Bei den Industrieprozessen wurden für die Treibhausgase HFC, PFC, SF_6 in vielen Bereichen detaillierte IPCC Tiers angewendet. Dies war vor allem möglich, weil die Emissionen für diese Treibhausgase im Rahmen eines neuen FE-Vorhabens gezielt für die Emissionsberichterstattung erhoben worden sind und die Datenerhebung gezielt für die Anwendung der IPCC-Methoden erfolgte.

Im Abfallbereich wurde im Rahmen des FE-Vorhabens 201 42 258 die Berechnung auf die Anwendung des IPCC-Tier 2 Ansatz unter Erschließung neuer nationaler Datenquellen umgestellt (ÖKO-INSTITUT, 2004a).

Für die Landwirtschaft wurden die Emissionen überwiegend auf der Grundlage des CORINAIR Guidebook und mit IPCC default Emissionsfaktoren berechnet. Nur für die landwirtschaftlichen Böden (4.D) wurden länderspezifische Methoden angewandt.

Alle übrigen Quellkategorien wurden in den IPCC-Summary Tables als länderspezifische Berechnungsmethoden ausgewiesen. Hierzu ist anzumerken, dass die deutschen Inventare derzeit einem intensiven Überprüfungsprozess unterzogen werden, in dem die Übereinstimmung der angewandten Methoden mit dem IPCC-Ansatz erstmals systematisch überprüft wird und Methodenänderungen zur Umsetzung der *Good Practice Guidance* vorgenommen werden. Da die Methodenüberprüfung noch nicht abgeschlossen ist, wurden in den Summary Tables Methoden auch dann als länderspezifisch ausgewiesen, wenn nicht bekannt ist, ob IPCC-Konformität besteht bzw. welcher Tier zur Anwendung gekommen ist. Für die energiebedingten Aktivitätsdaten ist jedoch davon auszugehen, dass zumindest Tier 1 zur Anwendung gekommen ist. Auch für andere Bereiche wird sich die Eingruppierung von länderspezifisch auf IPCC-Tiers ändern, da die Methodenkonformität im Laufe des Jahres entweder festgestellt oder hergestellt wird. Es ist davon auszugehen, dass entsprechende Angaben in einer verbesserten Version des NIR 2004, die bis Anfang Juni 2004 erstellt wird, wesentlich präziser gemacht werden können.

1.5 Kurzbeschreibung der Hauptquellgruppen

Zur Festlegung der Hauptquellgruppen wurden die beiden Tier 1-Verfahren Level (für die Jahre 1990 und 2002) sowie Trend (für 2002 gegenüber 1990) für die deutschen Treibhausgasemissionen angewendet.

8 Tier 1 bezeichnet die jeweils einfacheren, mit weniger Eingangsdaten benutzbaren Berechnungsmethoden, während Tier 2 bzw. Tier 3 differenziertere Eingangsdaten benötigen und somit üblicherweise zu genaueren Ergebnissen führen.

Im Ergebnis wurden für das Jahr 2002 insgesamt 32 der untersuchten 174 Quellgruppen als Hauptquelle identifiziert. Nur 20 hiervon wurden gleichzeitig durch die Trend- und Levelanalyse als Hauptquellegruppe ermittelt. Zusätzlich wurden 4 Quellgruppen nur durch die Trend- bzw. 1 Quellgruppen nur durch die Levelanalyse als Hauptquellegruppe identifiziert. In der Kombination der Ergebnisse beider Analysen ergibt sich, dass insgesamt 95,2 % der Treibhausgasemissionen – 980586,30 Gg CO_2-Equivalentemission – des Jahres 2002 aus den identifizierten Hauptquellgruppen freigesetzt wurden. Zur Festsetzung dieser Quellgruppen führten zu 85 % die Freisetzung von CO_2, zu 9,7 % die Emission von CH_4, zu 4,1 % die Freisetzung von N_2O und nur zu etwa 1,2 % die Emission der F-Gase. Dies entspricht weitestgehend den Gesamtrelationen des Treibhausgasinventars.

Das zu Vergleichszwecken mit angegebene Ergebnis der Levelanalyse für das Jahr 1990 entspricht weitestgehend den Resultaten des Jahres 2002. Eine Übersicht der Ergebnisse der Hauptquellgruppenanalyse ist in Tabelle 4 zusammengestellt.

Tabelle 4: Hauptquellgruppen für Deutschland gemäß Tier 1/ Tier 2 Approach

NR	IPCC SOURCE CATEGORIES	ACTIVITY	emissions of	KEY SOURCE		
				LEVEL 1990	LEVEL 2002	TREND 2002
1	1A1a Public electricity and Heat production	Gaseous Fuels	CO_2	●	●	●
2	1A1a Public electricity and Heat production	Liquid Fuels	CO_2	●	●	●
3	1A1a Public electricity and Heat production	Solid Fuels	CO_2	●	●	●
4	1A1b. Petroleum Refining	Liquid Fuels	CO_2	●	●	●
5	1A1b. Petroleum Refining	Solid Fuels	CO_2			●
6	1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Solid Fuels	CO_2	●	●	●
7	1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Gaseous Fuels	CO_2	●	●	●
8	1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Liquid Fuels	CO_2	●	●	●
9	1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Other Fuels	CO_2			●
10	1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Solid Fuels	CO_2	●	●	●
11	1A3a. Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	CO_2		●	●
12	1A3b. Transport Road Transportation	Diesel Oil	CO_2	●	●	●
13	1A3b. Transport Road Transportation	Gasoline	CO_2	●	●	●
14	1A3b. Transport Road Transportation	Gasoline	N_2O		●	●
15	1A3e. Transport Other Transportation	Liquid Fuels	CO_2	●		
16	1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Gaseous Fuels	CO_2	●	●	●
17	1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Liquid Fuels	CO_2	●	●	●
18	1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Solid Fuels	CO_2	●		●
19	1A4b. Other Sectors Residential	Gaseous Fuels	CO_2	●	●	●
20	1A4b. Other Sectors Residential	Liquid Fuels	CO_2	●	●	●
21	1A4b. Other Sectors Residential	Solid Fuels	CH_4			●
22	1A4b. Other Sectors Residential	Solid Fuels	CO_2	●		●
23	1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Liquid Fuels	CO_2	●	●	
24	1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Solid Fuels	CO_2	●		●
25	1A5 Other Include Military fuel use under this category	Liquid Fuels	CO_2	●		●
26	1A5 Other Include Military fuel use under this category	Solid Fuels	CO_2	●		●
27	1B1a. Fugitive Emissions from Fuels Coal Mining and Handling	Solid Fuels	CH_4	●	●	●
28	1B2b. Fugitive Emissions from Fuels Natural Gas	Natural Gas	CH_4	●	●	
29	2A1. Mineral Products Cement Production		CO_2	●	●	

Tabelle 4: Hauptquellgruppen für Deutschland gemäß Tier 1/ Tier 2 Approach (Forts.)

NR	IPCC SOURCE CATEGORIES	ACTIVITY	emissions of	KEY SOURCE		
				LEVEL 1990	LEVEL 2002	TREND 2002
30	2A2. Mineral Products Lime Production		CO_2	●	●	
31	2B2 Chemical Industry	Nitric Acid Production	N_2O	●	●	
32	2B3 Chemical Industry	Adipic Acid Production	N_2O	●		●
33	2C3. Aluminium Production		PFC´s			●
34	2E. Production of Halocarbons and SF6	production of HCFC-22	HFC´s	●		●
35	2F. Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF_6	HFC´s		●	●
36	2F. Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF_6	SF_6	●	●	
37	4A.1. Enteric Fermentation	Dairy Cattle	CH_4	●	●	
38	4A.1. Enteric Fermentation	Non-Dairy Cattle	CH_4	●	●	●
39	4B1. Manure Management	Dairy Cattle	CH_4	●	●	
41	4B1. Manure Management	Non-Dairy Cattle	CH_4	●	●	
42	4B8. Manure Management	Swine	CH_4	●	●	
43	4D1. Agricultural Soils	Direct Soil Emissions	N_2O	●	●	
44	4D3. Agricultural Soils	Indirect Emissions	N_2O	●	●	
45	6A1 Managed Waste Disposal on Land	Solid Waste Disposal on Land	CH_4	●	●	●
46	6B1. Wastewater Handling	Industrial Wastewater	CH_4			●

Im Rahmen des Forschungsvorhabens 202 42 266 (UBA, 2004) erfolgte auch die Anwendung der Tier 2 Analyse, die die ermittelten Unsicherheiten für die verwendeten Emissionsdaten mit berücksichtigt.

Detaillierte Darlegungen zur durchgeführten Hauptquellgruppen-Analyse sind im Anhang 1 dieses Berichts zusammengestellt.

1.6 Informationen zum Qualitätssicherungs- und -kontrollplan

Obwohl Einzeldatenbestände des Inventars bisher kontinuierlich überprüft und aktualisiert wurden, hat eine systematische Evaluierung aller Inventardaten erst im Jahr 2002 begonnen. Im Rahmen des Forschungsvorhabens 202 42 266 (UBA, 2004), dass der Umsetzung der Anforderungen aus den *Good Practice Guidance* bei der Inventarerstellung dient, erfolgt eine systematische Evaluierung gemeinsam mit der Bestimmung von Unsicherheiten (siehe Kapitel 1.7).

In diesem Zusammenhang wird ein zentraler Qualitätssicherungs- und –kontrollplan für das deutsche Inventar erarbeitet. Diese Arbeiten konnten bis zur Fertigstellung dieses Berichts jedoch nicht abgeschlossen werden.

Gemäß den Anforderungen der IPCC *Good Practice Guidance* sollen die für die Emissionsberichterstattung notwendigen QK/QS-Maßnahmen in einem QK/QS-Plan

zusammengefasst werden. Dabei ist die primäre Aufgabe eines QK/QS-Plans, diese Maßnahmen zu organisieren, zu planen und zu überwachen.

Folgende Grundstruktur ist für den QK/QS-Plan vorgesehen:

- Jährlich aktualisierte Übersicht über die implementierten QK/QS-Maßnahmen im Prozess von der Datengewinnung bis zur Berichterstattung bestehend aus:
- den routinemäßigen QK-Maßnahmen gemäß Tier 1,
- den quellgruppenspezifischen QK-Maßnahmen gemäß Tier 2,
- den prozessbezogenen QS-Maßnahmen;
- Jährliche Terminplanung von der Datenbeschaffung bis zur endgültigen Bericht-erstattung;
- Verantwortungsmatrix für die Durchführung der QK- und QS-Maßnahmen einschließlich Pflege des QK-/QS-Plans und des Verbesserungsplans.

Der QK-/QS-Plan gilt für das jeweilige Berichtsjahr. Er wird vom QK-/QS-Koordinator erstellt, gepflegt und jährlich fortgeschrieben.

Seit November 2003 erfolgt die Daten- und Berichtsevaluierung durch die Nationale Koordinierungsstelle jeweils im Anschluss an die Übermittlung durch die quellgruppenspezifischen Fachexperten. Für die Prüfung wird im Probebetrieb eine Checkliste herangezogen, in der die allgemeinen Prüfkriterien festgelegt worden sind (siehe Kapitel 0). Grundsätzlich werden die folgenden Materialien berücksichtigt:

- Reviewbericht des Klimasekretariats (Hinweis auf Problemfelder, Fehler)
- Hauptquellgruppenanalyse (zur Einschätzung der Relevanz)
- Vorjahresdatenbestand im ZSE und entsprechende Beschreibung im NIR (als Arbeitsgrundlage)
- Vorjahres-CRF-Berichtstabellen (als Arbeitsgrundlage)
- Aggregations- und Zuordnungsregeln zwischen ZSE und CRF Struktur (als Arbeitsgrundlage)
- quellenspezifische Informationen, die der Nationalen Koordinierungsstelle zwischenzeitlich bekannt geworden sind.

1.7 Generelle Unsicherheitenschätzung

Durch den Anspruch der GPG zur kontinuierlichen Inventarverbesserung kommt dem Aspekt der Unsicherheiten in den Inventaren eine hohe Priorität zu. Dabei ist es erklärtes Ziel, die Unsicherheiten so weit wie praktikabel zu reduzieren um möglichst genaue Inventare zu erhalten. Daher sollen die Annex I-Staaten die Unsicherheiten aller Quellgruppen und Senken quantifizieren.

Ziel der Unsicherheitenbestimmung ist es, eine bessere Übersicht über die Inventarqualität zu schaffen, die widerum Voraussetzung für eine effektive Inventarplanung ist. Die Quantifizierung der Unsicherheiten erfolgt für Emissionsfaktoren und Aktivitätsdaten. Dies erfordert die Ermittlung einer Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion für beide Parameter. Im Idealfall können diese Funktionen über die statistische Auswertung von Einzeldaten bestimmt werden (z.B. Messergebnisse einer größeren Zahl von Anlagen). Oft stehen jedoch nur wenige Werte zur Verfügung, so dass die Dichtefunktion auf der Grundlage von Expertenschätzungen ermittelt werden muss.

Die Unsicherheiten für die deutschen Treibhausgasinventare sind noch nicht vollständig ermittelt. In dem Forschungsvorhaben 202 42 266 (UBA, 2004) ist die Ermittlung der Unsicherheiten nach Tier 1 und nach Tier 2 gemäß Kap 6 der GPGAUM[9)] vorgesehen. Zur Ermittlung der Unsicherheiten nach Tier 1 werden die Unsicherheiten durch die datenliefernden Experten der Facheinheiten im UBA sowie externer Einrichtungen geschätzt.Diese Expertenschätzungen sind noch nicht abgeschlossen. Die Tabelle 5 gibt eine Übersicht über die derzeit vorliegenden Unsicherheiten aus bereits durchgeführten Expertenschätzungen:

Tabelle 5: Durchgeführte Expertenschätzungen zur Erfassung der Unsicherheiten nach Tier 1

CRF	Name	Sub-quellgruppe	AR	EF CO2	EF CH4	EF N2O	EF PFC	Kommentar
1A	Energy - Fuel Combustion Activities	stationäre Quellen	-	2002	2002 1990	2002 1990	NE	vollständige Unsicherheitsangaben bis auf kleine Lücken
1B2	Energy - Fugitive Emissions from Fuels - Oil and Natural Gas		2002 1990	NE	2002 1990	NE	NE	vollständige Unsicherheitsangaben außer Gasverteilnetzen
2A1	Industrial Processes - Cement Production		-	2002	NE	NE	NE	
2A2	Industrial Processes - Lime Production		-	2002	NE	NE	NE	
2C1	Industrial Processes - Iron and Stell Production Production		-	2002 1990	2002 1990	NE	NE	
2C3	Industrial Processes - Aluminium Production		-	2002 1990	NE	NE	2002 1995	

Für die übrigen Quellgruppen ist die Durchführung weiterer Expertenschätzungen vorgesehen. Daher wurden im vorliegenden nationalen Inventarbericht nur dann Kapitel zu *Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz* bei den einzelnen Quellgruppen eingefügt, wenn quellgruppenspezifische Angaben verfügbar sind.

1.7.1 Vorgehen zur Unsicherheitsbestimmung nach Tier 1, Kap 6 der GPGAUM

Für die Bestimmung der Unsicherheiten nach Tier 1 werden Expertenschätzungen entsprechend den Vorgaben im GPGAUM Kap. 6.2.5 "Expert Judgement" durchgeführt. Die Expertenschätzungen erfolgen leitfadengestützt, unter Zuhilfenahme der aktuellen Zeitreihen im ZSE für die Jahre 1990 sowie 2002 und unter Einbeziehung aller verfügbaren Informationen. Dies beinhaltet folgende Fragen:

- Gibt es vergleichbare Emissionsquellen mit bekannter Unsicherheit (Übertragbarkeit)?
- Wie gut ist der emittierende Prozess verstanden? Wurden alle Quellen berücksichtigt?
- Gibt es physikalische Grenzen für den Emissionsfaktor (z.B. aufgrund der Massenbilanz, der beobachteten Immissionswerte)?

Vor der eigentlichen Expertenschätzung ist der Quellgruppenzuschnitt sowie der räumliche und zeitliche Bezug eindeutig fest zulegen. Dies erfolgt durch die Berücksichtigung der

9 **G**ood **P**ractice **G**uidance and **U**ncertainty **M**anagement in National Greenhouse Gas Inventories

aktuellen Zeitreihen im ZSE und der dort hinterlegten Dimensionen der Zeitreihen. Bei der eigentlichen Expertenschätzung werden Intervalle festgelegt. Dabei werden Ober- und Untergrenzen sowie der wahrscheinlichste Wert geschätzt Anschließend wird diesen Werten eine Verteilung zugeordnet. Dabei bieten sich u.a. die Normal-, die Lognormal- und die Dreiecksverteilung an.

Liegen nur sehr wenige Informationen für eine Quellkategorie vor, werden allein die Extremwerte geschätzt. Diesem Intervall wird dann eine Gleichverteilung der Wahrscheinlichkeiten unterstellt.

Stehen hingegen ausreichende Informationen zur Verfügung, kann die Expertenschätzung auch schrittweise erfolgen. So kann getrennt eine Schätzung für Emissionen aus dem Volllastbetrieb und für das Verhalten beim An-/ Abfahren einer Anlage erfolgen und die Schätzungen durch Gewichtung zusammengeführt werden.

Die Ergebnisse der Expertenschätzung werden formalisiert erfasst. Dabei werden Begründungen für die Schätzung gegeben und die zugrunde liegenden Informationen dokumentiert.

1.7.2 Ergebnisse der Unsicherheitenschätzung

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass die Aktivitätsraten in der Regel geringere Unsicherheiten besitzen als die Emissionsfaktoren. Insbesondere die Aktivitätsraten, die sich aus dem Einsatz von Brennstoffen ableiten und die sich auf die bundesdeutsche Energiebilanz stützen, besitzen geringe Unsicherheiten. Mit der zunehmenden Disaggregation der Brennstoffeinsätze nehmen die Unsicherheiten der daraus abgeleiteten Aktivitätsraten jedoch in der Regel wieder zu.

- Gemäß der Ergebnisse aus einem FuE-Vorhaben (Rentz et al, 2002) sind die Unsicherheiten der Emissionsfaktoren für indirekte Treibhausgas in stationären Feuerungsanlagen (CRF 1A) vergleichsweise gering. Für N_2O sind die Unsicherheiten der Emissionsfaktoren insbesondere in Anlagen der Technischen-Anleitung-Luft dagegen wesentlich höher.
- Für die Quellkategorie Verkehr (überwiegend CRF 1 A 3) ist generell von geringen Unsicherheiten auszugehen, da die Treibstoffeinsätze und die Fahrzeugflotten aufgrund ihrer Steuerpflicht sehr genau bekannt sind und die Emissionsfaktoren sehr differenziert modelliert und in der Regel messtechnisch ermittelt werden. Hier ergeben sich möglicherweise Unsicherheiten aus systematischen Messfehlern oder aus falscher Disaggregation.
- In der Quellgruppe der diffusen Emissionen (CRF 1 B) liegen bei den Aktivitätsraten zu flüssigen und gasförmigen Brennstoffen (CRF 1 B 2) aufgrund derer Steuerpflicht geringen Unsicherheiten von +/- 1% vor. Eine Ausnahme bildet lediglich die Abfackelung von Erdgas mit +/-10%. Die Aktivitätsraten der Kohleförderung (CRF 1 B

1) sind ebenfalls durch die Produktionsmenge gut erfasst. Für die Emissionsfaktoren der diffusen Emissionen ist mit deutlich höheren Unsicherheiten zu rechnen. Das ergibt sich zum einen durch die Vielzahl und der Heterogenität der für die diffusen Emissionen relevanten technischen Sachverhalte bei Transport, Lagerung und der Aufarbeitung von Erdgas und Erdöl. Zum andern sind die diffusen Emissionen von CH_4 aus dem Kohlebergbau bisher nur pauschal berücksichtigt.

- Im Bereich der Industrieprozesse (CRF 2) sind erhebliche Unsicherheiten zu vermuten. Aktivitätsraten, welche auf Produktionszahlen beruhen, die gegenüber dem statistischen Bundesamt meldepflichtig sind, können vor allem aufgrund von gegenüber den Berichtsstrukturen abweichenden Branchendefinitionen Unsicherheiten aufweisen. Aktivitätsraten, welche aus Verbandsangaben ermittelt werden, sind in Abhängigkeit des Organisationsgrades der jeweiligen Industriebranche in diesem Verband mit entsprechenden Unsicherheiten behaftet. Bei den EF Emissionsfaktoren sprechen insbesondere die hohe Technikabhängigkeit einerseits und der hohe Grad der technischen Diversifizierung andererseits für je nach Treibhausgas teils erhebliche Unsicherheiten. Ferner ist zu bemerken, dass insbesondere in Branchen mit wenigen Marktakteuren (z.B. Herstellung chemischer Produkte (CRF 2 B) technikspezifische Emissionsfaktoren oftmals Betriebsgeheimnisse berühren, was wiederum zu einer prinzipiellen Zurückhaltung der Betreiber hinsichtlich der Veröffentlichung solcher Daten oder zu pauschalierten Angaben führt. Darüber hinaus erhöhen die teilweise sehr komplexen Entstehungsprozesse der Emissionen aus nicht-verbrennungsbedingten Aktivitäten und die unzureichenden Erkenntnisse bezüglich bestimmter emissionsverursachender Vorgänge sowie das eingeschränkte Wissen über die Beiträge einzelner Aktivitäten, die Unsicherheiten.
- In der Nahrungsmittelproduktion (CRF 2 D 2) ist insbesondere im Bereich der Alkoholika von sehr geringen Unsicherheiten der Aktivitätsraten auszugehen, da dort Steuertatbestände existieren, die eine sehr genaue Erfassung der Produktionsmenge zur Folge haben. Für die Emissionsfaktoren ist aufgrund der erheblichen technologischen Diversifizierung der Branche mit deutlich höheren Unsicherheiten zu rechnen.
- Für die Quellgruppe Abfalldeponierung (CRF 6 A 1) und Abwasserbehandlung (CRF 6 B 1) sind die Unsicherheiten der dort anzusetzenden Emissionsparameter als hoch anzunehmen. Das gilt insbesondere für den Bereich der Abfalldeponierung, da sich dort die Vielfalt der verschiedenen Abfallarten negativ auf die Datensicherheit der Emissionsparameter auswirkt. Die Aktivitätsraten sind ebenfalls überdurchschnittlich unsicher, da die zugrundegelegten statistischen Daten uneinheitliche Abfall- bzw. Verwertungsbegriffe benutzen. Diese generellen Annahmen zu den Unsicherheiten der Aktivitätsraten gelten auch für die thermische Behandlung von Abfällen.

Detaillierte Angaben zu den vorliegenden Unsicherheiten können dem Anhang 7 entnommen werden (siehe Kapitel 18).

1.8 Generelle Prüfung der Vollständigkeit

Das Umweltbundesamt hat 1998 damit begonnen, Datenlücken in den Emissionsinventaren aufzuspüren und Möglichkeiten der Lückenschließung zu prüfen. Diese Arbeiten wurden vor

allem vor dem Hintergrund der Entwicklung des ZSE vorangetrieben, da es galt, den bis dahin dezentral gehaltenen Datenbestand zu den Inventaren in die zentrale Datenbank zu überführen. So wurde in zwei FE-Vorhaben (FKZ: 298 42 759 und 298 42 289) ein Konzept für die Neuordnung der Datenhaltung zu Emissionen und Senken erarbeitet. Ergebnisse waren neben einem Gesamtkonzept für die Datenhaltung eine übersichtliche Darstellung der aktuellen Berichtsfähigkeit sowie ein Fehlstellenkatalog. Das Gesamtkonzept Dokumentation ist zwischenzeitlich in das erstellte ZSE übernommen und im Rahmen eines Forschungsprojektes (FKZ 298 42 259) an die harmonisierten internationalen Berichtspflichten (NFR und CRF) angepasst worden. Es wird bei der derzeit laufenden nationalen Überprüfung berücksichtigt. Der Fehlstellenkatalog wurde entsprechend neuer Forschungsergebnisse ebenfalls aktualisiert.

Angaben zur Vollständigkeit für die einzelnen Quellkategorien werden in den CRF-Tables 7s1, 7s2 und 7s3 dargestellt. Unterschieden werden in Deutschland nicht auftretende quellenspezifische Emissionen und Senken (NO - not occuring), in Deutschland nicht geschätzte quellenspezifische Emissionen und Senken, weil sie quantitativ nicht relevant oder weil die notwendigen Daten für eine Schätzung nicht vorhanden sind (NE - not estimated) und quellenspezifische Emissionen und Senken, die für Deutschland nach Stand des Wissens vollständig erfasst sind (All bzw. Full), bzw. teilweise erfasst sind (Part).

Im Folgenden wird quellgruppenspezifisch auf einige Ansatzpunkte zur Verbesserung des Inventar hinsichtlich seiner Vollständigkeit hingewiesen.

Alle verbrennungsbedingten Aktivitäten (1.A) aus dem Bereich der Energie sind vollständig erfasst. An einigen Stellen wird die Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland ergänzt, wenn erkennbar wird, dass in Teilbereichen keine vollständige Abdeckung erreicht wird (z.B. nicht kommerzieller Holzeinsatz). Schwierigkeiten gibt es teilweise bei der Trennung von verbrennungsbedingten und nicht-verbrennungsbedingten Emissionen aus der Industrie; die Vermeidung von Doppelzählungen ist hier jedoch generell Bestandteil der Qualitätssicherung.

Während der Brennstoffeinsatz zur Wärme- und Stromerzeugung im Verarbeitenden Gewerbe bzw. die entsprechenden Emissionen vollständig im Inventar erfasst werden, bestehen weiterhin Unklarheiten bei der Zuordnung der Brennstoffeinsätze auf die im Inventar geforderten sechs Quellgruppen (1A2a bis f). Dies kann u.a. auf Widersprüche zwischen der Energiebilanz und den Daten des Statistischen Bundesamtes hinsichtlich einiger Brennstoffe (z. B. Abfall) zurückgeführt werden. Bislang konnten die Unstimmigkeiten auch von Fachexperten nicht umfassend geklärt werden. Auswirkungen auf den gesamten Brennstoffeinsatz sowie der Emissionsmenge des Verarbeitenden Gewerbes haben diese Schwierigkeiten jedoch nicht.

Ein hoher Klärungsbedarf bei der Fehlstellenanalyse besteht insbesondere auch hinsichtlich der Aktivitätsraten im Bereich der Kokereien und Raffinerien für Hochofengas, Gichtgas und Raffineriegas sowie bei Daten zur Grubengasnutzung.

Im Bereich der Industrieprozesse wird teilweise auf Produktionsdaten aus Verbandsstatistiken und auf Herstellerangaben zurückgegriffen. Basiert die Emissionsberichterstattung auf diesen Quellen, wird zur Sicherstellung der Vollständigkeit und Zuverlässigkeit des Inventars auch in Zukunft Wert auf die Prüfung des Quellgruppenzuschnitts und der Methodik der Datenerhebung gelegt. Im Bereich der Industrieprozesse werden die Quellgruppen 2A3 Kalkstein und Dolomitverwendung, 2A4

Soda Produktion und Verwendung, 2A5 Asphalt sowie 2C2 Ferroalloys Production derzeit nicht berechnet. Diese Quellgruppen werden von den IPCC Good Practice Guidance nicht behandelt, da die Emissionen aus diesen Kategorien als gering eingeschätzt werden und die Daten für diese Quellgruppen meist nicht zur Verfügung stehen. Beide Gründe, die das IPCC für die Nichtbehandlung aufführt, treffen auch auf Deutschland zu.

Im Bereich der Landwirtschaft liegen Erhebungen zu Managementsystemen in der Tierhaltung aus einem Forschungsvorhaben für die Vergangenheit vor, es wird jedoch – um die Vollständigkeit und Konsistenz des Inventars auch in Zukunft gewährleisten zu können – eine periodisch erhobene repräsentative Datenerfassung angestrebt.

Einige der Emissionsdaten, die dem UBA zur Verfügung stehen, stehen aus Gründen des Datenschutzes unter Geheimhaltung und werden zwar vollständig, aber nur aggregiert berichtet. Für die Überprüfung der Inventardaten im Rahmen eines Reviews sucht das UBA nach Möglichkeiten, dass die Daten trotz Geheimhaltung vollständig überprüft werden können.

Als Ergänzung zur systematischen Überprüfung der Vollständigkeit der nationalen Emissionsdaten, wurden im Rahmen des FE-Vorhabens 201 42 258 die Inventarangaben anderer Länder in der Rubrik andere Quellen analysiert (ÖKO-INSTITUT, 2004a). Diese Untersuchung sollte Aufschluss darüber geben, ob andere Länder über Quellgruppen berichten, die auch in Deutschland emissionsrelevant sind, um ggf. die deutschen Inventare an dieser Stelle zu erweitern. Die Ergebnisse dieser Analyse zeigen, dass insbesondere im Bereich der Industrieprozesse die systematische Überprüfung auf Vollständigkeit erweitert werden sollte und dass die von Deutschland nicht berichtete Geothermie von anderen Ländern als emissionsrelevant berücksichtigt wird. Die Ergebnisse dieser Analyse werden in die Aktivitäten zur Inventarplanung einbezogen werden.

2 TRENDS DER TREIBHAUSGASE

Tabelle 6: Emissionen von direkten und indirekten Treibhausgasen und SO_2 in Deutschland seit 1990

Emissionen der Treibhausgase und von SO2 in Deutschland 1990 - 2002

Angaben in Gg (CF4, C2F6 und SF6 in Mg)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
directly acting Greenhouse gases													
CO_2	1015572	977468	929898	920187	906063	901478	923792	892423	884501	857281	860273	874264	864117
CH_4	6656	6127	5947	5737	5510	5199	4986	4820	4560	4392	4121	3952	3878
N_2O	263	251	255	245	233	237	242	234	192	180	180	181	180
HFC (in CO_2 equivalent emission)	3510	3547	3677	4950	5178	6360	5768	6356	6979	7280	6630	8130	8247
CF_4	355	308	278	260	214	224	214	161	172	137	72	69	76
C_2F_6	42	38	36	35	31	32	34	32	34	31	24	18	20
C_3F_8	0	0	0	0	0	1	3	5	8	10	14	15	16
SF_6	163	182	204	226	243	288	266	262	253	185	168	139	176
CO_2-equivalent emission (without CO2 from LUCF)	1246816	1194263	1144594	1128917	1106577	1099130	1117442	1080278	1054175	1018184	1014072	1025555	1014627
indirectly acting Greenhouse gases													
NOx (as NO_2)	2815	2584	2391	2273	2108	1979	1896	1801	1744	1697	1620	1545	1479
NMVOC	3534	3082	2808	2582	2404	2249	2110	2042	1966	1842	1699	1594	1477
CO	11212	9528	8351	7701	7080	6580	6166	5993	5536	5200	4906	4573	4318
aerosol precursor													
SO_2	5322	3991	3303	2941	2469	1934	1335	1036	833	733	631	640	608

In Tabelle 6 werden die für dieses Inventar ermittelten Gesamtemissionen der direkten und indirekten Treibhausgase sowie des Säurebildners SO_2 zusammengestellt. Der damit gegenüber dem Basisjahr des Kyoto-Protokolls bzw. 1990 erreichte jährliche Fortschritt wird in der Tabelle 7 im zeitlichen Verlauf abgebildet. Mit Ausnahme der HFC und von C_3F_8 konnten bei allen hier berechneten Emissionen deutliche Emissionsminderungen erreicht werden. Insgesamt sank die Emission der Treibhausgase als CO_2-Äquivalentemission gegenüber dem Basisjahr um nahezu 19 %. Damit konnte, nach kurzem witterungsbedingtem Anstieg im Jahr 2001, das Emissionsniveau des Jahres 2000 nahezu wieder erreicht werden. Durch die im Vergleich zur Entwicklung seit 1990 recht kalte Witterung in den Jahren 1996 und 2001 war ein verstärkter Energieeinsatz zur Erzeugung von Raumwärme erforderlich, der in diesen Jahren insbesondere die CO2-Emissionen im Vergleich zum Vorjahr deutlich ansteigen ließ. Dies veranschaulicht auch noch einmal die Tabelle 8.

Tabelle 7: Veränderungen der Emissionen gegenüber dem Basisjahr des Kyoto-Protokolls

Emissionsentwicklung in Deutschland gegenüber dem Basisjahr

				1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
directly acting Greenhouse gases	baseyear	absolute	%	+/- %	+/- %	+/- %	+/- %	+/- %	+/- %	+/- %	+/- %	+/- %	+/- %	+/- %	+/- %
CO_2	1990	1015572	100,0	-3,8	-8,4	-9,4	-10,8	-11,2	-9,0	-12,1	-12,9	-15,6	-15,3	-13,9	-14,9
CH_4	1990	6656	100,0	-7,9	-10,7	-13,8	-17,2	-21,9	-25,1	-27,6	-31,5	-34,0	-38,1	-40,6	-41,7
N_2O	1990	263	100,0	-4,3	-2,8	-6,7	-11,3	-9,7	-7,7	-10,7	-27,0	-31,5	-31,4	-31,0	-31,4
HFC (in CO_2 equivalent emission)	1995	6360	100,0					0,0	-9,3	-0,1	9,7	14,5	4,2	27,8	29,7
CF_4	1995	224	100,0					0,0	-4,2	-27,9	-23,0	-38,9	-67,8	-69,0	-66,2
C_2F_6	1995	32	100,0					0,0	5,0	-1,0	4,1	-3,7	-25,7	-43,4	-38,9
C_3F_8	1995	1	100,0					0,0	131,7	310,7	547,6	774,7	1136,1	1165,1	1269,2
SF_6	1995	288	100,0					0,0	-7,7	-9,0	-12,4	-35,9	-41,7	-51,7	-39,1
CO_2-equivalent emission (without CO2 from LUCF)		1251723	100,0	-4,6	-8,6	-9,8	-11,6	-12,2	-10,7	-13,7	-15,8	-18,7	-19,0	-18,1	-18,9
indirectly acting Greenhouse gases															
NOx (as NO_2)		2845	100,0	-8,2	-15,1	-19,3	-25,1	-29,7	-32,6	-36,0	-38,0	-39,7	-42,5	-45,1	-47,5
NMVOC		3591	100,0	-12,8	-20,5	-26,9	-32,0	-36,4	-40,3	-42,2	-44,4	-47,9	-51,9	-54,9	-58,2
CO		11212	100,0	-15,0	-25,5	-31,3	-36,9	-41,3	-45,0	-46,5	-50,6	-53,6	-56,2	-59,2	-61,5
aerosol precursor															
SO_2		5326	100,0	-25,0	-37,9	-44,7	-53,6	-63,7	-74,9	-80,5	-84,3	-86,2	-88,1	-88,0	-88,6

Tabelle 8: Veränderung der Emissionen gegenüber dem Vorjahr

Emissionsentwicklung in Deutschland seit 1990 (% uale Änderungen gegenüber dem Vorjahr sowie 2002/Basisjahr)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2002 / Basisjahr
directly acting Greenhouse gases														
CO_2	1015572	-3,8	-4,9	-1,0	-1,5	-0,5	2,5	-3,4	-0,9	-3,1	0,3	1,6	-1,2	-14,9
CH_4	6656	-7,9	-2,9	-3,5	-4,0	-5,6	-4,1	-3,3	-5,4	-3,7	-6,2	-4,1	-1,9	-41,7
N_2O	263	-4,3	1,6	-4,1	-4,9	1,8	2,2	-3,3	-18,2	-6,2	0,2	0,5	-0,5	-31,4
HFC	3510	1,1	3,6	34,6	4,6	22,8	-9,3	10,2	9,8	4,3	-8,9	22,6	1,4	29,7
CF_4	355	-13,3	-9,7	-6,5	-17,7	4,5	-4,2	-24,7	6,7	-20,7	-47,3	-3,6	9,0	-66,2
C_2F_6	42	-8,4	-6,5	-2,8	-11,4	4,2	5,0	-5,7	5,1	-7,4	-22,9	-23,8	8,1	-38,9
C_3F_8	0	-	-	-	-	-	131,7	77,3	57,7	35,1	41,3	2,3	8,2	1269,2
SF_6	163	11,7	12,1	10,8	7,5	18,6	-7,7	-1,4	-3,7	-26,9	-9,0	-17,2	26,2	-39,1
CO_2-equivalentemission (without CO2 from LUCF)	1246816	-4,2	-4,2	-1,4	-2,0	-0,7	1,7	-3,3	-2,4	-3,4	-0,4	1,1	-1,1	-18,9
indirectly acting Greenhouse gases														
NOx (as NO_2)	2706	-8,2	-7,5	-4,9	-7,3	-6,1	-4,2	-5,0	-3,2	-2,7	-4,5	-4,6	-4,3	-47,5
NMVOC	3221	-12,8	-8,9	-8,0	-6,9	-6,4	-6,2	-3,2	-3,7	-6,3	-7,8	-6,2	-7,3	-58,2
CO	11213	-15,0	-12,3	-7,8	-8,1	-7,1	-6,3	-2,8	-7,6	-6,1	-5,7	-6,8	-5,6	-61,5
aerosol precursor														
SO_2	5321	-25,0	-17,2	-11,0	-16,0	-21,7	-31,0	-22,4	-19,6	-12,0	-13,9	1,4	-5,0	-88,6

2.1 Beschreibung und Interpretation des Emissionsverlaufs für aggregierte Treibhausgasemissionen

Bis zum Jahr 2002 konnte die eingangs beschriebene Verpflichtung zur Minderung der Treibhausgasemissionen im Rahmen der EU-Lastenteilung mit einem Rückgang von nahezu 19 % bereits zu großen Teilen erfüllt werden. Die einzelnen Treibhausgase trugen dabei in unterschiedlichem Maß zu dieser Entwicklung bei (siehe Tabelle 1). Dies ist bei der

Berücksichtigung der unterschiedlichen Anteile der einzelnen Treibhausgase an der Gesamtemission eines Jahres auch nicht verwunderlich. Bei den mengenmäßig dominierenden direkten Treibhausgasen konnten deutliche Emissionsminderungen erreicht werden, so sanken die CO_2-Emissionen um fast 15 % und die CH_4- und N_2O-Emissionen konnten um über 41 % bzw. 31 % gemindert werden. Die Ursachen für diese Reduktionen sind in einem ganzen Bündel von Maßnahmen zu sehen, die u.a. durch Brennstoffumstellungen, gesteigerte wirtschaftliche Effektivität, Veränderung von Tierhaltungsbedingungen und Abbau von Tierbeständen charakterisiert sind. Diese werden nachfolgend in der Trenddiskussion der einzelnen Komponenten näher ausgeführt.

Mit einem Anteil von über 85 % der Treibhausgasemissionen ist die Freisetzung von Kohlendioxid weit überwiegend durch die Prozesse der stationären und mobilen Verbrennung Hauptverursacher der Emissionen. Durch den überdurchschnittlichen Rückgang der anderen Treibhausgase ist der Anteil der CO_2-Emissionen an den Gesamttreibhausgasen seit 1990 von 81,5 % auf über 85 % gestiegen. Die überwiegend durch die landwirtschaftliche Tierhaltung, die Brennstoffverteilung und die Deponieemissionen verursachten Methanemissionen haben einen Anteil von 8 %. Die Distickstoffoxidemissionen, die hauptsächlich durch die Landwirtschaft, die Industrieprozesse und den Verkehr freigesetzt werden, tragen zu 5,5 % zu den Treibhausgasfreisetzungen bei. Die übrigen sogenannten Kyoto- oder F-Gase verursachen insgesamt nur etwas mehr als 1 % der Gesamttreibhausgasemissionen. Dieses Verteilungsspektrum der Treibhausgasemissionen ist typisch für ein entwickeltes hochindustrialisiertes Land.

2.2 Beschreibung und Interpretation des Emissionsverlaufs nach Treibhausgasen

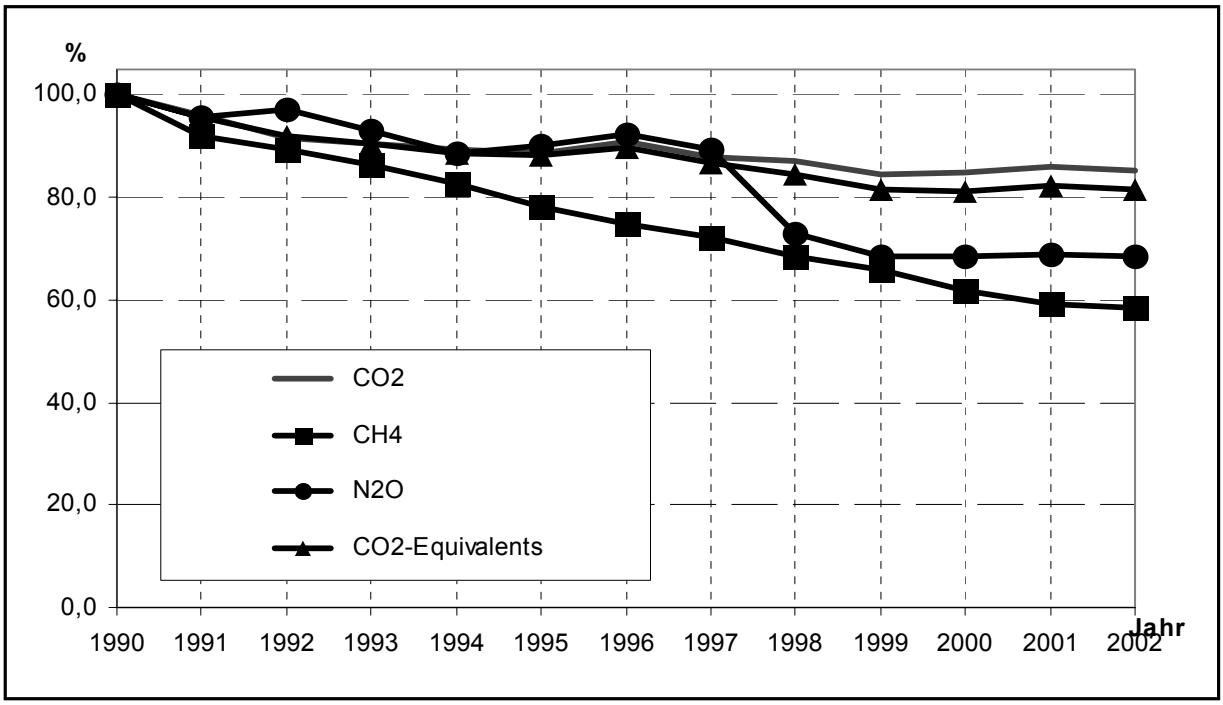


Abbildung 14: Relative Entwicklung der Treibhausgase gegenüber 1990

In Abbildung 14 wird die relative Entwicklung der Emissionen der einzelnen Treibhausgase seit 1990 dargestellt. Bei der Diskussion ist zu beachten, das hier die Entwicklung jedes dieser Treibhausgase weitgehend durch spezifische Entwicklungen in einer Quellgruppe dominiert wird. Die Minderung der CO_2-Emissionen sind stark mit der Entwicklung im Energiesektor verbunden. Hier führten Brennstoffumstellungen, Wirkungsgradverbesserungen durch den Anlagenneubau insbesondere in den neuen Bundesländern und umfangreiche Energiesparmaßnahmen zu einem deutlichen Emissionsrückgang. So sank zum Beispiel die CO_2-Emission durch die öffentliche Strom- und Fernwärmeerzeugung seit 1990 um 17 Mio.t. Dabei änderte sich der eingesetzte Brennstoffmix deutlich – während die Emissionen durch den Einsatz von festen und flüssigen Brennstoffe um 8 bzw. 49 % sanken nahmen die durch die Nutzung gasförmiger Brennstoffe verursachten CO_2-Emissionen um 40 % zu. Noch deutlicher wird dies im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher. Hier sanken die Emissionen zwischen 1990 und 2002 um insgesamt 15 % von 204 auf rund 174 Mio.t CO_2. Wurden diese Emissionen 1990 noch nahezu ausgewogen durch den Einsatz fester, flüssiger und gasförmiger Brennstoffe (33, 45 und 22 %) verursacht, veränderte sich dieses Spektrum im Jahr 2002 deutlich (2, 50 und 48 %). Vergleichbare Entwicklungen haben sich auch im Verkehrsbereich – hier aber bei insgesamt deutlich steigenden Emissionen vollzogen. Die CO_2-Emissionen stiegen von 162 auf rund 176 Mio.t bei überproprtionaler Zunahme des Verbrauchs von Dieselkraftstoff. So wurden im Straßenverkehr 1990 die Emissionen zu 2/3 durch den Benzinverbrauch verursacht. Im Jahr 2002 hat sich ein nahezu ausgewogenes Verhältnis zwischen den durch Benzin- bzw. Dieselverbrauch verursachten Emissionen ergeben.

Die N_2O-Emissionen sanken im betrachteten Zeitraum um über 31 %. Hauptverursacher sind die Anwendung stickstoffhaltiger Dünger in der Landwirtschaft, Industrieprozesse in der chemischen Industrie, stationäre und mobile Verbrennungsprozesse und die landwirtschaftliche Tierhaltung. Vergleichbar geringere Emissionen entstehen durch die Abwasserbehandlung und die Produktverwendung von N_2O (z.B. als Narkosemittel). Den deutlichsten Einfluss auf die Emissionsminderung hat der Industriebereich, und hier insbesondere die Adipinsäureproduktion. Hier haben die in Deutschland tätigen Produzenten im Jahr 1997 die Nachrüstung der Produktion mit Anlagen zur Emissionsminderung abgeschlossen. Hierdurch wurden die Gesamtemissionen um über 20 % gemindert. Weiterhin trug der Abbau des Düngemitteleinsates in der Landwirtschaft zur Minderung der Gesamtemissionen bei.

Die Methanemissionen werden hauptsächlich durch die landwirtschaftliche Tierhaltung, die Abfalldeponierung und die Verteilung flüssiger und gasförmiger Brennstoffe verursacht. Diesen Emissionsfrachten gegenüber sind die energie- und prozessbedingten Emissionen fast zu vernachlässigen. Die Emissionen konnten seit 1990 um etwa 41 % vermindert werden. Dieser Trend wurde hauptsächlich im Ergebnis umweltpolitischer Maßnahmen (grüner Punkt, gelber Sack, insgesamt verstärktes Recycling und zunehmende energetische Verwertung der Abfälle) durch den Rückgang der zur Deponierung vorgesehenen Abfallmengen verursacht. Ein zweite wesentliche Ursache für die Emissionsminderung bestand in der Verringerung der Tierbestände vorwiegend in der ersten Hälfte der 90ér Jahre in den neuen Bundesländern. Insbesondere auch die in diesem Teil Deutschlands durchgeführte Sanierung der veralteten Gasverteilungsnetze und die Einführung der Gaspendelung bei der Verteilung der Kraftstoffe bewirkten weitere Minderungen der Gesamtemissionen.

2.3 Beschreibung und Interpretation des Emissionsverlaufs nach Quellkategorien

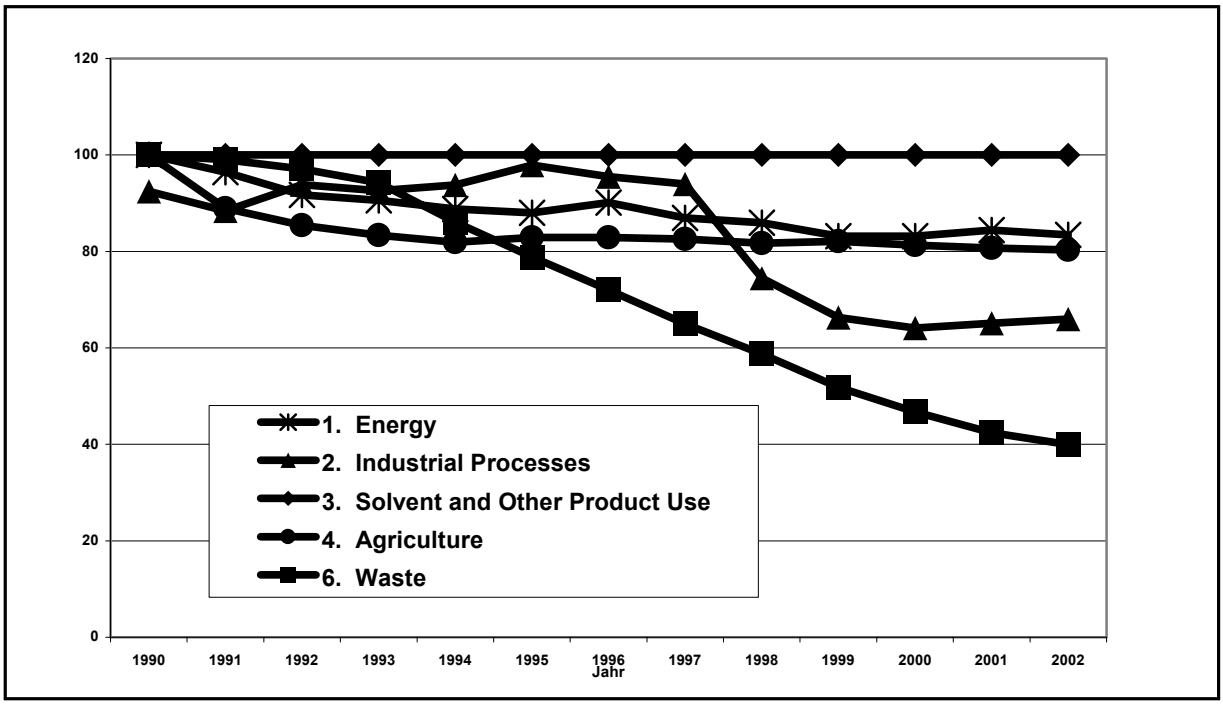


Abbildung 15: Relative Entwicklung der Treibhausgase nach Emittentengruppen gegenüber 1990

Die rückläufigen Emissionen im Energiebereich sind von den verbrennungsbedingten Emissionen her durch die in stationären und mobilen Feuerungsanlagen verursachten CO_2-Emissionen bestimmt (siehe hierzu auch die Ergebnisse der key-source-Analyse). In diesem Bereich können demgegenüber die Emissionen der anderen Treibhausgase vernachlässigt werden. Diese Verhältnisse stellen sich jedoch bei den energiebedingten, aber nichtverbrennungsbedingten Emissionen genau anders herum dar. Hier sind die CO_2-Emissionen zu vernachlässigen, während die Emissionsentwicklung deutlich durch die durch die Verteilung flüssiger und gasförmiger Brennstoffe verursachten CH_4-Emissionen geprägt wird. Insgesamt nehmen die energiebedingten Emissionen seit 1990 um über 16,5 % ab. Dies wird bei den verbrennungsbedingten Emissionen durch Brennstoffumstellung, Erhöhung der Energieefizienz und technischer Wirkungsgrade verursacht, während bei den Verteilungsemissionen die Sanierung der Gasverteilungsnetze sowie die Einführung von Gaspendelungsanlagen bei der Kraftstoffverteilung verursacht.

Die deutlichste Emissionsminderung von 60 % trat im Bereich der Abfallemissionen auf. Hier hat die Einführung eines verstärkten Recyclings von wiederverwertbaren Stoffen (Gelber Sack, Verpackungsverordnung u.ä.) zu einer Verringerung der jährlich deponierten Abfallmengen geführt und damit eine Minderung im Bereich der Deponiemissionen verursacht. Die ebenfalls zu dieser Quellgruppe gehörenden Emissionen aus der Abwasserbehandlung treten mengenmäßig deutlich hinter die Deponieemissionen zurück.

Im Bereich der Emissionen aus den Industrieprozessen ist ein relativ konstanter Beitrag der CO_2-Emissionen aus der Kalk- und Zementherstellung und der Eisen- und Stahlindustrie zu verzeichnen. Der Trend dieser Quellgruppe mit einer Minderung von über 30 % wird

hauptsächlich durch die emissionsmindernden Maßnahmen im Bereich der Adipinsäureproduktion und die damit verbundene deutliche Minderung der N_2O-Emissionen bestimmt. Die Einführung dieser Techniken bei den beiden Produzenten in Deutschland verursachte im Jahr 1997 einen stark mindernden Effekt.

Die Emissionen des Bereiches Lösemittel- und Produktverwendung sind in absoluten Werten nicht sehr hoch. Die Konstanz dieser Emissionsangabe ist durch die Fortschreibung eines für 1990 ermittelten Wertes aus der Narkoseanwendung von N_2O zu erklären. Die eigentlichen Lösemittelemissionen werden im nächsten Kapitel reflektiert.

Die Entwicklung der Emissionen aus der Landwirtschaft folgt im wesentlichen dem Verlauf der Tierbestandsgrößen. Darüberhinaus wirken sich jedoch auch die rückläufigen Einsatzmengen von mineralischen Düngern emissionsmindernd aus.

2.4 Beschreibung und Interpretation des Emissionsverlaufs für indirekte Treibhausgase und SO_2

Die relative Emissionsentwicklung der indirekten Treibhausgase und SO_2 sind grafisch in der Abbildung 16 und in Tabelle 6 jeweils als Zeitreihen seit 1990 dargestellt. In diesem Zeitraum wurden deutliche Erfolge bei der Minderung dieser Schadstoffe erreicht. So gingen die Emissionen von SO_2 um nahezu 89 %, die von CO um über 61 %, die von den NMVOC´s um nahezu 59 % und die von NO_X um fast 48 % zurück.

Die im folgenden aufgeführten Ursachen für diese Entwicklung sind dabei für alle hier betrachteten Komponenten mehr oder weniger relevant:

- Durch die Wiedervereinigung Deutschlands im Jahre 1990 trugen insbesondere die Emissionen des Gebietes der ehemaligen DDR zu einem sehr hohen Ausgangsniveau bei.
- In den Folgejahren wurden im Osten Deutschlands veraltete und ineffektive Industrieanlagen stillgelegt. Statt ihrer wurden weitestgehend modernsten Ansprüchen genügende Neuanlagen errichtet.
- Insbesondere im Osten Deutschlands erfolgte zudem eine Umstellung des eingesetzten Brennstoffmixes – der Anteil der heimischen Braunkohle wurde zugunsten der mit geringeren Emissionen verbundenen Energieträger Erdgas und Erdöl reduziert.
- Im Verkehrsbereich erfolgte der Einsatz neuerer und mit schadstoffmindernder Technik ausgestatteter Fahrzeuge
- In den Jahren nach 1990 erlangten die immissionsschutzrechtlichen Regelungen der früheren Bundesrepublik Rechtsverbindlichkeit im Osten Deutschlands. Nach dem Auslaufen von zeitlich begrenzten Übergangsregelungen wurde das geltende Recht mehrfach an den weiterentwickelten Stand der Technik angepasst.
- Eingeführte gesetzliche und marktwirtschaftliche Regelungen führten zu einem sparsameren Umgang mit Energie und Rohstoffen.
- Internationale Rechtssetzung insbesondere der europäischen Gemeinschaft wirkte sich emissionsmindernd aus (z.B. die NEC-Richtlinie).

Beschreibungen der Emissionsberechnungen für diese Schadstoffe sowie weitere detaillierte Einflussparameter für die Emissionsentwicklungen der einzelnen Luftschadstoffe können im Internet-Angebot des Umweltbundesamtes eingesehen werden. Ab 2005 wird im Rahmen

der Genfer Luftreinhaltekonvention, die u.a. auch für diese Ozonvorläufer und Säurebildner Regelungen enthält, ein Inventarreport in einer vergleichbaren Weise zum NIR erarbeitet werden.

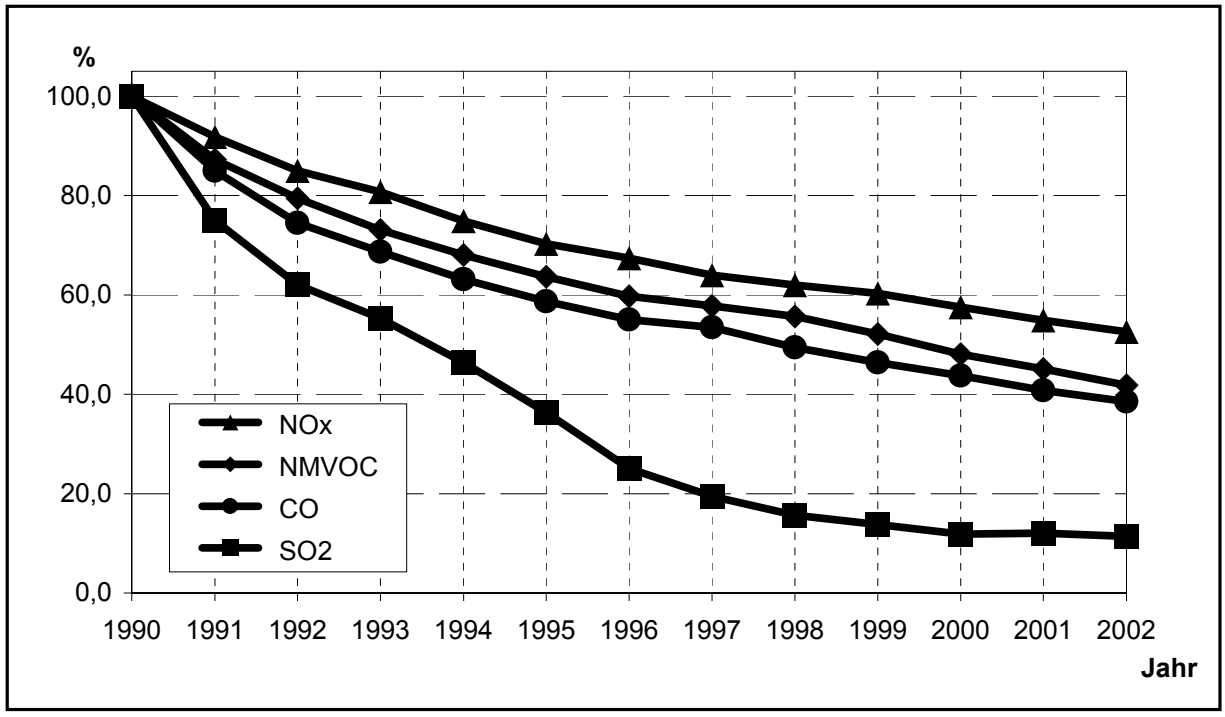


Abbildung 16: Relative Entwicklung der Emissionen der indirekten Treibhausgase und von SO_2

3 ENERGIE (CRF 1)

In der Bundesrepublik Deutschland werden von zahlreichen Stellen energiestatistische Daten veröffentlicht, die zum Teil eine unterschiedliche Darstellung, Abgrenzung und Aggregation aufweisen. Vor diesem Hintergrund haben Anfang der siebziger Jahre Verbände der deutschen Energiewirtschaft gemeinsam mit wirtschaftswissenschaftlichen Forschungsinstituten die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) mit dem Ziel gegründet, Statistiken aus allen Gebieten der Energiewirtschaft nach einheitlichen Kriterien auszuwerten, die Daten zu einem geschlossenen Bild zusammenzufassen und dieses Zahlenwerk als Energiebilanzen der Öffentlichkeit zugänglich zu machen (Ziesing et al, 2003). Die Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland nehmen nach ihrer Struktur und Aussagekraft eine zentrale Stellung im Energiedatensystem ein. Sie sind daher auch Grundlage für die Ermittlung energiebedingter Emissionen, Szenarien und Prognosen über die Auswirkung energie- und umweltpolitischer Maßnahmen.

Der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen gehören sechs Energiewirtschafts-verbände an. Ein Mitgliederverzeichnis ist in Kapitel 13.1 wiedergegeben. Weiterführende Informationen bezüglich der AGEB und ihrer Datengrundlage (Kapitel 13.1), des Aufbaus der Energiebilanzen (Kapitel 13.2), der Umbuchung statistischer Differenzen (Kapitel 13.3), der Erstellung vorläufiger Energiebilanzen (Kapitel 13.4), methodischer Aspekte bei der Ermittlung der energiebedingten Aktivitätsraten (Kapitel 13.5) und zu Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (Kapitel 13.6) können dem Anhang 2 (Kapitel 13) entnommen werden.

Die dem Inventar zugrunde gelegten Emissionsfaktoren wurden aus der Liste der CO_2 Emisssionsfaktoren für den deutschen Nationalen Allokationsplan abgeleitet (Siehe Kapitel 13.8).

3.1 Verbrennung fossiler Brennstoffe (1.A)

Der Bereich *Verbrennung fossiler Brennstoffe* umfasst die stationären Quellen mit verbrennungsbedingten Emissionen. In der Energiebilanz sind das die Positionen

A: Umwandlungseinsatz

- öffentliche Wärmekraftwerke (Zeile 11 der Energiebilanz in der Struktur ab 1995)
- Industriewärmekraftwerke (Zeile 12)
- Heizkraftwerke (Zeile 15) und
- Fernheizwerke (Zeile 16)

B: Energieverbrauch im Umwandlungsbereich, (Eigenverbrauch)

- Kokereien (Zeile 33)
- Steinkohlenzechen und -brikettfabriken (Zeile 34)
- Braunkohlengruben und -brikettfabriken (Zeile 35)
- Erdöl- und Erdgasgewinnung (Zeile 37)
- Raffinerien (Zeile 38)
- Sonstige Energieerzeuger (Zeile 39)
- Summe des Eigenverbrauchs (Zeile 40)

C: Endenergieverbrauch

- Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau und verarbeitendes Gewerbe (Zeile 60)

. Haushalte (Zeile 66)
. Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher (Zeile 67)

Zu Inhalt und Abgrenzung dieser Positionen ist folgendes zu erläutern:

1. ***Öffentliche Wärmekraftwerke*** (Zeile 11) sind Anlagen, die den produzierten Strom in das Netz der Allgemeinen Versorgung einspeisen. Dazu gehören auch Industriebetriebe, die ihre Kraftwerke gemeinsam mit Elektrizitätsversorgungsunternehmen als Gemeinschaftskraftwerke betreiben. Ausgewiesen wird der Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung. In dieser Zeile der Energiebilanz enthalten ist auch der Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken der öffentlichen Versorgung, der der Stromerzeugung zuzuordnen ist.
2. Unter ***Industriewärmekraftwerken*** sind in der Energiebilanz-Zeile 12 folgende Betreibergruppen zusammengefasst:
   a. Kraftwerke des Steinkohlenbergbaus
   b. Kraftwerke des Braunkohlenbergbaus
   c. Kraftwerke der Mineralölverarbeitung (Raffineriekraftwerke)
   d. Kraftwerke, die Einphasenstrom für die Deutsche Bahn AG erzeugen (das sind bahneigene Anlagen, öffentliche und Industriekraftwerke, die im Auftrag der Deutschen Bahn AG Strom erzeugen)
   e. Kraftwerke der Industrie (Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau, verarbeitendes Gewerbe)
3. Für die Heizkraftwerke wird in Zeile 15 der Energiebilanz nur der Brennstoffeinsatz angegeben, der der Fernwärmeerzeugung zuzuordnen ist. Die Addition der Zeilen 11 und 15 ergibt den gesamten Brennstoffeinsatz in öffentlichen Wärmekraftwerken. Die erzeugte Fernwärme wird in öffentliche Wärmenetze eingespeist. Diese Anlagen versorgen auch Industriekunden mit Prozesswärme.
4. In der Energiebilanz-Zeile 16 wird für die ***Fernheizwerke*** der Brennstoffeinsatz für die öffentliche Fernwärmeversorgung angegeben. Die Anlagen werden häufig zur Spitzenlastdeckung in Fernwärmenetzen verwendet, in denen die Grundlast aus Heizkraftwerken gedeckt wird.
5. In den Zeilen 33 bis 39 bzw. in der Summenzeile 40 (***Energieverbrauch im Umwandlungsbereich***) wird unter anderem der Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung angegeben, der zum Betrieb der Umwandlungsanlagen notwendig ist. Hierbei wird nicht nach Art der Wärmeerzeugung unterschieden. So sind Brennstoffeinsätze zur Wärmeerzeugung in Kraft-Wärmekopplungs-Anlagen, Dampf- und Heißwasserkesseln und Prozessfeuerungen zusammengefasst. Eine Inkonsequenz in der Energiebilanz betrifft die Braunkohlengruben und –brikettfabriken. Der in Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzte Brennstoff zur Wärmeerzeugung (zur Trocknung der Rohbraunkohle in Braunkohlenbrikettfabriken) ist zusammen mit dem Umwandlungseinsatz (Zeile 10), der allerdings nur stofflich umgewandelt wird, ausgewiesen. Der emissionsverursachende Braunkohleneinsatz wird bei der Datenaufbereitung herausgerechnet.
   Die Brennstoffeinsätze zur Wärmeerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung bilden zusammen mit den Brennstoffeinsätzen zur Stromerzeugung der Kraftwerke des Steinkohlenbergbaus, des Braunkohlenbergbaus und der Raffineriekraftwerke den gesamten Brennstoffeinsatz in diesen Anlagen. Nach Abzug der Brennstoffeinsätze zur

Wärmeerzeugung in Kraftwerken vom Gesamten verbleibt die Brennstoffmenge, die in den Prozessfeuerungen, Dampf- und Heißwasserkesseln eingesetzt wird.

6. Im ***Endenergieverbrauch der Industrie*** (Zeile 60 der Energiebilanz) ist der Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung dargestellt, der für die Produktion und zur Raumheizung erforderlich ist. Auch hierbei wird nicht nach Art der Wärmeerzeugung unterschieden. So bildet ein Teil des Endenergieverbrauchs in diesen Quellgruppen zusammen mit dem Brennstoffeinsatz der Industriekraftwerke zur Stromerzeugung den gesamten Brennstoffeinsatz in diesen Anlagen.
7. Die Angaben zum ***Endenergieverbrauch der Haushalte*** (Zeile 66 der Energiebilanz) beinhalten die Brennstoffeinsätze zur Wärmeerzeugung, das sind die Anwendungsbereiche Heizung, Warmwasserbereitung und Kochen.
8. Die Angaben zum ***Endenergieverbrauch von Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher*** (Zeile 67 der Energiebilanz) umfassen Brennstoffeinsätze zur Warmwasserbereitung, Raum- und Prozesswärmeerzeugung in diesem Sektor.

Für die vielfältigen Anforderungen der nationalen und internationalen Energie- und Emissionsberichterstattung reichen die Angaben der Energiebilanz nicht mehr aus. So fasst die Energiebilanz Brennstoffeinsätze zusammen, die

- in Anlagen mit unterschiedlichen immissionsschutzrechtlichen Anforderungen eingesetzt werden (z.B. Großfeuerungsanlagen, mittelgroße Feuerungsanlagen, Kleinfeuerungsanlagen, Abfallverbrennungsanlagen)
- die nach unterschiedlichen technischen Prinzipien arbeiten (z.B. Dampfturbinenkraftwerke, Gasturbinenkraftwerke, Motorenkraftwerke)
- regionale Besonderheiten aufweisen (z.B. unterschiedliche Qualitäten der Rohbraunkohlen in den einzelnen Fördergebieten)
- bei der nationalen und internationalen Emissionsberichterstattung jeweils unterschiedlichen Quellgruppen zuzuordnen sind
- in verschiedenen Energiebilanzzeilen je nach ihrem Verwendungszweck (zur Strom- bzw. zur Wärmeerzeugung) angegeben, aber in einer Anlagengruppe (z.B. Dampfturbinenkraftwerke) eingesetzt werden.

Diese Charakteristika haben Auswirkungen auf das Emissionsverhalten. Um diesen verschiedenen Anforderungen Rechnung zu tragen, hat das Umweltbundesamt den Modul *Bilanz der Emissionsursachen* (BEU) entwickelt und die Energiebilanz unter Verwendung weiterer Statistiken sowie mit eigenen Rechnungen disaggregiert. So kann das *Fuel Combustion Modul*, das in der Energiebilanz in 8 Zeilen zusammengefasst ist, in 88 Zeilen (Tabellen) weiter aufgegliedert werden. Davon entfallen 66 auf den hier betrachteten emissionsverursachenden Brennstoffeinsatz in stationärer Verbrennung.

Bilanz der Emissionsursachen (BEU)

- Sektor,
- Anlagenart,
- Energieträger,
- Immissionsschutzrechtliche Regelung,
- Energiebilanzzeile,
- (bei Bedarf: regionale Zuordnung),
- Zuordnung zum Zentralen System Emissionen (ZSE)

Quellgruppen sind:

- öffentliche Wärmekraftwerke,
- Steinkohlenbergbau,
- Braunkohlenbergbau,
- Deutsche Bahn AG,
- Mineralölraffinerien,
- Fernheizwerke,
- übriger Umwandlungsbereich (kann weiter untergliedert werden)
- Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau und verarbeitendes Gewerbe (weitere Untergliederung geplant),
- Haushalte,
- Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher

Anlagenarten sind:

- Dampfturbinenkraftwerke,
- Gasturbinenkraftwerke,
- Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (geplant)
- Motorkraftwerke,
- Kesselfeuerungen (ohne Kraftwerkskessel),
- Prozessfeuerungen (untergliedert in 15 Prozesse).

Nach Energieträgern:

- 21 Energieträger

Nach immissionsschutzrechtlichen Regelungen aufbereitet, wird unterschieden;

- Anlagen der 13. BImSchV,
- Anlagen der 17. BImSchV,
- Anlagen der 1. BImSchV,
- Anlagen der TA Luft

Abkürzungen stehen für: BImSchV = Rechtsverordnung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz, TA-Luft = Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz, Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft

Abbildung 17: Merkmale der UBA-Struktur der Bilanz der Emissionsursachen zur Disaggregierung der Energiebilanz

Abbildung 17 zeigt die Merkmale der BEU-Struktur und in Tabelle 9 bis Tabelle 14 ist die BEU-Struktur dargestellt. Bei der weiteren Darstellung der Aktivitäten wird auf diese Grundstrukturen eingegangen. Zu den Angaben in Tabelle 9 bis Tabelle 14 ist folgendes zu erläutern:

Die Nummer in der ersten Spalte gibt die laufende Nummer der Tabelle in der *Bilanz der Emissionsursachen* wieder. Die Zahl in der dritten Spalte ist die Zeilennummer der Energiebilanz, aus der die Basisdaten für die Berechnung in der Tabelle in der *Bilanz der Emissionsursachen* verwendet werden. Hinter der Spalte „SWK“ (S = Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung, W = Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung, K = Brennstoffeinsatz zur Krafterzeugung) verbirgt sich die Angabe des Verwendungszwecks. Der „Dateiname“ in der

achten Spalte ist ein eindeutiger Bezug zur Datenbank des *Zentralen System Emissionen* (ZSE).

Ziel des BEU-Moduls ist die Bereitstellung einer Datenstruktur, die in die unterschiedlichen Berichtformate der nationalen und internationalen Berichtspflichten überführt werden kann. Es kann immer von der gleichen Gesamtheit der Daten in unterschiedlicher Anordnung ausgegangen werden. Insbesondere wird auf dieser Ebene nicht differenziert, ob ein Brennstoffeinsatz nur für den Klimaschutz oder nur für den Immissionsschutz bedeutsam ist. Die jeweilige Bedeutung kann aus den Emissionsfaktoren abgelesen werden.

Bisher sind die Zeitreihen vom Jahre 1987 bis 2002 angelegt (für die Jahre 1987 bis 1994 für das frühere Bundesgebiet und die ehemalige DDR bzw. alte und neue Bundesländer, ab 1995 für Deutschland insgesamt). In dieser Darstellung ist die Berechnung von 1992 bis 1994 für die neuen Bundesländer noch nicht abgeschlossen, so dass für diesen Zeitraum für Deutschland noch keine vollständigen Daten zu den Emissionsursachen aus stationären Quellen vorliegen. Die Daten 1999 bis 2002 sind vorläufig.

Trotz der Umstellung der Energiebilanz auf die neue Einteilung der Wirtschaftszweige (WZ 93) und eine geänderte Gruppierung der Energieträger vom Jahre 1995 an, ist es bisher gelungen, die Daten auf die dargestellte Grundstruktur zurückzuführen, so dass konsistente Zeitreihen erarbeitet werden können.

Weiterführende Dokumentationen der Daten zum BEU-Modul sind in Kapitel 13.7 nachzulesen.

Geplante Verbesserungen beziehen sich auf die Fortsetzung der Arbeiten zu anderen Quellgruppen und die Ausfüllung des Zeitraumes 1990 bis 1991. Die Ausführung dieser Arbeiten schließt auch Rückrechnungen und Vervollständigung der Daten in der BEU-Struktur ein.

Die Daten für die neuen Bundesländer für diesen Zeitraum stützen sich auf die Fortschreibung der letzen verfügbaren DDR-Statistiken aus dem Jahr 1989. Eine einheitlich energiestatistische Behandlung der alten und neuen Bundesländer ist erst ab 1992 möglich.

Der bisherige Zeitplan sieht vor, diese Arbeiten um Frühjahr 2004 abzuschließen.

Tabelle 9: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen- Öffentliche Versorgung

Nr.	Prozess, Brennstoff	EB Zeile	Immissionsschutzrechtliche Zuordnung	Anlagenart [1)]	Wirtschaftsbereich	SWK	Datei-name	Kommentare, Erläuterungen
1	Stromerzeugung in GFA der Öffentlichen Wärmekraftwerke	11	13. BImSchV	DTKW	Öffentliche Versorgung	S	OEKW13	
2	Stromerzeugung in GFA öffentlicher Rohbraunkohlekraftwerke	11	13. BImSchV	DTKW	Öffentliche Versorgung	S	OEKW13	
2a	Stromerzeugung in GFA öffentlicher Hartbraunkohlekraftwerke	11	13. BImSchV	DTKW	Öffentliche Versorgung	S		
3	Stromerzeugung in MVA der Öffentlichen Wärmekraftwerke	11	17. BImSchV	DTKW	Öffentliche Versorgung	S	OEKW17	
4	Stromerzeugung in Gasturbinen der Öffentlichen Wärmekraftwerke	11	TA Luft	GTKW	Öffentliche Versorgung	S	OEKWGT	
4a	Stromerzeugung in GuD-Anlagen der Öffentlichen Wärmekraftwerke (HKW)	11		GuD	Öffentliche Versorgung	S		
5	Stromerzeugung in Gasmaschinen der Öffentlichen Wärmekraftwerke	11	TA Luft	GMKW	Öffentliche Versorgung	S	OEKWGM	
6	Stromerzeugung in Dieselmotoren der Öffentlichen Wärmekraftwerke	11	TA Luft	DMKW	Öffentliche Versorgung	S	OEKWDM	
22	Wärmeerzeugung in GFA der öffentlichen Wärmekraftwerke	15	13. BImSchV	DTKW	Öffentliche Versorgung	W	HEKW13	
22a	Wärmeerzeugung in GFA öffentlicher Braunkohlekraftwerke (Kassel)	15	13.BImSchV	DTKW	Öffentliche Versorgung	W	HEKW13	
23	Wärmeerzeugung in MVA der öffentlichen Wärmekraftwerke	15	17. BImSchV	DTKW	Öffentliche Versorgung	W	HEKW17	
25	Wärmeerzeugung in Gasturbinen der öffentlichen Wärmekraftwerke	15	TA Luft	GTKW	Öffentliche Versorgung	W	HEKWGT	Brennstoffeinsatz in Gasturbinen vorläufig vollständig der Stromerzeugung zugeordnet
25a	Wärmeerzeugung in GuD-Anlagen der Öffentlichen Wärmekraftwerke	15	13.BImSchV / TA Luft	GuD	Öffentliche Versorgung	W		
26	Wärmeerzeugung in Gasmaschinen der öffentlichen Wärmekraftwerke	15	TA Luft	GMKW	Öffentliche Versorgung	W	HEKWGM	Brennstoffeinsatz in Gasmaschinen vorläufig vollständig der Stromerzeugung zugeordnet
27	Wärmeerzeugung in Dieselmotoren der öffentlichen Wärmekraftwerke	15	TA Luft	DMKW	Öffentliche Versorgung	W	HEKWDM	
28	Wärmeerzeugung in GFA der öffentlichen Fernheizwerke	16	13. BImSchV	FHW	Öffentliche Versorgung	W	FEHW13	
29	Wärmeerzeugung in MVA der öffentlichen Fernheizwerke	16	17. BImSchV	FHW	Öffentliche Versorgung	W	FEHW17	
30	Wärmeerzeugung in TA Luft-Anlagen der öffentlichen Fernheizwerke	16	TA Luft	FHW	Öffentliche Versorgung	W	FEHWTA	

Tabelle 10: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen - Kohlenbergbau

Nr.	Prozess, Brennstoff	EB Zeile	Immissionsschutzrechtliche Zuordnung	Anlagenart [1)]	Wirtschaftsbereich	SWK	Datei-name	Kommentare, Erläuterungen
7	Stromerzeugung in GFA der STEAG	12	13. BImSchV	DTKW	Kohlebergbau/STEAG	S	STEA13	
8	Stromerzeugung in GFA der übrigen Zechenkraftwerke	12	13. BImSchV	DTKW	Übriger Kohlebergbau	S	ZGSK13	
8a	Stromerzeugung in GFA der Grubenkraftwerke	12	13. BImSchV	DTKW	Übriger Kohlebergbau	S	ZGBK13	
9	Stromerzeugung in Gasturbinen der Zechen- und Grubenkraftwerke	12	TA Luft	GTKW	Kohlebergbau	S	ZGKWGT	
10	Stromerzeugung in Gasmaschinen der Zechen- und Grubenkraftwerke	12	TA Luft	GMKW	Kohlebergbau	S	ZGKWGM	Annahme: Erdgas und Heizöl, leicht werden komplett in GTKW eingesetzt. Deshalb bleibt die Datei/Zeile unbesetzt. Vgl. auch Tab. 60
11	Stromerzeugung in Dieselmotoren der Zechen- und Grubenkraftwerke	12	TA Luft	DMKW	Kohlebergbau	S	ZGKWDM	
32	Wärmeerzeugung in GFA der STEAG	40	13. BImSchV	DTKW	Kohlebergbau /STEAG	W	UEST13	
33	Wärmeerzeugung in GFA der übrigen Zechenkraftwerke	40	13. BImSchV	DTKW	Übriger Kohlebergbau	W	UEKS13	
33a	Wärmeerzeugung in GFA der Grubenkraftwerke	40	13. BImSchV	DTKW	Übriger Kohlebergbau	W	UEKB13	
38	Wärmeerzeugung in Gasturbinen der Zechen- und Grubenkraftwerke	40	TA Luft	GTKW	Kohlebergbau	W	UEKZGT	Brennstoff vollständig der Stromerzeugung zugeordnet
40	Wärmeerzeugung in Gasmaschinen der Zechen- und Grubenkraftwerke	40	TA Luft	GMKW	Kohlebergbau	W	UEKZGT	
41	Direktantrieb durch Dieselmotoren der Zechen- und Grubenkraftwerke	40	TA Luft	DMKW	Kohlebergbau	K	UEKZDM	
43	Herstellung von Steinkohlenkoks (Prozessfeuerungen)	40	TA Luft	PF	Kohlebergbau	W	UEPFKO	
43a	Herstellung von Steinkohlenkoks (17. BImSchV)	40	17. BImSchV	PF	Kohlebergbau	W		

Tabelle 11: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen - Sonstige Industriekraftwerke

Nr.	Prozess, Brennstoff	EB Zeile	Immissionsschutzrechtliche Zuordnung	Anlagenart [1)]	Wirtschaftsbereich	SWK	Datei-name	Kommentare, Erläuterungen
12	Stromerzeugung in GFA der DB-Kraftwerke	12	13. BImSchV	DTKW	Deutsche Bahn AG	S	DBKW13	
14	Stromerzeugung in GFA der übrigen Industriewärmekraftwerke	12	13. BImSchV	DTKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe (ohne VAW)	S	UIKW13	
14a	Stromerzeugung in GFA der Vereinigten Aluminium Werke (VAW), Bonn	12	13. BImSchV	DTKW	Vereinigte Aluminium Werke (VAW)	S	UIKW13	
15	Stromerzeugung in MVA der übrigen Industriewärmekraftwerke	12	17. BImSchV	DTKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	S	UIKW17	
16	Stromerzeugung in TA Luft-Anlagen der übrigen Industriewärmekraftwerke	12	TA Luft	DTKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	S	UIKWTA	
18	Stromerzeugung in Gasturbinen der übrigen Industriewärmekraftwerke	12	TA Luft	GTKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	S	UIKWGT	
19	Stromerzeugung in Gasmaschinen der übrigen Industriewärmekraftwerke	12	TA Luft	GMKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	S	UIKWGM	
21	Stromerzeugung in Dieselmotoren der übrigen Industriewärmekraftwerke	12	TA Luft	DMKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	S	UIKWDM	
24	Wärmeerzeugung in TA Luft-Anlagen der übr. IKW (nur Einspeisung ins öffentliche Netz); nur NBL	15	TA Luft	DTKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	W	HEKWTA	Wärmeerzeugung in Heizkraftwerken wurde für die Alten Bundesländer vollständig der 13. BImSchV zugeordnet
35	Wärmeerzeugung in GFA der übr. IKW des Umwandlungsbereichs (nur neue Bundesländer)	40	13. BImSchV		Sonstige Energieerzeuger	W	UEKI13	
37	Wärmeerzeugung in TA Luft-Anlagen der IKW des Umwandlungsbereichs	40	TA Luft	DTKW	Sonstige Energieerzeuger	W	UEKITA	Nicht besetzt, da alle KW die der 13. BImSchV zuzuordnen sind
47	Wärmeerzeugung in GFA der IKW des verarb. Gewerbes und übr. Bergbaus	60	13. BImSchV	DTKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	W	INKW13	
48	Wärmeerzeugung in MVA der IKW des verarb. Gewerbes und übr. Bergbaus	60	17. BImSchV	DTKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	W	INKW17	
50	Wärmeerzeugung in TA Luft-Anl. der IKW des verarb. Gewerbes und übr. Bergbaus	60	TA Luft	DTKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	W	INKWTA	
51	Wärmeerzeugung in Gasturbinen der IKW des übr. Bergbaus und verarb. Gewerbes	60	TA Luft	GTKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	W	INKWGT	Brennstoffeinsatz vorläufig vollständig der Stromerzeugung zugeordnet
52	Wärmeerzeugung in Gasmaschinen der IKW des übr. Bergbaus und verarb. Gewerbes	60	TA Luft	GMKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	W	INKWGM	Brennstoffeinsatz vorläufig vollständig der Stromerzeugung zugeordnet
53	Wärmeerzeugung in Dieselmotoren der IKW des übr. Bergbaus und verarb. Gewerbes	60	TA Luft	DMKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	W	INKWDM	Brennstoffeinsatz vorläufig vollständig der Stromerzeugung zugeordnet

Tabelle 12: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen - Raffinerien

Nr.	Prozess, Brennstoff	EB Zeile	Immissionsschutzrechtliche Zuordnung	Anlagenart [1)]	Wirtschaftsbereich	SWK	Datei-name	Kommentare, Erläuterungen
13	Stromerzeugung in GFA der Raffineriekraftwerke	12	13. BImSchV	DTKW	Mineralölverarbeitung	S	UIKR13	
17	Stromerzeugung in Gasturbinen der Raffineriekraftwerke	12	TA Luft	GTKW	Mineralölverarbeitung	S	UIKRGT	
20	Stromerzeugung in Dieselmotoren der Raffineriekraftwerke	12	TA Luft	DMKW	Mineralölverarbeitung	S	UIKRDM	nicht besetzt, Dieselkraftstoff vollständig dem Übrigen Bergbau und Verarbeitenden Gewerbe (UIKWDM) zugeordnet
34	Wärmeerzeugung in GFA der Raffineriekraftwerke	40	13. BImSchV		Mineralölverarbeitung	W	UEKR13	
39	Wärmeerzeugung in Gasturbinen der Raffineriekraftwerke	40	TA Luft	GTKW	Mineralölverarbeitung	W	UEKRGT	Brennstoff vollständig der Stromerzeugung zugeordnet
42	Wärmeerzeugung in Dieselmotoren der Raffineriekraftwerke	40	TA Luft	DMKW	Mineralölverarbeitung	W	UEKRDM	
44	Raffinerie Prozessfeuerungen (GFA)	40	13. BImSchV	PF	Mineralölverarbeitung	W	UEPFRG	
44a	Raffinerie Prozessfeuerungen (TA Luft)	40	TA Luft	PF	Mineralölverarbeitung	W	UEPFRT	

Tabelle 13: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen - Sonstige Energieerzeuger

Nr.	Prozess, Brennstoff	EB Zeile	Immissionsschutzrechtliche Zuordnung	Anlagenart [1)]	Wirtschaftsbereich	SWK	Datei-name	Kommentare, Erläuterungen
31	Wärmeerzeugung in GFA (Industrie-Kessel) des übr. Umwandlungsbereichs	40	13. BImSchV	FA	Sonstige Energieerzeuger	W	UEUM13	
36	Wärmeerzeugung in TA Luft-Anlagen (Industrie-Kessel) des Umwandlungsbereichs	40	TA Luft	FA	Sonstige Energieerzeuger	W	UEUMTA	

Tabelle 14: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen - Eisenschaffende Industrie

Nr.	Prozess, Brennstoff	EB Zeile	Immissionsschutzrechtliche Zuordnung	Anlagenart [1)]	Wirtschaftsbereich	SWK	Datei-name	Kommentare, Erläuterungen
54	Herstellung von Roheisen (Prozessfeuerung)	60	TA Luft	Hochofen	Eisenschaffende Industrie	W	INPFHO	
55	Herstellung von Sinter (Prozessfeuerung)	60	TA Luft	Sinteranlagen	Eisenschaffende Industrie	W	INPFSI	

[1)] DTKW = Dampfturbinenkraftwerke, GTKW = Gasturbinenkraftwerke, GT = Gasturbinen, GuD = Gas- und Dampfturbinenkraftwerke, GMKW = Gasmotorkraftwerke, DMKW = Dieselmotorkraftwerke, FHW = Fernheizwerke, FA = Feuerungsanlagen, PF = Prozessfeuerungen

3.1.1 Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung (1.A.1a)

3.1.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.1a)

CRF 1.A.1a					
Hauptquellgruppe		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2002- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Solid Fuels	l / t	CO_2	24,60 %	28,17 %	fallend
Gaseous Fuels	l / t	CO_2	1,48 %	2,57 %	steigend
Liquid Fuels	l / t	CO_2	0,68 %	0,43 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[10] (EF)	CS	CS	NO	NO	NO	CS	CS	CS	CS	CS
EF Unsicherheiten in %	< 3	+/-50	-	-	-	+/-50				
Unsicherheitenverteilung[11]	T	U	-	-	-	U				
Methode EF-Ermittlung[12]	CS	Tier 2	-	-	-	Tier 2				

Die Quellgruppe der öffentlichen Elektrizitäts- und Wärmeversorgung ist nach der Emissionshöhe und dem Trend eine Hauptquellgruppe.

Die Angaben für die Unsicherheit des Emissionsfaktors und deren statistische Verteilungsfunktion wurde vom Umweltbundesamt geschätzt. Die Zahlenwerte stützen sich auch auf eine persönliche Expertenmitteilung.

In der öffentlichen Elektrizitätsversorgung ist eine mit fossilen Brennstoffen betriebene elektrische Anlagenleistung von rund 75 GW installiert. Fast 90 % dieser Anlagenleistung sind Dampfturbinenkraftwerke, etwa 6 GW sind Gasturbinenkraftwerke, der Rest entfällt auf Motorkraftwerke. Von den Dampfturbinenkraftwerken werden 48 GW mit Stein- und Braunkohle betrieben. Alle Anlagen erzeugten im Jahr 1998 rund 313 TWh elektrische Energie, das sind 63 % der Stromerzeugung in der öffentlichen Versorgung.

Heizkraftwerke tragen zur öffentlichen Versorgung mit einer elektrischen Leistung von 10 GW bei. Ihre Wärmeleistung beträgt 29 GW. Sie erzeugten im Jahr 1998 rund 28 TWh Strom und 235 PJ Fernwärme. Ergänzt wird die Fernwärmeerzeugung durch Fernheizwerke mit einer Wärmeleistung von 21 GW. Sie lieferten knapp 64 PJ an das öffentliche Fernwärmenetz. Die Fernwärme in Fernheizwerken wird zu 56 % mit Erdgas, 13 % mit Stein- und Braunkohle, 15 % mit Abfallbrennstoffen und 13% aus Mineralölprodukten erzeugt.

3.1.1.2 Methodische Aspekte (1.A.1a)

Der Brennstoffeinsatz in Kraftwerken der öffentlichen Versorgung wird in der Energiebilanz in den Zeilen 11 (öffentliche Wärmekraftwerke) und 15 (Heizkraftwerke) angegeben, der Brennstoffeinsatz in Fernheizwerken ist in der Zeile 16 dargestellt.

Wie die Brennstoffeinsätze im Modul „*Bilanz der Emissionsursachen*“ (BEU) strukturiert sind, zeigt die Tabelle 9. Mit dieser Struktur kann der Sektor vollständig abgebildet werden.

Datengrundlage für die verwendeten Emissionsfaktoren ist der Bericht zum Forschungsvorhaben "Ermittlung und Evaluierung von Emissionsfaktoren für Feuerungsanlagen in Deutschland für die Jahre 1995, 2000 und 2010" (Rentz et al, 2002).

10 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
11 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
12 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model

Dieses Vorhaben ist ebenso Datengrundlage für die Emissionsfaktoren der Kapitel 3.1.2, 3.1.3 und 3.1.7, soweit dort Kraftwerke, Gasturbinen oder klassische Kesselfeuerungen zur Bereitstellung von Dampf, Heiß- und Warmwasser mitenthalten sind. Dieses Vorhaben wurde ausgeführt vom Deutsch-Französischen Institut für Umweltforschung (DFIU) an der Universität Karlsruhe und Anfang 2003 abgeschlossen. Ziel des Vorhabens war die Ermittlung und Evaluierung repräsentativer Emissionsfaktoren für die wesentlichen Luftschadstoffe aus genehmigungsbedürftigen Feuerungsanlagen in der Bundesrepublik Deutschland, gültig für die Jahre 1995, 2000 und 2010. Dies beinhaltet in erster Linie eine Analyse und Charakterisierung der Emittentenstruktur und der damit verknüpften Emissionsfaktoren für das Jahr 1995 und eine adäquate Fortschreibung dieser Daten für die Jahre 2000 und 2010. Systematisch werden auf diese Weise Emissionsfaktoren für die Stoffe SO_2, NO_X, CO, NMVOC, Staub und N_2O ermittelt. Dabei wird zwischen 12 Kohlenbrennstoffen, 4 flüssigen Brennstoffen, 7 gasförmigen Brennstoffen sowie Brennholz unterschieden. Darüber hinaus werden die verfügbaren Daten an Emissionsfaktoren weiterer Stoffe zusammengestellt; dazu gehören PAH, PCDD/F, As und Cd für genehmigungsbedürftige Feuerungsanlagen sowie CH_4 für Gasturbinen und genehmigungsbedürftige Feuerungsanlagen, die unter die TA Luft fallen.

Die Ermittlung von Emissionsfaktoren erfordert eine detaillierte Analyse des Anlagenparks hinsichtlich der eingesetzten Technologien und des bauartspezifischen Emissionsverhaltens. Dabei werden drei übergeordnete Quellgruppen gebildet: Großfeuerungsanlagen, Feuerungsanlagen im Geltungsbereich der TA Luft sowie Gasturbinen. Der Anlagenbestand wird hinsichtlich der emissionsbestimmenden Eigenschaften klassifiziert und die zugehörigen Emissionsfaktoren bestimmt. Diese sogenannten technikspezifischen Faktoren können dann in adäquater Weise aggregiert werden. Diese Datenbasis bildet weiterhin die Grundlage für eine Abschätzung künftiger Emissionen (Veränderung der Anteile der Anlagentypen am Anlagenpark). Aus dieser Vorgehensweise ergeben sich folgende Arbeitsschritte:

1. Charakterisierung des technikspezifischen Emissionsverhaltens der Feuerungsanlagen.
   In einem ersten Schritt werden die in Deutschland zum Einsatz kommenden Feuerungs- und Emissionsminderungstechniken kurz beschrieben und die emissionsbestimmenden Einflussfaktoren dargestellt. Ausgehend von dieser Charakterisierung werden für die verschiedenen Techniken, differenziert nach Größenklasse und Brennstofftyp, Emissionsfaktoren abgeleitet. Die gewählte Klassifikation orientiert sich dabei auch an den immissionsschutzrechtlichen Vorgaben, was eine Gegenüberstellung der abgeleiteten Emissionsfaktoren mit derzeit oder künftig geltenden Grenzwerten ermöglicht.

2. Analyse der Emittentenstruktur
   Die Emissionsberechnung erfordert Emissionsfaktoren, die den gleichen Bezug wie die zugehörigen Energieeinsatzdaten aufweisen. Letztere sind nach Quellgruppen gegliedert, die sich aus der nationalen Energiebilanz - vergleiche Kapitel 3.1- ableiten und sich nicht an den eingesetzten Feuerungstechniken orientieren. Als Quellgruppen bezeichnet und analysiert werden im Rahmen des Vorhabens: Öffentliche Energieversorgung (CRF 1A1a), Industriekraftwerke (CRF 1A1c bei Kraftwerken des Bergbaus, sonst CRF 1A2), Fernheizwerke (CRF 1A1a), Raffineriekraftwerke (CRF 1A1b), Industriefeuerungen (CRF 1A1c und 1A2) sowie Kleinverbraucher (CRF 1A4 und 1A5).

Bei der Analyse sind die Anteile der verschiedenen Techniken am Energieeinsatz zu ermitteln. Wesentliche Datenquellen hierfür sind die Kraftwerksdatenbank des DFIU, einschlägige Statistiken, Verbandsmitteilungen (VGB, VDEW, VIK), Betreiberangaben und Fachveröffentlichungen. Weiterhin wurden die von einigen Landesbehörden zur Verfügung gestellten Auszüge aus den Emissionserklärungen des Jahres 1996 diesbezüglich ausgewertet.

3. Aggregation der Emissionsfaktoren
   Auf der Grundlage der Anteile der einzelnen Techniken, die getrennt nach alten und neuen Bundesländern ermittelt wurden, werden die technikspezifischen Emissionsfaktoren zu quellgruppenspezifischen Faktoren aggregiert. Abschließend werden Faktoren für Deutschland insgesamt gebildet. Die quellgruppenspezifischen Faktoren untergliedern sich weiterhin nach Großfeuerungen, TA Luft Feuerungen und Gasturbinen sowie nach dem eingesetzten Brennstoff. Die aggregierten Emissionsfaktoren werden zunächst für das Bezugsjahr 1995 gebildet.

4. Projektionen für die Jahre 2000 und 2010
   Zur Beschreibung der fortschreitenden technischen Entwicklung werden wiederum technikspezifische Emissionsfaktoren bestimmt. Diese leiten sich aus der Charakterisierung fortschrittlicher Technologien ab. Eine Zunahme emissionsarmer Techniken an der Gesamtaktivität kann so über eine entsprechende Veränderung der Technologieanteile abgebildet werden. Als Rahmenbedingung für die Fortschreibung für das Jahr 2000 werden die geltenden immissionsschutzrechtlichen Regelungen herangezogen. Für das Bezugsjahr 2010 wird davon ausgegangen, dass die Anforderungen der novellierten TA Luft und der EU-Großfeuerungsanlagenrichtlinie umgesetzt sind.

Mit Hilfe der hier angewandten Methodik, ausgehend von der Emissionscharakteristik der eingesetzten Feuerungstechnik schrittweise zu aggregierten Faktoren auf unterschiedlicher regionaler und quellgruppenspezifischer Ebene zu gelangen, können die benötigten Faktoren in transparenter Weise gebildet werden.

Die gewählte Methodik zur Ableitung der Emissionsfaktoren für ein gegebenes Bezugsjahr ist in der nachfolgenden Abbildung 18 dargestellt.

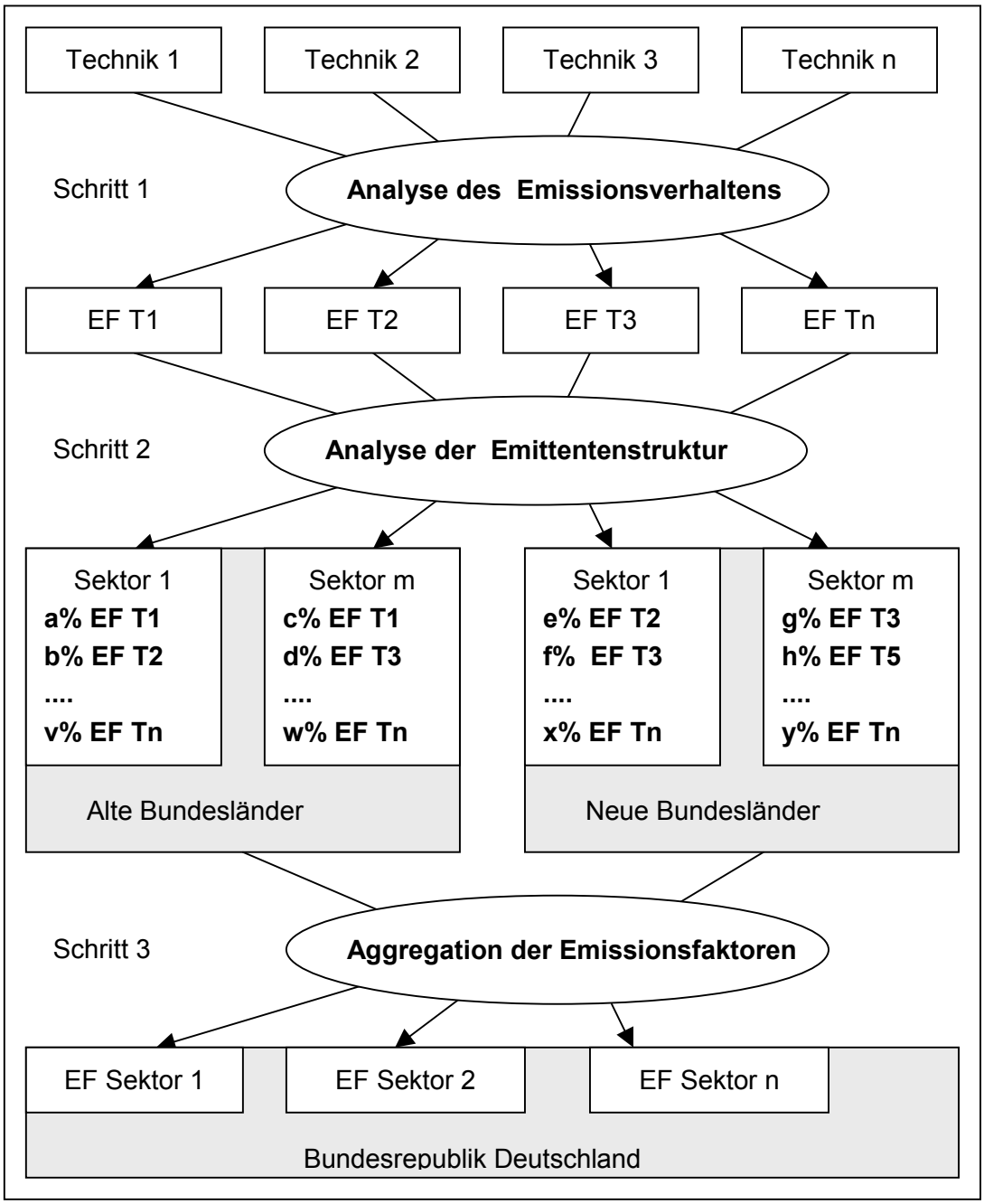


Abbildung 18: Methodik der Emissionsfaktorenberechnung

Die Herkunft und Qualität der Daten wird im Vorhabensbericht (Rentz et al, 2002) eingehend beschrieben. Ein großer Teil der Daten entstammt den Emissionserklärungen der Bundesländer Baden-Württemberg, Brandenburg, Nordrhein-Westfalen und Thüringen für das Jahr 1996. Die darin angegebenen jährlichen Frachten beruhen dabei je nach Schadstoff entweder auf Messergebnissen einer kontinuierlichen Überwachung, auf Einzelmessungen oder auf einer Rechnung auf der Basis physikalischer Gesetzmäßigkeiten, Massenbilanzen oder Emissionsfaktoren. Am Beispiel der Emissionserklärungen des Landes Baden-Württemberg wird exemplarisch analysiert, für welche Feuerungsarten und Schadstoffe welche Ermittlungsart überwiegt. Dies erlaubt im Anschluss eine Einordnung der Qualität der Datengrundlage für die abgeleiteten technikspezifischen Emissionsfaktoren. Gleichzeitig verdeutlicht die Darstellung die Vorgehensweise bei der Datenauswertung.

Soweit eine ausreichende Anzahl von Daten einer Quellengruppe zur Verfügung steht, wird der Wertebereich über den Median sowie das Perzentil bei 25 % und 75 % charakterisiert[13]. Daraus erhält man eine robuste Schätzung, die, anders als bei der Charakterisierung über den Mittelwert, durch Extremwerte nicht verzerrt wird. Um grundsätzlich die Streuung der Werte zu beschreiben, werden auch die Perzentile bei 5 % und 95 % aufgeführt. Vergleichbare Auswertungen nach Perzentilen erfolgten ebenfalls für die Emissionserklärungen der anderen Bundesländer.

Nachfolgend wird zwischen gemessenen Daten (kontinuierliche Messung oder Einzelmessung) und solchen Daten unterschieden, die auf Rechnung oder Emissionsfaktoren beruhen. Bei der Auswertung werden die Einzeldaten daher zunächst nach Messdaten (M) und Annahmen (A) klassifiziert. Dieser allgemeine Überblick gliedert sich wiederum in Großfeuerungsanlagen, TA Luft Feuerungsanlagen und Gasturbinen. Diese werden weiterhin hinsichtlich der Erklärungspflicht unterteilt in verkürzt (K) und vollständig (V) zu erklärende Anlagen. Für jede der drei Anlagengruppen wird exemplarisch am Beispiel der Daten von Baden-Württemberg eine nach Messdaten und Annahmen getrennte Auswertung und Ableitung von Emissionsfaktoren vorgenommen.

Die Tabelle 15 fasst die berücksichtigten Anlagenarten nochmals nach 4. BImSchV-Nummer und Erklärungsart zusammen.

Tabelle 15: Anlagentypen nach Anhang der 4.BImSchV

Kennung	**GROßFEUERUNGSANLAGEN**	**Erklärungsart**
1 01 1	Kraftwerke ≥ 50 MW für feste, flüssige und gasförmige Brennstoffe	V
1 02A 1	Feuerungsanlagen ≥ 50 MW für feste und flüssige Brennstoffe	V
1 02B 1	Feuerungsanlagen ≥ 50 MW für gasförmige Brennstoffe	V
Kennung	**TA LUFT ANLAGEN**	**Erklärungsart**
1 02A 2	Feuerungsanlagen 1 - < 50 MW feste und flüssige Brennstoffe (außer Heizöl EL)	V
1 02B 2	Feuerungsanlagen 5 - < 50 MW Heizöl EL	K
1 02C 2	Feuerungsanlagen 10 - < 50 MW für Erdgas Feuerungsanlagen 10 - < 50 MW außer Erdgas	K V
1 03 1	Feuerungsanlagen > 1 MW andere Brennstoffe	V
Kennung	**GASTURBINENANLAGEN**	**Erklärungsart**
1 05 1	Gasturbinen ≥ 50 MW für Erdgas Gasturbinen ≥ 50 MW außer Erdgas	K V
1 05 2	Gasturbinen < 50 MW für Erdgas Gasturbinen < 50 MW außer Erdgas	K V

Bei den Analysen werden die Emissionsdaten nach Feuerungstechnik differenziert. Hierfür gibt Tabelle 16 einen Überblick über die Technologieeinteilung nach der Art/Typ Klassifikation. Dabei umfassen die Kategorien 110 bis 118 im Wesentlichen feste Brennstoffe, 120 bis 125 flüssige Brennstoffe und 130 bis 132 gasförmige Brennstoffe.

13 Für den gesamten Wertebereich einer Variablen X lässt sich mit Hilfe der Summenhäufigkeitsverteilung abschätzen, welcher Anteil aller Untersuchungseinheiten maximal einen Wert x aufweist. Diesen Wert bezeichnet man als *Quantil* (engl.: quantile) bzw. bei Verwendung von prozentualen Anteilen als *Perzentil* (engl.: percentile). Das bekannteste Perzentil, das die untere Hälfte aller Werte von der oberen trennt, ist das 50% Perzentil, der sogenannte *Median*. Das 25 und 75% Perzentil schneiden das untere und das obere Viertel der Verteilung ab. Man bezeichnet sie daher auch als untere und obere *Quartile* bzw. als erstes und drittes Quartil (der Median ist quasi das zweite Quartil).

Tabelle 16: Klassifikation der Quellen nach Feuerungstyp

Technologie	
Art/Typ	**Typ Bedeutung**
110	Feuerungen für feste Brennstoffe / Abfälle
111	Füllschachtfeuerungen
112	Feuerung mit Wurfbeschickung
113	Feuerung mit pneumatischer Beschickung
114	Unterschubfeuerung
115	Feuerung mit mechanisch bewegtem Rost
116	Staubfeuerung mit trockenem Ascheabzug
117	Staubfeuerung mit flüssigem Ascheabzug
118	Wirbelschichtfeuerung
120	Feuerungen für flüssige Brennstoffe / Abfälle
121	Mit Verdampferbrenner
122	Mit Druckzerstäubungsbrenner
123	Mit Dampfzerstäubungsbrenner
124	Mit Drehzerstäubungsbrenner
125	Mit Luftzerstäubungsbrenner
130	Feuerungen für gasförmige Brennstoffe / Abfälle
131	Mit atmosphärischem Gasbrenner
132	Mit Gasgebläsebrenner
141	Mehrstofffeuerungen
142	Mischfeuerungen
815	Gasturbinen

3.1.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.1a)

Im Rahmen des Forschungsvorhabens 202 42 266 (UBA, 2004), das der Umsetzung der Anforderungen aus den Good Practice Guidance bei der Inventarerstellung dient, erfolgt derzeit eine systematische Bestimmung von Unsicherheiten (siehe Kapitel 1.7). Für die Aktivitätsdaten im Bereich Energie sind diese Arbeiten noch nicht abgeschlossen, so dass entsprechende Angaben erst zu einem späteren Zeitpunkt gemacht werden können.

Aspekte der Zeitreihenkonsistenz zu den Energiedaten werden in Kapitel 13.6 behandelt.

Im Rahmen des in Kapitel 3.1.1.2 erläuterten DFIU-Forschungsvorhabens wurde die Unsicherheit der ermittelten Emissionsfaktoren evaluiert.

3.1.1.3.1 Methodik zur Bestimmung der Unsicherheiten der Emissionsfaktoren

Die Unsicherheit von Emissionsdaten beruht auf mehreren Ursachen. Dies sind die *Genauigkeit*, d.h. zufällige und systematische Fehler im Rahmen einer Emissionsmessung sowie die Vollständigkeit der Datenbasis hinsichtlich fehlender Messungen. Hinzu kommt die *Variabilität* der Emissionen. Hier ist zu unterscheiden zwischen der Variabilität der Emission einer Anlage innerhalb des Betrachtungszeitraumes („intra-plant variability“) und dem unterschiedlichen Emissionsverhalten der verschiedenen betrachteten Quellen („inter-plant variability“).

Bei der Berechnung von Emissionen mit Hilfe von Emissionsfaktoren kommen weitere Quellen möglicher Unsicherheiten hinzu. Im Rahmen der GPG, Kapitel 6, werden jeweils an die Datenverfügbarkeit angepasste Methoden vorgeschlagen:

Beim Vorliegen *kontinuierlicher Messungen* sollten Unsicherheiten über die direkte Bestimmung statistischer Kennzahlen wie Standardabweichung und 95%-Vertrauensbereich charakterisiert werden.

Bei der Ermittlung *anlagenspezifischer Emissionsfaktoren* sollten vor Ort verfügbare Messwerte herangezogen werden. Hinzu kommt das Einbeziehen von Sonderbetriebszuständen (An- und Abfahrvorgänge) und Lastwechseln sowie eine Überprüfung der Repräsentativität verfügbarer Messdaten im Hinblick auf das Emissionsverhalten der Anlage.

Bei der Verwendung von *Emissionsfaktoren aus der Literatur* sollten alle dort gemachten Angaben zur Datenqualität genutzt werden. Weiterhin ist die Übertragbarkeit zu prüfen, inwieweit der Emissionsfaktor für die Situation im Untersuchungsgebiet repräsentativ ist. Ist dies nicht gegeben, sollte vielmehr eine Expertenschätzung vorgenommen werden.

Auf die Verwendung von *Expertenschätzungen* wird grundsätzlich verwiesen, wenn verfügbare empirische Daten für eine Quantifizierung nicht ausreichen.

Im Leitfaden zur Angabe der Unsicherheit beim Messen (DIN, 1995) wird folgende systematische Vorgehensweise empfohlen, wenn die Anzahl der Beobachtungen nicht ausreicht, um über Mittelwertbildung und die Bestimmung der Standardabweichung zu einem aussagefähigen Ergebnis zu kommen:

Auf der Basis der verfügbaren Information werden Schranken (obere und untere Grenze a_+ bzw. a_-) für den zu ermittelnden Wert X_i bestimmt. Liegen keine speziellen Kenntnisse zu möglichen Werten von X_i innerhalb dieses Bereichs vor, so muss davon ausgegangen werden, dass etwa die gleiche Wahrscheinlichkeit besteht, was einer Gleich- bzw. Rechteckverteilung möglicher Werte entspricht. Dann liegt der Erwartungswert x_i in der Mitte des geschätzten Bereichs. Für die zugehörige Varianz gilt:

$$u^2(x_i) = (a_+ - a_-)^2 / 12 \quad (A1)$$

Physikalisch realistischer ist es häufig, dass Werte um den Mittelpunkt des Bereichs eine höhere Wahrscheinlichkeit aufweisen, als Werte in der Nähe der Schranken. Damit gelangt man zur Annahme einer symmetrischen Trapezverteilung mit einer unteren Grundlinie der Länge a+ - a- (= 2a) und einer oberen Grundlinie der Länge 2aβ mit $0 < \beta < 1$. Für $\beta = 0$ ergibt sich eine Dreieckverteilung. Für die zugehörige Varianz gilt:

$$u^2(x_i) = a^2 (1 + \beta^2) / 6$$

Die geschätzte Standardabweichung u berechnet sich entsprechend als die positive Quadratwurzel von u^2.

Eine Grobschätzung der Standardabweichung von angenähert normalverteilten Werten kann auch über den Interdezilbereich durchgeführt werden [Sachs 1992]. Annähernd gilt:

$$u \approx 0{,}39 (DZ_9 – DZ_1), \quad (A2)$$

wobei DZ_9 und DZ_1 für das 90- bzw. 10-Perzentil stehen.

Die IPCC-Richtlinien empfehlen zur Angabe der Unsicherheit den 95%-Vertrauensbereich, der mit dem 2-fachen Wert der Standardabweichung angenähert werden kann. Um zur Angabe eines relativen Fehlers zu kommen, ermittelt man den Anteil von 2u am Wert X_i. Bei einer multiplikativen Verknüpfung von mit Unsicherheiten behafteten Größen, die unabhängig voneinander sind, berechnet sich die *kombinierte Standardabweichung* als die positive Quadratwurzel der Summe der Varianzen. Diese Näherung gilt gemäß GPG, solange die relative Standardabweichung einer Komponente den Wert von 30 % nicht überschreitet.

$$u_{gesamt} = \sqrt{u_1^2 + u_2^2 + ... + u_n^2} \qquad \text{(A3)}$$

3.1.1.3.2 Quantifizierung der Unsicherheiten der Emissionsfaktoren für Feuerungsanlagen

Für die Ableitung der Emissionsfaktoren stehen für Deutschland je nach Schadstoff und Quellgruppe jeweils unterschiedlich umfangreiche Daten zur Verfügung, auf deren Basis die damit verknüpften Unsicherheiten ermittelt werden können. Die Einordnung erfolgt entsprechend den im Bericht gebildeten Obergruppen Großfeuerungen, TA Luft Feuerungen und Gasturbinen. Dabei wird zunächst die Unsicherheit der technikspezifischen Faktoren bewertet. Weiterhin ist die Unsicherheit zu berücksichtigen, die aus der Aggregation dieser Faktoren für die verschiedenen Quellgruppen resultiert, anhand derer die Emissionsberechnung erfolgt. Schließlich muss die Unsicherheit bei der Fortschreibung der Emissionsfaktoren für die Jahre 2000 und 2010 berücksichtigt werden.

Die genannten Ansätze A1 und A2 zur Ermittlung der Standardabweichung bzw. von 2u wurde anhand von Beispielen überprüft, für die eine vergleichsweise große Anzahl von Einzeldaten vorliegt (30 – 70) und so die Standardabweichung der Stichprobe rechnerisch bestimmt werden kann.

Beispiel: NO_X-Emissionen aus Großfeuerungen (Braunkohle)

Neue Bundesländer

Stichprobe: n = 77;

DZ_1: 68,4 g/GJ; Quartil 25%: 113,5 g/GJ; Median: 134 g/GJ; Mittelwert: 135,6 g/GJ;

Quartil 75%: 154,5 g/GJ; DZ_9: 187,7 g/GJ.

Berechnete Standardabweichung u = 45,3 g/GJ (relativer Fehler 67,6 %)

Schätzung von u nach A1: 46,9 g/GJ (69,9 %)

Schätzung von u nach A2: 46,4 g/GJ (69,2 %)

Alte Bundesländer

Stichprobe: n = 30;

DZ_1: 67,5 g/GJ; Quartil 25%: 70,6 g/GJ; Median: 74 g/GJ; Mittelwert: 72,6 g/GJ;

Quartil 75%: 75,9 g/GJ; DZ_9: 77,7 g/GJ.

Berechnete Standardabweichung u = 6,1 g/GJ (relativer Fehler 16,6 %)

Schätzung von u nach A1: 5,3 g/GJ (14,3 %)

Schätzung von u nach A2: 4 g/GJ (10,8 %)

Die untersuchten Beispiele haben gezeigt, dass gerade bei kleineren Stichproben die Schätzung über A1 eine bessere Übereinstimmung mit der berechneten Standardabweichung ergibt, als die Schätzung über A2. Als obere und untere Grenze wurden dabei die Quantile bei 5 % und bei 95 % eingesetzt. Bei noch kleineren Stichproben ergeben sich bei der herkömmlichen Berechnung höhere Werte für die Standardabweichung. Im Gegensatz zur Beurteilung der Richtigkeit einer Messung geht es bei der Ermittlung von Emissionsfaktoren vielmehr um eine Bewertung der Robustheit des Ergebnisses. Bei der tatsächlichen Emissionsberechnung tritt teilweise eine Kompensation auf durch das

gleichzeitige Über- und Unterschätzen innerhalb der Gesamtheit der Quellen. So ist bei dem aufgeführten Beispiel a) eine weite Streuung der einzelnen Faktoren zu beobachten, die Anteile der höheren Emissionsfaktoren an den Aktivitäten sind jedoch geringer. Betrachtet man die Stichprobe als vollständige Erhebung, so resultiert für die beobachtete Emission ein Faktor von 119 g/GJ, was einer Abweichung vom Median von 15 g/GJ entspricht.

Um die Robustheit der Emissionsberechnung zu charakterisieren, führt die Berücksichtigung der gesamten Bandbreite der Faktoren voraussichtlich zu einer Überbewertung der tatsächlichen Unsicherheit. Zur Schätzung der oberen und unteren Bereichsgrenze werden daher das obere und untere Quartil verwendet. Im Falle von Beispiel a) resultiert daraus ein relativer Fehler von 18 %. Dies entspricht auch der Größenordnung, die in anderen Untersuchungen für die Unsicherheit von NO_X-Emissionsfaktoren aus der Energieumwandlung abgeschätzt wurden.

Zur Evaluierung der Unsicherheit der vorgeschlagenen Emissionsfaktoren wird auf der Basis der erhobenen Einzeldaten das obere (a_+) und das untere Quartil (a_-) bestimmt und nach Gleichung (A1) die Standardabweichung u abgeschätzt. Die relative Unsicherheit berechnet sich entsprechend als $2u/X_i$. Diese Vorgehensweise wird zunächst für die Bestimmung der Unsicherheiten der technikspezifischen Faktoren gewählt. Anschließend werden sie mit jener Unsicherheit verknüpft, die sich aus der Aggregation zu quellgruppenspezifischen Faktoren ergibt.

Bei der Aggregation der technikspezifischen Faktoren zu quellgruppenspezifischen Faktoren werden die erstgenannten nach ihrem Anteil an der Emittentenstruktur gewichtet und addiert. Vereinfachend wird auch bei der Verknüpfung der relativen Fehler eine solche Gewichtung vorgenommen.

3.1.1.3.3 Ergebnis für N_2O

N_2O unterliegt in Deutschland nur in Ausnahmefällen der Überwachung; aus diesem Grunde liegen keine regelmäßigen Messdaten vor. Allerdings wurde das Emissionsverhalten bei Einsatz von Stein- und Braunkohlen, insbesondere bei Einsatz in Wirbelschichtfeuerungen, in den letzten 15 Jahren gezielt untersucht. Daher lagen ausreichend Messdaten vor, die eine systematische Erhebung von N_2O-Emissionsfaktoren im Forschungsvorhaben ermöglichten.

Die Einzelbewertungen der Unsicherheiten der N_2O-Emissionsfaktoren aus dem Forschungsvorhaben 299 43 142 (Rentz et al, 2002) sind in den Excel-Tabellen für den Transfer der Emissionsfaktoren in die ZSE-Datenbank des Umweltbundesamtes enthalten; für die Kraftwerke sind sie darüber hinaus im Abschlußbericht dargestellt. Die große Mehrzahl der Werte für die relative Unsicherheit liegt im Bereich zwischen 0,6 und 0,9. Im Zuge einer aktuell durch den Forschungsnehmer vorgenommenen Expertenschätzung nach Tier 1 GPG, Kap. 6, wurde für die prozentuale Unsicherheit im CRF-Bereich 1.A.1a (und ebenso in den Bereichen 1.A.1b, 1.A.1c und 1.A.2) eine obere Grenze von +/- 50 % angegeben (Anmerkung: bei Angabe von +/- -Bereichen ist der Wert durch 2 zu teilen, vergleiche GPG, Kapitel 6, S. 6.14); dabei wird - in Übereinstimmung mit der gewählten Rechenmethode - von einer uniformen Verteilung der Unsicherheiten ausgegangen.

3.1.1.3.4 Ergebnis für CH_4

Feuerungsanlagen unterliegen hinsichtlich CH_4–Emissionen in Deutschland nicht der Überwachung; aus diesem Grunde liegen keine systematischen Messdaten vor. Herangezogen wurden daher die in Deutschland und der Schweiz verfügbaren Einzelinformationen. Infolge dieser eingeschränkten Datenlage wurde im Forschungsvorhaben von einer systematischen Zuordnung zu den dort behandelten Quellgruppen (vergleiche Kapitel 3.1.1.2) abgesehen.

Im Zuge einer aktuell durch den Forschungsnehmer vorgenommenen Expertenschätzung gemäß Tier 1 des GPG, Kapitel 6, wurde für die prozentuale Unsicherheit im CRF-Bereich 1.A.1a (und ebenso in den Bereichen 1.A.1b, 1.A.1c und 1.A.2) eine obere Grenze von +/- 50 % geschätzt; dabei wird - ebenso wie bei N_2O - von einer uniformen Verteilung der Unsicherheiten ausgegangen.

3.1.1.3.5 Zeitreihenkonsistenz der Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren für N_2O wurden im Rahmen des o.g. Forschungsvorhabens für den Zeitpunkt 1995 (Bezugsjahr) ermittelt und auf dieser Grundlage für die Jahre 2000 und 2010 fortgeschrieben. Danach ergeben sich in der Zeit von 1995 bis 2002 bei den meisten dieser Emissionsfaktoren keine Veränderungen. Lediglich beim Einsatz von Gasturbinen (Erdgas, leichtes Heizöl) wurde eine leichte Abnahme bei den N_2O-Emissionsfaktoren prognostiziert. Dies ist auf einen Mitnahmeeffekt der bei neueren Gasturbinen zur Erzielung eines höheren Wirkungsgrades vorliegenden höheren mittleren Gasturbineneintrittstemperaturen zurückzuführen. Auf die Höhe der N_2O-Gesamtemissionen im betrachteten CRF-Bereich haben diese Änderungen jedoch keinen signifikanten Einfluss.

Die Zeitreihen zwischen 1995 und 2002 wurden vor diesem Hintergrund geprüft und insgesamt als konsistent bewertet. Für den Zeitraum von 1990 bis 1994 steht eine quellenspezifische Überprüfung der N_2O-Emissionsfaktoren im Hinblick auf Konsistenz mit den Werten ab 1995 noch aus.

Die Zeitreihen der CH_4-Emisisonsfaktoren für die Jahre 1995 bis 2002 wurden ebenfalls geprüft und als in sich konsistent bewertet. Auf eine Konsistenz-Überprüfung der Werte für den Zeitraum von 1990 bis 1994 mit den Werten ab 1995 wurde verzichtet, da vorgesehen ist, die Ergebnisse der Qualitätssicherungsmaßnahmen aus Kapitel 3.1.1.4 auf den gesamten Zeitbereich 1990 bis 2002 anzuwenden. Die Übernahme von geänderten Werten in das Inventar erfolgt zum nächsten Berichtszyklus.

3.1.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.1a)

Da die Inventare grundsätzlich auf den von der AG Energiebilanzen erstellten Energiebilanzen für Deutschland aufbauen, erfolgt die Qualitätssicherung, -kontrolle und Verifizierung für die Energieeinsätze durch die Prüfung der Energiebilanz auf Vollständigkeit und Plausibilität. In der Folge ergeben sich Umbuchungen von Brennstoffeinsatzmengen innerhalb der Energiebilanz sowie Ergänzungen von Energieeinsätzen, die nicht in der Energiebilanz ausgewiesen sind, wie beispielsweise der Brennholzeinsatz in den Quellgruppen Haushalte und Kleinverbrauch bzw. Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (vgl. Kapitel 13.3, 13.5.1, 13.5.2, 13.6.1, 13.7, 3.1.18).

Die qualitätssichernden Maßnahmen zu den Emissionsfaktoren von Feuerungsanlagen im Rahmen eines Forschungsvorhabens (Rentz et al, 2002) sind in der Methodikbeschreibung im Kapitel 3.1.1.2 hinter der Abbildung 18 dargestellt. Die Datenqualität des Inventars bezüglich der N_2O-Emissionsfaktoren konnte durch Übernahme der N_2O-Emissionsfaktoren des Forschungsvorhabens eindeutig verbessert werden. Weniger eindeutig stellte sich die Situation für CH_4 dar, wie in Kapitel 3.1.1.3 beschrieben; daher wurden im Rahmen einer von Fachleuten des Umweltbundesamtes durchgeführten Qualitätsprüfung gemäß GPG Kapitel 2.2.3 die ermittelten länderspezifischen Emissionsfaktoren für CH_4 mit den Tier 2 -Default-Emissionsfaktoren (Table 1-15) des IPCC-Reference -Manuals verglichen. Ziel der Prüfung war es, zu entscheiden, ob die DFIU-Daten oder die Tier-2-Default-Werte in das Inventar übernommen werden sollten. In der Prüfung stellte sich heraus, dass für Kesselfeuerungen die vorhandenen Tier-2-Default-Werte im Mittel geringer ausfallen als die länderspezifischen Emissionsfaktoren. Bei erdgasbetriebenen Gasturbinen weist der IPCC-Default-Wert dagegen einen deutlich höheren Wert aus. Von größerer Bedeutung war jedoch die Erkenntnis, dass die Tabelle 1-15 des Reference Manuals recht lückenhaft ist; so listet die Tabelle zum Beispiel für den in Deutschland bedeutsamen Bereich der Braunkohlefeuerungen keinen einzigen CH_4-Wert aus; im Bereich der gasförmigen Brennstoffe wird lediglich für Erdgas, nicht aber für weitere Gase ein Wert gelistet. Hinzu kommen Inkonsistenzen innerhalb des Reference Manuals zwischen den Tabellen 1-15 und 1-16 (vergleiche hierzu Kapitel 3.1.7.4). Dies alles führte zu der Experteneinschätzung, dass die Übernahme der DFIU-Werte klar zu präferieren ist, da dies insbesondere im Hinblick auf Vollständigkeit und Konsistenz eindeutig die größere Inventarqualitätsverbesserung bringt. Nach Einschätzung der Experten sind das Vorgehen und die Werte dem Tier 2 - Ansatz zuzuordnen.

3.1.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.1a)

Quellenspezifische Rückrechnungen für die Energiedaten sind aufgrund von Datenaktualisierungen in der Energiebilanz sowie aufgrund von Methodenverbesserungen durchgeführt worden. Die Methodenverbesserungen erfolgten in enger Verzahnung mit der im Überprüfungsbericht für das Jahr 2003 (FCCC/WEB/IRI(3)/2003/DEU, S. 3, Anstrich 8) geforderten Methodendokumentation im Energiesektor, die mit Vorlage des NIR 2004 deutlich verbessert, jedoch noch nicht abgeschlossen werden konnte. Eine Dokumentation von Rückrechnungen wird erst auf der Basis dieser Methodendokumentation erfolgen können, also mit der Berichterstattung 2005.

Für den Zeitraum von 1995 bis 2002 wurden die N_2O-Emisisonen durch Einsatz der Emissionsfaktoren aus dem in Kapitel 3.1.1.2 beschriebenen Forschungsvorhaben neu berechnet. Für die Zeit zwischen 1990 und 1994 ist die quellenspezifische Überprüfung der N_2O-Emissionsfaktoren sowie die Rückrechnung der Emissionsfaktoren für CH_4 und N_2O derzeit noch nicht abgeschlossen (siehe Kapitel 3.1.1.3).

3.1.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.1a)

Bis zum nächsten Berichtszyklus ist vorgesehen, die N_2O-Emissionsfaktoren für die Zeit zwischen 1990 und 1994 zu überprüfen; die überprüften Werte werden dann in das ZSE eingepflegt und erlauben dann eine entsprechende Rückrechnung der Emissionen für diesen Zeitraum. Ebenso ist vorgesehen, die Einpflegung der bereits überprüften CH_4-

Emissionsfaktoren in das ZSE und die Rückrechnung der CH_4-Emissionen für den Zeitbereich 1990 bis 2002 ebenfalls bis zum nächsten Berichtszyklus durch zu führen.

Weiterhin ist vorgesehen, die vom DFIU entworfene Methodik zur Prognose von Emissionsfaktoren weiterzuentwickeln. Mit der Fortschreibung sollen dann die auf der Grundlage der Emissionsfaktoren von 1995 ermittelten Prognosewerte für die Jahre 2000 und 2010 überprüft und gegebenenfalls angepasst werden. Ziel der Weiterentwicklung ist es, den zeitlichen Verlauf der tatsächlichen sich im Anlagenpark vollziehenden Anlagenerneuerung sowie der Anpassung der Anlagen an verschärfte Anforderungen zur Emissionsbegrenzung methodisch besser abbilden zu können. Diese Arbeiten sollen ab dem Jahr 2004 starten.

Längerfristig ist vorgesehen, das N_2O- und CH_4-Emissionsverhalten von Gasturbinen durch Messungen und/oder durch systematische Untersuchungen genauer als bisher zu bestimmen. Anlass hierfür bieten nicht nur die in den Kapiteln 3.1.1.3 und 3.1.1.4 beschriebenen Sachverhalte, sondern auch die weiterhin zunehmende Bedeutung von Gasturbinen in der Energiewirtschaft, flankiert von den Klimaschutzmaßnahmen des Bundes (insbes. GuD-Anlagen, Kraft-Wärme-Kopplung). Ein Beginn dieser Verbesserungsmaßnahme steht noch nicht fest.

3.1.2 Mineralölraffinerien (1.A.1b)

3.1.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.1b)

CRF 1.A.1b					
Hauptquellgruppe		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2002- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Liquid Fuels	l / t	CO_2	1,29 %	1,83 %	steigend
Solid Fuels	t	CO_2	0,19 %	0,05 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[14] (EF)	CS	CS	NO	NO	NO	CS	CS	CS	CS	CS
EF Unsicherheiten in %	< 1	+/- 50	-	-	-	+/- 50				
Unsicherheitenverteilung[15]	U	U	-	-	-	U				
Methode EF-Ermittlung[16]	CS	Tier 2	-	-	-	Tier 2				

Die oben angegebenen Werte gelten für Raffineriekraftwerke (Teil der Quellgruppe 1.A.1b).

Die Quellgruppe der Mineralölraffinerien ist nach der Emissionshöhe und dem Trend für flüssige Brennstoffe und bezogen auf feste Brennstoffe dem Trend nach eine Hauptquellgruppe.

Die Angaben für die Unsicherheit des Emissionsfaktors und deren statistische Verteilungsfunktion wurde vom Umweltbundesamt geschätzt. Die Zahlenwerte stützen sich auch auf eine persönliche Mitteilung, Herr Struschka (IVD).

Die Rohöldestillationskapazität der deutschen Mineralölraffinerien betrug im Jahr 1998 rund 110 Mt. In diesem Zeitraum werden 108 Mt Rohöl und außerdem Zwischenprodukte zur Weiterverarbeitung eingesetzt. Die Erzeugung an Mineralölprodukten betrug insgesamt

14 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
15 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
16 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model

117 Mt, davon 52 Mt Kraftstoffe, 33 Mt Heizöle, 10 Mt Naphtha und 22 Mt entfielen auf andere Produkte.

Die Raffinerien betreiben Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung von etwa 0,8 GW und einer Feuerungswärmeleistung von 4 GW. Diese Kraftwerke erzeugten 5 TWh an elektrischer Arbeit. Diese Anlagen koppeln auch Prozesswärme zu Produktionszwecken aus. Außerdem wird aus Prozessfeuerungen mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 7 GW Prozesswärme bereitgestellt.

3.1.2.2 Methodische Aspekte (1.A.1b)

Für die *Bilanz der Emissionsursachen* (BEU) wurde der Brennstoffeinsatz der Raffineriekraftwerke aus den Angaben der Energiebilanz (Zeile 12) herausgerechnet und der Brennstoffeinsatz für die Kraftwerke zur Wärmeerzeugung und für die Prozessfeuerung, die beide gemeinsam in Zeile 38 ausgewiesen sind, getrennt. Die Anlagenstruktur im Modell BEU zeigt die Tabelle 12 (Raffinerien).

Die Emissionsfaktoren für Raffineriekraftwerke sind dem Forschungsvorhaben "Ermittlung und Evaluierung von Emissionsfaktoren für Feuerungsanlagen in Deutschland für die Jahre 1995, 2000 und 2010" entnommen. Dieses Vorhaben ist ebenso Datengrundlage für die Emissionsfaktoren der Kapitel 3.1.1, 3.1.3 und 3.1.7 soweit dort Kraftwerke, Gasturbinen oder klassische Kesselfeuerungen zur Bereitstellung von Dampf, Heiß- und Warmwasser mitenthalten sind. Dieses Vorhaben wurde ausgeführt vom Deutsch-Französischen Institut für Umweltforschung (DFIU) an der Universität Karlsruhe und Anfang 2003 abgeschlossen. Eine ausführliche Beschreibung der Vorgehensweise ist dem Kapitel 3.1.1.2 zu entnehmen. Für die Prozesswärme bereitstellenden Unterfeuerungen liefert das zitierte Vorhaben keine Emissionsfaktoren. Ersatzweise werden daher für Unterfeuerungen dieselben Werte für N_2O und CH_4 gewählt, die auch für Raffineriekraftwerke angesetzt werden.

3.1.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.1b)

Die Vorgehensweise bei der Ermittlung der Unsicherheiten ist in Kapitel 3.1.1.3 beschrieben.

3.1.2.3.1 Ergebnis für N_2O

N_2O unterliegt in Deutschland nur in Ausnahmefällen der Überwachung; aus diesem Grunde liegen keine regelmäßigen Messdaten vor. Die Einzelbewertungen der Unsicherheiten der N_2O-Emissionsfaktoren aus dem Forschungsvorhaben 299 43 142 (Rentz et al, 2002) sind in den Excel-Tabellen für den Transfer der Emissionsfaktoren in die ZSE-Datenbank des Umweltbundesamtes enthalten. Die Werte für die relative Unsicherheit liegen im Bereich von etwa 0,6. Im Zuge einer aktuell durch den Forschungsnehmer vorgenommenen Expertenschätzung nach Tier 1 GPG, Kap. 6, wurde für die prozentuale Unsicherheit im CRF-Bereich 1.A.1b (und ebenso in den Bereichen 1.A.1a, 1.A.1c und 1.A.2) eine obere Grenze von +/- 50 % angegeben (Anmerkung: bei Angabe von +/- -Bereichen ist der Wert durch 2 zu teilen, vergleiche GPG, Kapitel 6, S. 6.14); dabei wird - in Übereinstimmung mit der gewählten Rechenmethode - von einer uniformen Verteilung der Unsicherheiten ausgegangen.

3.1.2.3.2 Ergebnis für CH_4

Die Ergebnisse der Ermittlung der Unsicherheiten sind in Kapitel 3.1.1.3.4 beschrieben.

3.1.2.3.3 Zeitreihenkonsistenz der Emissionsfaktoren

Die Ergebnisse der Ermittlung der Zeitreihenkonsistenz sind in Kapitel 3.1.1.3.5 beschrieben.

3.1.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.1b)

Da die Inventare grundsätzlich auf den von der AG Energiebilanzen erstellten Energiebilanzen für Deutschland aufbauen, erfolgt die Qualitätssicherung, -kontrolle und Verifizierung für die Energieeinsätze durch die Prüfung der Energiebilanz auf Vollständigkeit und Plausibilität. In der Folge ergeben sich Umbuchungen von Brennstoffeinsatzmengen innerhalb der Energiebilanz sowie Ergänzungen von Energieeinsätzen, die nicht in der Energiebilanz ausgewiesen sind, wie beispielsweise der Brennholzeinsatz in den Quellgruppen Haushalte und Kleinverbrauch bzw. Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (vgl. Kapitel 13.3, 13.5.1, 13.5.2, 13.6.1, 13.7, 3.1.18).

Die qualitätssichernden Maßnahmen zu den Emissionsfaktoren von Feuerungsanlagen im Rahmen eines Forschungsvorhabens (Rentz et al, 2002) sind in der Methodikbeschreibung im Kapitel 3.1.1.2 dargestellt. Die Datenqualität des Inventars bezüglich der N_2O-Emissionsfaktoren konnte durch Übernahme der N_2O-Emissionsfaktoren des Forschungsvorhabens eindeutig verbessert werden. Weniger eindeutig stellte sich die Situation für CH_4 dar, wie bereits in Kapitel 3.1.1.3.4 beschrieben; daher wurden im Rahmen einer von Fachleuten des Umweltbundesamtes durchgeführten Qualitätsprüfung gemäß GPG Kapitel 2.2.3 die ermittelten länderspezifischen Emissionsfaktoren für CH_4 mit den Tier 2 -Default-Emissionsfaktoren (Table 1-15) des IPCC-Reference -Manuals verglichen. Ziel der Prüfung war es, zu entscheiden, ob die DFIU-Daten oder die Tier-2-Default-Werte in das Inventar übernommen werden sollten. In der Prüfung stellte sich heraus, dass für Kesselfeuerungen die vorhandenen Tier-2-Default-Werte im Mittel geringer ausfallen als die länderspezifischen Emissionsfaktoren. Bei erdgasbetriebenen Gasturbinen weist der IPCC-Default-Wert dagegen einen deutlich höheren Wert aus. Von größerer Bedeutung war jedoch die Erkenntnis, dass die Tabelle 1-15 des Reference Manuals recht lückenhaft ist; so listet die Tabelle im Bereich der gasförmigen Brennstoffe lediglich für Erdgas, nicht aber für weitere Gase wie z.B. Raffineriegas einen Wert auf. Auch fehlen Tier-2-Default-Werte für CH_4 den Einsatz von flüssigen Brennstoffen in Gasturbinen. Hinzu kommen Inkonsistenzen innerhalb des Reference Manuals zwischen den Tabellen 1-15 und 1-16 (vergleiche hierzu Kapitel 3.1.7.4). Dies alles führte zu der Experteneinschätzung, dass die Übernahme der DFIU-Werte klar zu präferieren ist, da sie insbesondere im Hinblick auf Vollständigkeit und Konsistenz eindeutig die größere Inventarqualitätsverbesserung bringt. Nach Einschätzung der Experten sind das Vorgehen und die Werte dem Tier 2 - Ansatz zuzuordnen.

3.1.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.1b)

Informationen zu quellenspezifischen Rückrechnungen können dem Kapitel 3.1.1.5 entnommen werden.

3.1.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.1b)

Bis zum nächsten Berichtszyklus ist vorgesehen, die N_2O-Emissionsfaktoren für die Zeit zwischen 1990 und 1994 zu überprüfen; die überprüften Werte werden dann in das ZSE eingepflegt und erlauben dann eine entsprechende Rückrechnung der Emissionen für diesen Zeitraum. Ebenso ist vorgesehen, die Einpflegung der bereits überprüften CH_4-

Emissionsfaktoren in das ZSE und die Rückrechnung der CH_4-Emissionen für den Zeitbereich 1990 bis 2002 ebenfalls bis zum nächsten Berichtszyklus durchgeführt.

Weiterhin ist vorgesehen, die vom DFIU entworfene Methodik zur Prognose von Emissionsfaktoren weiterzuentwickeln. Mit der Fortschreibung sollen dann die auf der Grundlage der Emissionsfaktoren von 1995 ermittelten Prognosewerte für die Jahre 2000 und 2010 überprüft und gegebenenfalls angepasst werden. Ziel der Weiterentwicklung ist es, den zeitlichen Verlauf der tatsächlichen sich im Anlagenpark vollziehenden Anlagenerneuerung sowie der Anpassung der Anlagen an verschärfte Anforderungen zur Emissionsbegrenzung methodisch besser abbilden zu können. Diese Arbeiten sollen ab dem Jahr 2004 starten.

Ferner soll mittelfristig das Emissionsverhalten der Prozesswärme bereitstellenden Unterfeuerungen ermittelt werden. Es steht jedoch noch nicht fest, ab wann diese Untersuchungen beginnen können.

Längerfristig ist vorgesehen, das N_2O- und CH_4-Emissionsverhalten von Gasturbinen durch Messungen und/oder durch systematische Untersuchungen deutlich genauer als bisher zu bestimmen. Anlass hierfür bieten nicht nur der im Kapitel 3.1.2.4 beschriebene Sachverhalt, sondern auch die Erwartung, dass im Raffineriebereich ähnlich wie in der übrigen Energiewirtschaft Gasturbinen zunehmend eingesetzt werden, flankiert von den Klimaschutzmaßnahmen des Bundes (insbes. GuD-Anlagen, Kraft-Wärme-Kopplung). Ein Beginn dieser Verbesserungsmaßnahme steht noch nicht fest.

3.1.3 Herstellung von festen Brennstoffen und sonstige Energieerzeuger (1.A.1c)

3.1.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.1c)

CRF 1.A.1c					
Hauptquellgruppe		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2002- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Solid Fuels	l / t	CO_2	3,65 %	1,82 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[17] (EF)	CS	CS	NO	NO	NO	CS	CS	CS	CS	CS
EF Unsicherheiten in %	< 5	+/-50	-	-	-	+/- 50				
Unsicherheitenverteilung[18]	U	U	-	-	-	U				
Methode EF-Ermittlung[19]	CS	Tier 2	-	-	-	Tier 2				

Die Quellgruppe 1.A.1c ist nach der Emissionshöhe und dem Trend eine Hautpquellgruppe.

Die obigen Angaben beziehen sich auf die Kraftwerke und die sonstigen Kesselfeuerungen zur Dampf-, Heiß- und Warmwasserbereitstellung in der Quellgruppe 1.A.1c.

Die Angaben für die Unsicherheit des Emissionsfaktors und deren statistische Verteilungsfunktion wurde vom Umweltbundesamt geschätzt. Die Zahlenwerte stützen sich auch auf eine persönliche Mitteilung, Herr Struschka (IVD).

17 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
18 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
19 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model

Diesem Bereich werden Stein- und Braunkohlenbergbau sowie die Kokereien und Brikettfabriken zugerechnet, außerdem die Gewinnung von Rohöl und Erdgas. Im deutschen Steinkohlenbergbau wurden 2002 26,1 Mt Steinkohle gefördert. Die Kokserzeugung betrug im gleichen Zeitraum 7,2 Mt. Die Herstellung von Steinkohlenbriketts und anderen Kohlenwertstoffen betrug zusammen weniger als 1 Mt. Dem Steinkohlenbergbau zuzurechnen ist eine elektrische Kraftwerksleistung von weniger als 3 GW mit einer Feuerungswärmeleistung von 7 GW. Die Wärmeerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung ist gering.

Im Jahr 2002 wurden in Deutschland 181,8 Mt Rohbraunkohle gefördert. Die Herstellung von Braunkohlenbriketts und anderen Braunkohlenprodukten betrug 5 Mt. Insbesondere zur Herstellung dieser Produkte betreibt der Braunkohlenbergbau Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung von 0,4 GW und einer Feuerungswärmeleistung von 2 GW. Aus diesen Anlagen wird Dampf zur Trocknung der Rohbraunkohle für die Herstellung der Braunkohlenprodukte ausgekoppelt.

Die deutsche Förderung von Erdöl betrug im Jahr 1998 knapp 3 Mt und die Erdgasförderung erreichte knapp 20.000 Mm³ (H_u = 31 736 kJ/m³). Der für den Betrieb der Anlagen erforderliche Brennstoffeinsatz ist in der Bilanz der Emissionsursachen (BEU) enthalten.

3.1.3.2 Methodische Aspekte (1.A.1c)

Die Datenstruktur für den Stein- und Braunkohlenbergbau in der *Bilanz der Emissionsursachen* zeigt die Tabelle 10.

Die Struktur der Erdölförderung in der BEU ist in Tabelle 12 wiedergeben.

Als Quelle für die Produktionsangaben wurde die Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland (3.1, Zeile 21; AGEB), die Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. und die Statistik des produzierenden Gewerbes (Produktion im Produzierenden Gewerbe; Fachserie 4, Reihe 3.1, Melde-Nr. 2310 10 330+350; DESTATIS) herangezogen.Quelle für die Brennstoffeinsätze ist die Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland (3.2 (Joule), Zeile 33; AGEB).

Als sonstige Quelle wurde Fichtner Beratende Ingenieure (Fichtner, 1982) herangezogen.

Das im Folgenden beschriebene Verfahren gilt derzeit für die Erstellung der Aktivitätsratenzeitreihen mit Raumbezug Deutschland ab 1995. Es ist zugleich der methodische Ausgangspunkt für die noch durchzuführenden Rekalkulationen der Zeitreihen für die alten und neuen Bundesländer 1990-1994.

Der Energieverbrauch bei der Steinkohleverkokung kann nicht unmittelbar der Energiebilanz, Zeile 33 (Eigenverbrauch der Kokereien), entnommen werden, da dieser nur eine Teilmenge der betreffenden Energiebilanzzeile ist. Zur Ermittlung der Aktivitätsraten wurde daher der Weg über spezifische Energieverbräuche gewählt. Aus der o.g. Studie (Fichtner, 1982) wurde für die Koksofenunterfeuerungen der Zechenkokereien ein durchschnittlicher Verbrauch von 2950 MJ Kokereigas pro t Koks ermittelt. Für Hüttenkokereien liegt dieser Wert wegen des dort zum Einsatz kommenden Gichtgases um 5 % höher und beträgt daher 3100 MJ pro t Koks. Da für Ortsgaswerke keine Angaben vorliegen, wird für diese Koksofenunterfeuerungen der spezifische Verbrauch der Zechenkokereien angesetzt.

Die verbindliche Basisgröße für die Ermittlung der Energieeinsätze ist der Umwandlungsausstoß der Kokereien gemäß Energiebilanz, Zeile 21, in 1000 t

Steinkohlenkoks. Nur für die Jahre, für die noch keine Energiebilanz vorliegt, wird hilfsweise auf die entsprechenden Angaben des Statistischen Bundesamts zurückgegriffen. Aus der Differenz von Steinkohlenkoksgesamtausstoß und Hüttenkoksproduktion gemäß Statistik der Kohlenwirtschaft errechnet sich die Produktion von Zechenkoks. Durch Multiplikation der Zechen- und Hüttenkoksproduktionsangaben mit den jeweiligen spezifischen Energieverbräuchen erhält man den auf Koksofenunterfeuerungen entfallenden Energieeinsatz in TJ. Der Verbrauch von Gichtgas gemäß Energiebilanz, Zeile 33, wird vollständig den Koksofenunterfeuerungen zugeordnet, die Differenz zum Gesamteinsatz ist Kokerei-/ Stadtgas.

Über die ermittelten Aktivitätsraten informiert Tabelle 17, wobei Braunkohlenkokereien nicht genannt werden, da keine Energieeinsätze vorliegen.

Tabelle 17: Ermittlung der Aktivitätsraten (AR) des emissionsrelevanten Energieverbrauchs (EMEV) der Prozessfeuerung Steinkohlenkokerei

Steinkohlenkoks-produktion	**Einheit**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**
Insgesamt 1)	1000 t	11100	10662	10774	10325	8569	9141	7265	7226
Hüttenkoks 2)	1000 t	6306	5833	5859	5591	5195	5296	5274	5225
Zechenkoks 3)	1000 t	4794	4829	4915	4734	3374	3845	1991	2001
Mittlerer Energieeinsatz									
Hüttenkoks	TJ/kt	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
Zechenkoks	TJ/kt	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95
Energieeinsatz zur Steinkohlenverkokung									
Hüttenkoks	TJ	19548,6	18082,3	18162,9	17332,1	16104,5	16417,6	16349,4	16197,5
Zechenkoks	TJ	14142,3	14245,5	14499,2	13965,3	9953,3	11342,8	5873,45	5902,95
Insgesamt	TJ	33691	32328	32662	31297	26058	27760	22223	22100
EMEV Steinkohlenkokerei									
AR Gichtgas 4)	TJ	19156	18172	19193	16861	12163	15662	16189	16397
AR Kokerei-, Stadtgas 5)	TJ	14535	14156	13469	14436	13895	12098	6034	5703

1) Energiebilanz, Zeile 21; 2000/2001: Statistisches Bundesamt, FS4, R.3.1, Melde-Nr. 2310 10 330+350; 2002: Melde-Nr. 2310 10 300 hilfsweise

2) Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. (Hrsg.): Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1995 ff, Zahlenübersicht 45; 2001/2002 Statistisches Bundesamt, FS4, R.8.1, Tab. 3.1, Erzeugung der Hüttenkokereien, hilfsweise

3) Steinkohlenkoksproduktion insgesamt abzüglich Hüttenkoks

4) Gesamtwert der Energiebilanz, Zeile 33, für Gichtgas u. Konvertergas

5) Energieeinsatz insgesamt abzüglich AR Gichtgas

Die Emissionsfaktoren für Kraftwerke und sonstige Kesselfeuerungen zur Dampf-, Heiß- und Warmwasserbereitstellung in der Quellgruppe 1.A.1c sind (Rentz et al, 2002) entnommen. Dieses Vorhaben ist ebenso Datengrundlage für die Emissionsfaktoren der Kapitel 3.1.1, 3.1.2 und 3.1.7, soweit dort Kraftwerke, Gasturbinen oder klassische Kesselfeuerungen zur Bereitstellung von Dampf, Heiß- und Warmwasser mitenthalten sind. Dieses Vorhaben wurde ausgeführt vom Deutsch-Französischen Institut für Umweltforschung (DFIU) an der Universität Karlsruhe und Anfang 2003 abgeschlossen. Eine ausführliche Beschreibung der Vorgehensweise ist dem Kapitel 3.1.1.2 zu entnehmen.

Das Vorhaben unterscheidet innerhalb des Sektors nach Kraftwerken der STEAG, den übrigen Kraftwerken des Steinkohlenbergbaus, den Kraftwerken des Braunkohlenbergbaus sowie den sonstigen Kesselfeuerungen zur Dampf-, Heiß- und Warmwasserbereitstellung.

3.1.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.1c)

Die Vorgehensweise bei der Ermittlung der Unsicherheiten ist in Kapitel 3.1.1.3 beschrieben.

3.1.3.3.1 Ergebnis für N_2O

N_2O unterliegt in Deutschland nur in Ausnahmefällen der Überwachung; aus diesem Grunde liegen keine regelmäßigen Messdaten vor. Allerdings wurde das Emissionsverhalten bei Einsatz von Stein- und Braunkohlen, insbesondere bei Einsatz in Wirbelschichtfeuerungen, in den letzten 15 Jahren gezielt untersucht. Daher lagen ausreichend Messdaten vor, die eine systematische Erhebung von N_2O-Emissionsfaktoren im Forschungsvorhaben ermöglichten.

Die Einzelbewertungen der Unsicherheiten der N_2O-Emissionsfaktoren aus dem Forschungsvorhaben 299 43 142 (Rentz et al, 2002) sind in den Excel-Tabellen für den Transfer der Emissionsfaktoren in die ZSE-Datenbank des Umweltbundesamtes enthalten; für die Kraftwerke sind sie darüber hinaus im Abschlußbericht dargestellt. Die Werte für die relative Unsicherheit liegen im Bereich von etwa 0,6. Im Zuge einer aktuell durch den Forschungsnehmer vorgenommenen Expertenschätzung nach Tier 1 GPG, Kap. 6, wurde für die prozentuale Unsicherheit im CRF-Bereich 1.A.1c (und ebenso in den Bereichen 1.A.1a, 1.A.1b und 1.A.2) eine obere Grenze von +/- 50 % angegeben (Anmerkung: bei Angabe von +/- -Bereichen ist der Wert durch 2 zu teilen, vergl. GPG, Kapitel 6, S. 6.14); dabei wird - in Übereinstimmung mit der gewählten Rechenmethode - von einer uniformen Verteilung der Unsicherheiten ausgegangen.

3.1.3.3.2 Ergebnis für CH_4

Die Ergebnisse der Ermittlung der Unsicherheiten sind in Kapitel 3.1.1.3.4 beschrieben.

3.1.3.3.3 Zeitreihenkonsistenz der Emissionsfaktoren

Die Ergebnisse der Ermittlung der Zeitreihenkonsistenz sind in Kapitel 3.1.1.3.5 beschrieben.

3.1.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.1c)

Da die Inventare grundsätzlich auf den von der AG Energiebilanzen erstellten Energiebilanzen für Deutschland aufbauen, erfolgt die Qualitätssicherung, -kontrolle und Verifizierung für die Energieeinsätze durch die Prüfung der Energiebilanz auf Vollständigkeit und Plausibilität. In der Folge ergeben sich Umbuchungen von Brennstoffeinsatzmengen innerhalb der Energiebilanz sowie Ergänzungen von Energieeinsätzen, die nicht in der Energiebilanz ausgewiesen sind, wie beispielsweise der Brennholzeinsatz in den Quellgruppen Haushalte und Kleinverbrauch bzw. Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (vgl. Kapitel 13.3, 13.5.1, 13.5.2, 13.6.1, 13.7, 3.1.18).

Die qualitätssichernden Maßnahmen zu den Emissionsfaktoren von Feuerungsanlagen im Rahmen eines Forschungsvorhabens (Rentz et al, 2002) sind in der Methodikbeschreibung im Kapitel 3.1.1.2 dargestellt. Die Datenqualität des Inventars bezüglich der N_2O-Emissionsfaktoren konnte durch Übernahme der N_2O-Emissionsfaktoren des

Forschungsvorhabens eindeutig verbessert werden. Weniger eindeutig stellte sich die Situation für CH_4 dar, wie in Kapitel 3.1.1.3.4 beschrieben; daher wurden im Rahmen einer von Fachleuten des Umweltbundesamtes durchgeführten Qualitätsprüfung gemäß GPG Kapitel 2.2.3 die ermittelten länderspezifischen Emissionsfaktoren für CH_4 mit den Tier 2 - Default-Emissionsfaktoren (Table 1-15) des IPCC-Reference -Manuals verglichen. Ziel der Prüfung war es, zu entscheiden, ob die DFIU-Daten oder die Tier-2-Default-Werte in das Inventar übernommen werden sollten. In der Prüfung stellte sich heraus, dass für Kesselfeuerungen die vorhandenen Tier-2-Default-Werte im Mittel geringer ausfallen als die länderspezifischen Emissionsfaktoren. Bei erdgasbetriebenen Gasturbinen weist der IPCC-Default-Wert dagegen einen deutlich höheren Wert aus. Von größerer Bedeutung war jedoch die Erkenntnis, dass die Tabelle 1-15 des Reference Manuals recht lückenhaft ist; so listet die Tabelle zum Beispiel für den in Deutschland bedeutsamen Bereich der Braunkohlefeuerungen keinen einzigen CH_4-Wert aus; im Bereich der gasförmigen Brennstoffe wird lediglich für Erdgas, nicht aber für weitere Gase - wie z.B. für Kokereigas - ein Wert gelistet. Hinzu kommen Inkonsistenzen innerhalb des Reference Manuals zwischen den Tabellen 1-15 und 1-16 (vergleiche hierzu Kapitel 3.1.7.4). Dies alles führte zu der Experteneinschätzung, dass die Übernahme der DFIU-Werte klar zu präferieren ist, da sie insbesondere im Hinblick auf Vollständigkeit und Konsistenz eindeutig die größere Inventarqualitätsverbesserung bringt. Nach Einschätzung der Experten sind das Vorgehen und die Werte dem Tier 2 - Ansatz zuzuordnen.

3.1.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.1c)

Informationen zu quellenspezifischen Rückrechnungen können dem Kapitel 3.1.1.5 entnommen werden.

3.1.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.1c)

Bis zum nächsten Berichtszyklus ist vorgesehen, die N_2O-Emissionsfaktoren für die Zeit zwischen 1990 und 1994 zu überprüfen; die überprüften Werte werden dann in das ZSE eingepflegt und erlauben dann eine entsprechende Rückrechnung der Emissionen für diesen Zeitraum. Ebenso ist vorgesehen, die Einpflegung der bereits überprüften CH_4-Emissionsfaktoren in das ZSE und die Rückrechnung der CH_4-Emissionen für den Zeitbereich 1990 bis 2002 ebenfalls bis zum nächsten Berichtszyklus durchgeführt.

Weiterhin ist vorgesehen, die vom DFIU entworfene Methodik zur Prognose von Emissionsfaktoren weiterzuentwickeln. Mit der Fortschreibung sollen dann die auf der Grundlage der Emissionsfaktoren von 1995 ermittelten Prognosewerte für die Jahre 2000 und 2010 überprüft und gegebenenfalls angepasst werden. Ziel der Weiterentwicklung ist es, den zeitlichen Verlauf der tatsächlichen sich im Anlagenpark vollziehenden Anlagenerneuerung sowie der Anpassung der Anlagen an verschärfte Anforderungen zur Emissionsbegrenzung methodisch besser abbilden zu können. Diese Arbeiten sollen ab dem Jahr 2004 starten.

Längerfristig ist vorgesehen, das N_2O- und CH_4-Emissionsverhalten von Gasturbinen durch Messungen und/oder durch systematische Untersuchungen deutlich genauer als bisher zu bestimmen. Anlass hierfür bieten nicht nur der im Kapitel 3.1.3.4 beschriebene Sachverhalt, sondern auch die Erwartung, dass im Bergbaubereich ähnlich wie in der übrigen Energiewirtschaft Gasturbinen zunehmend eingesetzt werden, flankiert von den

Klimaschutzmaßnahmen des Bundes (insbes. GuD-Anlagen, Kraft-Wärme-Kopplung). Ein Beginn dieser Verbesserungsmaßnahme steht noch nicht fest.

Für das nächste Jahr ist eine Überprüfung der vorliegenden Emissionsfaktoren und der Zeitreihenkonsistenz für Kokereien vorgesehen.

Zur Verbreiterung der Datenbasis ist die Erarbeitung einer Strategie für zukünftige Datenlieferungen und Unsicherheitsschätzungen für Kokereien unter Einbeziehung von Verbänden, Betreibern und Überwachungsbehörden geplant.

In Deutschland ist noch eine Braunkohlenkokerei in Betrieb. Die Relevanz dieser Kokerei für die Emissionsberichterstattung ist zu untersuchen.

3.1.4 Verarbeitende Industrie (Manufacturing Industrie and Construction) (1.A.2)

Die Quellgruppe setzt sich aus mehreren Subquellgruppen zusammen.

CRF 1.A.2					
Hauptquellgruppe		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2002- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Solid Fuels	l / t	CO_2	9,64 %	5,97 %	fallend
Gaseous Fuels	l / t	CO_2	3,67 %	4,81 %	steigend
Liquid Fuels	l / t	CO_2	2,28 %	1,99 %	fallend
Other Fuels	t	CO_2	0,15 %	0,04 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[20] (EF)										
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[21]										
Methode EF-Ermittlung[22]										

Die verarbeitende Industrie ist für die festen, gasförmigen und flüssigen Brennstofe nach der Emissionshöhe und nach dem Trend eine Hautpquellgruppe und für die übrigen Brennstoffe nach dem Trend.

Die Betrachung der Subquellgruppen erfolgt zusammenfassend unter der Quellgruppe der verarbeitenden Industrie (1.A.2).

3.1.5 Verarbeitende Industrie - Eisenschaffende Industrie (1.A.2a)

3.1.5.1 Methodische Aspekte (1.A.2a)

Im Hochofenprozess der Eisenschaffenden Industrie wird gleichzeitig Energie verbraucht (Endenergieverbrauch) und Energie als Gichtgas erzeugt (Umwandlungsausstoß). Um in der Energiebilanz eine Doppelzählung zu vermeiden, wird das auf den Heizwert bezogene Koksäquivalent der Gichtgasmenge vom Koksverbrauch der Eisenschaffenden Industrie abgezogen und als Umwandlungseinsatz im Hochofen ausgewiesen (Energiebilanz Zeile 17).

20 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
21 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
22 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model

Der um das Koksäquivalent verminderte Kokseinsatz im Hochofen wird dem Endenergieverbrauch zugeordnet. In der Bilanz der Emissionsursachen wird dieser Koksverbrauch in der Tabelle 14 ausgewiesen.

Die vom Prozessablauf korrekte Vorgehensweise bei der Emissionsbilanz wäre, das im Gichtgas enthaltene CO_2 dem Hochofenprozess und die Oxidation des im Gichtgas enthaltenen CO der Verbrennung des Gichtgases zuzuordnen. Das setzt voraus, dass die Gichtgaszusammensetzung genau bekannt ist. Wegen der großen Brandbreite der Gichtgasanalysen hat dieser Ansatz nur theoretische Bedeutung. Deshalb, werden die CO_2-Emissionen der Gichtgasverbrennung mit dem CO_2-Emissionsfaktor für Steinkohlenkoks bewertet. Auf diese Weise ist sichergestellt, dass die CO_2-Emissionen aus dem Hochofenprozess und der Gichtgasverbrennung nicht größer sind als das mit dem Steinkohlenkoks in den Hochofen eingebrachte CO_2-Emissionenspotential.

3.1.5.1.1 Industrieprozessfeuerung Hochofen

Das im Folgenden beschriebene Verfahren gilt derzeit für die Erstellung der Aktivitätsratenzeitreihen ab 1995. Es ist zugleich der methodische Ausgangspunkt für die noch durchzuführenden Rekalkulationen der Zeitreihen für die alten und neuen Bundesländer 1990-1994.

Als Quelle für die Produktionsangaben wurde die Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland (Zeilen 17 und 54; AGEB), und die Statistik des produzierenden Gewerbes (Produzierendes Gewerbe. Eisen und Stahl, Fachserie 4, Reihe 8.1, Tabelle 3.25; DESTATIS) herangezogen. Direkt vom Statistischen Bundesamt übernommen werden die Einsatzmengen von flüssigen Brennstoffen, Koksofengas, Hochofengas und Erdgas. Diese Angaben werden mittels der maßgeblichen durchschnittlichen Heizwerte gemäß Energiebilanz in TJ umgerechnet und im ZSE unter Heizöl, schwer, Kokerei-/Stadtgas, Gichtgas und Erdgas als Aktivitätsraten geführt.

Die Ermittlung der Aktivitätsrate „Steinkohlenkoks“ erfolgt nach gleichem Prinzip, nur dass nach der Umrechnung in TJ die Angaben des Statistischen Bundesamts um den jeweiligen Wert des Koksäquivalents der Energiebilanz, Zeile 17, gemindert werden müssen (vergleiche 0.1.1.1).

Für die Ermittlung des Steinkohleeinsatzes in Hochofenbetriebe erweisen sich die Angaben des Statistischen Bundesamtes als nicht verwendbar, da diese nicht nur Hochofen- und Sinteranlagen betreffen, sondern auch Einsätze zur Verstromung beinhalten.
Die Aktivitätsrate „Steinkohle“ wird daher als Differenz von Steinkohlenverbrauch gemäß Energiebilanz, Zeile 54, und dem auf Steinkohle entfallenden Anteil fester Brennstoffe in Sinteranlagen berechnet (vergleiche Sinteranlagen).
Die Aktivitätsrate „Andere Mineralölprodukte“ ist der Energiebilanz, Zeile 54, entnommen und beinhaltet die im Hochofen eingesetzten Kunststoffabfälle.
Die weitere Untergliederung der Aktivitätsrate „Heizöl schwer“, in Fraktionen mit durchschnittlich 1,9 bzw. mehr als 2,8 % Schwefel ist für die Emissionsermittlung ohne Relevanz; sie ist Teil einer Bilanz, in der die Absatzmengen von hoch schwefelhaltigem schweren Heizöl (Quelle: Mineralölwirtschaftsverband) nach Plausibilitätsgesichtspunkten auf Quellgruppen mit minimaler Emissionsrelevanz verteilt werden.

Über die ermittelten Aktivitätsraten informiert Tabelle 18.

3.1.5.1.2 Industrieprozessfeuerung Sinteranlage

Das im Folgenden beschriebene Verfahren gilt derzeit für die Erstellung der Aktivitätsratenzeitreihen ab 1995. Es ist zugleich der methodische Ausgangspunkt für die noch durchzuführenden Rekalkulationen der Zeitreihen für die alten und neuen Bundesländer 1990-1994.

Als Quelle für die Produktionsangaben wurde die Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland (Zeile 54; AGEB), und die Statistik des produzierenden Gewerbes (Produzierendes Gewerbe. Eisen und Stahl, Fachserie 4, Reihe 8.1, Tabelle 3.25; DESTATIS) herangezogen. Das Statistische Bundesamt weist für Sinteranlagen lediglich den Einsatz von festen Brennstoffen insgesamt in 1000 t SKE aus. Dieser Wert wird zunächst auf die für energiebezogene Aktivitätsraten maßgebliche Einheit TJ umgerechnet.

Die darin zusammengefassten Brennstoffeinsätze werden im nächsten Schritt anhand der Energiebilanz, Zeile 54, identifiziert, wobei davon ausgegangen wird, dass sämtliche den festen Brennstoffen zuzurechnenden Angaben dieser Zeile auf die Prozessfeuerungen Hochofen und Sinteranlage entfallen.Die Angaben für Braunkohlenbriketts gemäß Zeile 54 werden als Aktivitätsrate Braunkohlenbriketts in TJ ausgewiesen, die für andere Braunkohlenprodukte als Aktivitätsrate Braunkohlenkoks in TJ.Die Aktivitätsrate Steinkohlenkoks in TJ errechnet sich aus der Differenz von Energiebilanzwert und Aktivitätsrate Hochofen (vergleiche Hochofenbetriebe).Die Aktivitätsrate Steinkohle in TJ errechnetsich schließlich aus dem Einsatz an festen Brennstoffen gemäß Statistischem Bundesamt in TJ abzüglich der zuvor ermittelten Aktivitätsraten für Braunkohlenbriketts, Braunkohlenkoks und Steinkohlenkoks.Da das Statistische Bundesamt für Sinteranlagen nur den Einsatz von festen Brennstoffen ausweist, aber ca. 0,18 GJ/t Fertigsinter gasförmige Brennstoffe zum Zünden verbraucht werden, muss über die Sinterproduktion die eingesetzte Gasmenge ermittelt werden. Aus diesem Wert errechnen sich zu gleichen Teilen die Aktivitätsraten Kokerei-/Stadtgas, Gichtgas und Erdgas – eine Annahme, die von den jeweiligen Angaben der Energiebilanz, Zeile 54, abgedeckt wird. Über die ermittelten Aktivitätsraten informiert Tabelle 18.

Tabelle 18: Ermittelte Aktivitätsraten (AR) des emissionsrelevanten Energieverbrauchs (EMEV) der Industrieprozessfeuerungen Hochofen und Sinteranlage

Brennstoffverbrauch der Hochofenbetriebe	Einheit	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**
Statistisches Bundesamt, FS 4, R.8.1, Tab.3.25									
Koks (= Steinkohlenkoks)	1000 t	11392	10482	11372	10778	9886	11562	10871	11000
Flüssige Brennstoffe (= Heizöl, schwer)	1000 t	1475	1318	1374	1354	1116	869	1074	1030
1,9% S	1000 t	1088	864	977	868	818	571	670	879
>2,8% S	1000 t	387	454	397	486	298	298	404	151
Koksofengas (=Kokereigas)	Mio m³ (Vn) Ho	212	165	156	134	103	143	143	130
Hochofengas (=Gichtgas)	Mio. m³ (Vn) Ho	1452	1372	1479	1435	1254	1370	1309	1310
Erdgas	Mio m³ (Vn) Ho	237	232	268	262	268	263	193	240
Heizwerte der Energieträger gemäß Energiebilanz									
Steinkohlenkoks	TJ/1000 t	28,650	28,650	28,650	28,650	28,650	28,650	28,650	28,650
Heizöl, schwer	TJ/1000 t	40,557	40,539	40,968	40,968	40,921	40,921	40,404	40,404

Kokereigas	TJ/ Mio. m³ Hu	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736
Gichtgas	TJ/ Mio m³ Hu	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736
Erdgas	TJ/ Mio. m³ Hu	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736
Koks in Hochofenbetrieben, DESTATIS (1)	TJ	326381	300309	325808	308790	283234	331251	311454	315150
Erzeugung von Hochofengas, DESTATIS	Mio m³ (Vn) Ho						4724	4479	4495
Steinkohlenkoks, EB-Z. 17 (2)	TJ	167889	152590	167574	161758	148837	166138	157522	158085
AR Steinkohlenkoks Hochofen (3)	TJ	158492	147719	158234	147032	134397	165113	153932	157065
Steinkohlenkoks, EB-Z. 54 (4)	TJ	185000	188000	187772	188804	177401	205007	187485	166458
AR Steinkohlenkoks Sinter (5)	TJ	26508	40281	29538	41772	43004	39894	33553	9393
Feste Brennstoffe in Sinteranlagen, DESTATIS	1000 t SKE	1619	1659	1706	1832	1667	1752	1638	1540
Feste Brennstoffe in Sinteranlagen, DESTATIS (6)	TJ	47450	48622	49999	53692	48856	51348	48007	45134
Braunkohlenbriketts, EB-Z. 54	TJ	19	6	12		3			
Andere Braunkohlenprodukte, EB-Z. 54, (=Braunkohlenkoks)	TJ	308	150	209	230	178	216	198	205
AR Steinkohle Sinter (7)	TJ	20614	8185	20240	11690	5671	11238	14256	35537
Steinkohle, EB-Z. 54	TJ	55930	51430	65381	70128	73501	73078	70625	70625
AR Steinkohle Hochofen (8)	TJ	35316	43245	45141	58438	67830	61840	56369	35088
EMEV Hochofen									
AR Steinkohle (8)	TJ	35316	43245	45141	58438	67830	61840	56369	35088
AR Steinkohlenkoks (3)	TJ	158492	147719	158234	147032	134397	165113	153932	157065
AR Heizöl, schwer (9)	TJ	59822	53430	56290	55471	45668	35560	43394	41616
1,9% S	TJ	44126	35033	40011	35565	33468	23359	27071	35515
>2,8% S	TJ	15696	18397	16279	19906	12199	12201	16323	6101
AR Andere Mineralölprodukte, EB-Z. 54	TJ	398	319	393	398	398	351	98	304
AR Kokerei-/Stadtgas (10)	TJ	6728	5236	4951	4253	3269	4538	4538	4126
AR Gichtgas (10)	TJ	46081	43542	46938	45541	39797	43478	41542	41574
AR Erdgas (10)	TJ	7521	7363	8505	8315	8505	8347	6125	7617
AR Summe	TJ	374179	354285	376741	374918	345531	354788	349393	329006
Roheisenproduktion	1000 t	30012	27722	30940	30162	27934	30845	29184	29427
Spez. Energieverbrauch pro t Roheisen	GJ	12,47	12,78	12,18	12,43	12,37	11,50	11,97	11,18
Sintererzeugug	1000 t	28243	27268	28759	28883	26740	27959	27055	26104
Spezifischer Gasverbrauch pro t Fertigsinter	GJ	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
Gasverbrauch für Sintererzeugung	TJ	5084	4908	5177	5199	4813	5033	4870	4699
EMEV Sinteranlage									
AR Steinkohle (7)	TJ	20614	8185	20240	11690	5671	11238	14256	35537
AR Steinkohlenkoks (5)	TJ	26508	40281	29538	41772	43004	39894	33553	9393
AR Braunkohlenbriketts, EB-Z. 54	TJ	19	6	12		3			
AR Braunkohlenkoks, EB-Z. 54	TJ	308	150	209	230	178	216	198	205
AR Kokerei-/Stadtgas (11)	TJ	1695	1636	1726	1733	1604	1678	1623	1566

AR Gichtgas (11)	TJ	1695	1636	1726	1733	1604	1678	1623	1566
AR Erdgas (11)	TJ	1695	1636	1726	1733	1604	1678	1623	1566
AR Summe	TJ	52533	53530	55176	58891	53670	56380	52876	49833
Spez. Energieverbrauch pro t Fertigsinter	GJ	1,86	1,96	1,92	2,04	2,01	2,02	1,95	1,91

(1) Steinkohlenkoks in 1000 t * Heizwert gemäß Energiebilanz
(2) Die Angaben für 2000 bis 2002 errechnen sich - analog zu den Werten der Energiebilanz der Vorjahre - aus der Erzeugung von Hochofengas gemäß StaBADESTATIS in Mio. m³ (Vn) Ho*35,169 TJ/Mio. m³
(3) Koks in Hochofenbetrieben, StaBADESTATIS, ./. Steinkohlenkoks, EB-Z. 17
(4) Die Angaben der Energiebilanz für 1995 (194992 TJ) und 1996 (196568 TJ) wurden vorläufig gemindert und die Differenz in die Zeile 53 umgebucht, da dort zu wenig Steinkohlenkoks ausgewiesen ist. Die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen wurde über diesen Sachverhalt informiert.
(5) Steinkohlenkoks, EB-Z. 54 ./. AR Steinkohlenkoks Hochofen
(6) Feste Brennstoffe in Sinteranlagen, StaBADESTATIS, in 1000 t SKE*29,308 TJ/1000 t SKE
(7) Feste Brennstoffe in Sinteranlagen, StaBADESTATIS, in TJ ./. AR Steinkohlenkoks Sinter ./. Braunkohlenbriketts, EB-Z. 54 ./. Andere Braunkohlenprodukte, EB-Z. 54
(8) Steinkohle, EB-Z. 54 ./. AR Steinkohle Sinter
(9) Flüssige Brennstoffe (= Heizöl, schwer) in 1000 t * Heizwert gemäß Energiebilanz
(10) Mio m³ (Vn) Ho*31,736 TJ/ Mio m³ Hu
(11) Gasverbrauch für Sintererzeugung zu gleichen Teilen auf Kokerei-/Stadtgas, Gichtgas und Erdgas verteilt.

3.1.5.1.3 Industrieprozessfeuerung Warmwalzwerk

Die energiebezogenen Aktivitätsraten, Emissionsfaktoren und Emissionen der Warmwalzwerke sind im Zentralen System Emissionen (ZSE) unter dem Modulnamen INPFWA (Industrieprozessfeuerung Warmwalzwerk) abgelegt.

Die Quelle für die Brennstoffeinsätze ist das Statistische Bundesamt: Produzierendes Gewerbe. Eisen und Stahl, Fachserie 4, Reihe 8.1, Tabelle 3.25 (DESTATIS)

Das im Folgenden beschriebene Verfahren gilt derzeit für die Erstellung der Aktivitätsratenzeitreihen mit Raumbezug Deutschland ab 1995. Es ist zugleich der methodische Ausgangspunkt für die noch durchzuführenden Rekalkulationen der Zeitreihen für die alten und neuen Bundesländer 1990-1994.

Das Statistische Bundesamt weist für Warmwalzwerke den Einsatz von flüssigen Brennstoffen, Koksofengas, Hochofengas und Erdgas aus. Diese Angaben werden mittels der maßgeblichen durchschnittlichen Heizwerte gemäß Energiebilanz in TJ umgerechnet und im ZSE unter Heizöl, schwer, Kokerei-/Stadtgas, Gichtgas und Erdgas als Aktivitätsraten geführt. Energiebilanzseitig sind diese Aktivitätsraten durch Zeile 54 abgedeckt. Über die ermittelten Aktivitätsraten informiert Tabelle 19.

Tabelle 19: Ermittelte Aktivitätsraten (AR) des emissionsrelevanten Energieverbrauchs (EMEV) der Industrieprozessfeuerung Warmwalzwerk

Brennstoffverbrauch der Warmwalzwerke	**Einheit**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**
Statistisches Bundesamt, FS 4 R.8.1, Tab.3.25									
Flüssige Brennstoffe (= Heizöl, schwer)	1000 t	18	23	24	24	19	16	16	28
Koksofengas (=Kokereigas)	Mio m³ (Vn) Ho	722	686	723	642	522	583	478	462
Hochofengas (=Gichtgas) (3)	Mio. m³ (Vn) Ho	201	188	210	193	185	184	174	170
Erdgas	Mio m³ (Vn) Ho	1384	1358	1512	1505	1528	1595	1599	1587
Heizwerte der Energieträger gemäß Energiebilanz									
Heizöl, schwer	TJ/1000 t	40,557	40,539	40,968	40,968	40,921	40,921	41,404	41,404
Kokereigas	TJ/ Mio. m³ Hu	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736
Gichtgas	TJ/ Mio m³ Hu	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736
Erdgas	TJ/ Mio m³ Hu	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736
EMEV Warmwalzwerk									
AR Heizöl, schwer (1)	TJ	730	932	983	983	777	655	662	1159
AR Kokerei-/Stadtgas (2)	TJ	22913	21771	22945	20375	16566	18502	15170	14662
AR Gichtgas (2)	TJ	6379	5966	6665	6125	5871	5839	5522	5395
AR Erdgas (2)	TJ	43923	43097	47985	47763	48493	50619	50746	50365
AR Summe	TJ	73945	71767	78578	75245	71707	75615	72100	71581

(1) Flüssige Brennstoffe (= Heizöl, schwer) in 1000 t * Heizwert gemäß Energiebilanz

(2) Mio m³ (Vn) Ho*31,736 TJ/ Mio m³ Hu

(3) Angabe für 2002 geschätzt, da erstmals geheim

3.1.6 Verarbeitende Industrie - Zellstoff- und Papierindustrie (1.A.2d)

3.1.6.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.2d)

CRF 1.A.2.d					
Hauptquellgruppe		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2002- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Siehe Kapitel 3.1.4					

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor [23]	D	CS				CS	CS	CS	CS	CS
Unsicherheiten	0	–				–				
Unsicherheitenverteilung[24]										
Methode EF-Ermittlung[25]	D	CS				CS				

Die Zellstoff- und Papierindustrie betreibt eine Vielzahl von eigenen Feuerungsanlagen, um den hohen Eigenbedarf an Prozesswärme und elektrischer Energie zu decken (zum Teil wird überschüssige Wärme und elektrische Energie auch an andere Nutzer abgegeben). Neben Regelbrennstoffen werden in einem Teil dieser Feuerungsanlagen auch feste und flüssige Reststoffe aus der Verarbeitung der Einsatzstoffe Holz (z. B. Rinde) und Altpapier sowie Biogas aus der Abwasserreinigung eingesetzt.

In der Druckindustrie entstehen energiebedingte Emissionen an klimarelevanten Gasen durch den Brennstoffeinsatz (Gas) in Trocknungsanlagen.

3.1.6.2 Methodische Aspekte (1.A.2d)

Die eingesetzten Mengen an Regelbrennstoffen sind vollständig in der Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland enthalten; darüber hinaus enthält die vom UBA erweiterte Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland (Bilanz der Emissionsursachen, siehe Kapitel 13) auch Angaben zu den in Industriewärmekraftwerken eingesetzten Sekundärbrennstoffen. Soweit die eingesetzten Brennstoffe in der erweiterten Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland enthalten sind und fossilen Kohlenstoff beinhalten, sind auch die daraus resultierenden Emissionen an klimarelevanten Gasen im nationalen Emissionsinventar berücksichtigt. Sie können jedoch nicht der Zellstoff-, Papier und Druckindustrie zugerechnet und hier angegeben werden, da die Angaben der erweiterten Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland zum Brennstoffeinsatz in Industriewärmekraftwerken nicht nach einzelnen Subquellgruppen ausdifferenziert sind.

Aus demselben Grund können auch die Angaben des Verbandes Deutscher Papierfabriken (VDP) zum Brennstoffeinsatz in der Zellstoff- und Papierindustrie hier nicht herangezogen werden – Doppelzählungen wären anderenfalls nicht zu vermeiden. Laut dem Leistungsbericht des Verbandes Deutscher Papierfabriken (VDP) stammte in 2002 80,1 % der in der Zellstoff- und Papierindustrie eingesetzten Primärenergie (101.240 von 126.351 TJ) aus fossilen Brennstoffen; das führte zu einer Freisetzung von 6.549.802 t fossilem CO_2. Die eingesetzten Brennstoffe aus erneuerbaren Ressourcen werden entsprechend den *IPCC Good Practice Guidance* mit dem CO_2-Emissionsfaktor „0“ bewertet. Das gilt auch für die Verbrennung der Ablaugen der Zellstoffproduktion (Laugenkessel), da

23 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
24 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
25 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model

der in den Ablaugen aus dem Sulfit- oder Sulfatverfahren enthaltene Kohlenstoff vollständig aus dem im Prozess aufgeschlossenen Holz stammt. Die Aktivitätsrate der Laugenverbrennung sowie die weiteren Emissionsfaktoren sind der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen.

Tabelle 20: Aktivitätsrate und Emissionsfaktoren der Laugenverbrennung

	Aktivitätsrate		**Emissionsfaktoren**							
		Einheit	CO_2	CH_4	N_2O	NO_X	CO	NMVOC	SO_2	Einheit
Verbrennung von Sulfit- und Sulfatablauge	2.266.787	t_{ADP}/a	0	0,032	0,05	1,37	0,41	0,032	4,46	kg/t_{ADP}
	15.975	TJ/a	0	1,8	3	77	23	1,8	250	kg/TJ

3.1.6.3 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.2d)

1. Im Rahmen eines kurzfristig anlaufenden Forschungsvorhabens des UBA soll geprüft werden, welcher Anteil der in der erweiterten Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland enthaltenen Brennstoffe in den Feuerungsanlagen der Zellstoff- und Papierindustrie eingesetzt wird und ob die dort eingesetzten Mengen an Sekundärbrennstoffen vollständig in der Bilanz enthalten sind. Darauf aufbauend soll eine konsistente Methode für die Erfassung des Brennstoffeinsatzes in der Zellstoff- und Papierindustrie und zur Berechnung der daraus resultierenden Emissionen entwickelt werden, die dem unterschiedlichen Emissionsverhalten der eingesetzten Brennstoffe und Verfahren Rechnung trägt (differenzierte Emissionsfaktoren).
2. In der Papierindustrie werden zum Trocknen der Papierbahnen zum Teil direkt beheizte Trockner eingesetzt, bei denen es durch das technisch bedingte häufige An- und Abschalten der Gasbrenner zu einem erhöhten Methanschlupf kommen kann. Derzeit liegen keine Informationen zum Anteil des in diesen Trocknern eingesetzten Gases vor, so dass keine gesonderte Berechnung möglich ist und die Emissionen an klimarelevanten Gasen aus diesen Trocknern mit den für übliche Gasbrenner bestimmten Emissionsfaktoren zu gering bewertet werden. Es ist geplant, die in direkt beheizten Trocknern eingesetzte Gasmenge gesondert zu ermitteln und für die aus der Betriebsweise resultierenden erhöhten CH_4-Emissionen einen geeigneten Emissionsfaktor zu bestimmen.
3. Die Genauigkeit der verwendeten Emissionsfaktoren soll anhand von Messwerten überprüft und verbessert werden.

3.1.7 Verarbeitende Industrie - Weitere Stromeigenerzeuger (1.A.2f)

3.1.7.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.2f)

CRF 1.A.2f					
Hauptquellgruppe		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2002- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Siehe Kapitel 3.1.4					

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[26] (EF)		CS	NO	NO	NO	CS	CS	CS	CS	CS
EF Unsicherheiten in %		+/-50	-	-	-	+/-50				
Unsicherheitenverteilung[27]		U	-	-	-	U				
Methode EF-Ermittlung[28]		Tier 2	-	-	-	Tier 2				

Die obigen Angaben beziehen sich auf die Kraftwerke und die sonstigen Kesselfeuerungen zur Dampf-, Heiß- und Warmwasserbereitstellung in der Quellgruppe 1.A.2.

In diese Kategorie einzustufen sind die Kraftwerke der

- Industrie (Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau und verarbeitendes Gewerbe)
- Kraftwerke der Deutschen Bahn AG

In den Kraftwerken der Industrie sind Anlagen mit einer elektrischen Leistung von 6,8 GW und einer Feuerungswärmeleistung von 37 GW installiert. Im Jahr 1998 erzeugten die Industriekraftwerke 31 TWh elektrische Energie. Die überwiegende Zahl der Anlagen erzeugt auch Prozesswärme in Kraft-Wärme-Kopplung.

Der Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung (Teilmenge der Energiebilanz-Zeile 14) und der Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung in den Industriekraftwerken (Teilmenge der Energiebilanz-Zeile 60) werden in der Tabelle 13 dargestellt. Eine weitere Differenzierung nach Wirtschaftzweigen wird gegenwärtig untersucht.

Die Einphasenstromerzeugungsanlagen der Deutschen Bahn AG weisen auf der Basis fossiler Brennstoffe eine elektrische Leistung von 1,1 GW auf. Ihre Feuerungswärmeleistung beträgt 3 GW. Im Jahr 1998 wurden 4.5 TWh elektrische Energie erzeugt. Diese Kraftwerke sind ebenfalls in der Tabelle 11 enthalten.

3.1.7.2 Methodische Aspekte (1.A.2f)

Die Emissionsfaktoren für Kraftwerke und sonstige Kesselfeuerungen zur Dampf-, Heiß- und Warmwasserbereitstellung in der Quellgruppe 1A2 sind dem Forschungsvorhaben *Ermittlung und Evaluierung von Emissionsfaktoren für Feuerungsanlagen in Deutschland für die Jahre 1995, 2000 und 2010* (Rentz et al, 2002) entnommen. Dieses Vorhaben ist ebenso Datengrundlage für die Emissionsfaktoren der Kapitel 3.1.1, 3.1.2 und 3.1.3 soweit dort Kraftwerke, Gasturbinen oder klassische Kesselfeuerungen zur Bereitstellung von Dampf, Heiß- und Warmwasser mitenthalten sind. Dieses Vorhaben wurde ausgeführt vom Deutsch-Französischen Institut für Umweltforschung (DFIU) an der Universität Karlsruhe und Anfang

26 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
27 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
28 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model

2003 abgeschlossen. Eine ausführliche Beschreibung der Vorgehensweise ist dem Kapitel 3.1.1.2 zu entnehmen.

Das Vorhaben unterscheidet innerhalb des Sektors nach Kraftwerken der Deutschen Bahn AG, den übrigen Industriekraftwerken sowie den sonstigen Kesselfeuerungen zur Dampf-, Heiß- und Warmwasserbereitstellung.

3.1.7.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.2f)

Die Vorgehensweise bei der Ermittlung der Unsicherheiten ist in Kapitel 3.1.1.3 beschrieben.

3.1.7.3.1 Ergebnis für N_2O

N_2O unterliegt in Deutschland nur in Ausnahmefällen der Überwachung; aus diesem Grunde liegen keine regelmäßigen Messdaten vor. Allerdings wurde das Emissionsverhalten bei Einsatz von Stein- und Braunkohlen, insbesondere bei Einsatz in Wirbelschichtfeuerungen, in den letzten 15 Jahren gezielt untersucht. Daher lagen ausreichend Messdaten vor, die eine systematische Erhebung von N_2O-Emissionsfaktoren im Forschungsvorhaben ermöglichten.

Die Einzelbewertungen der Unsicherheiten der N_2O-Emissionsfaktoren aus dem Forschungsvorhaben 299 43 142 (Rentz et al, 2002) sind in den Excel-Tabellen für den Transfer der Emissionsfaktoren in die ZSE-Datenbank des Umweltbundesamtes enthalten; für die Kraftwerke sind sie darüber hinaus im Abschlußbericht dargestellt. Die Werte für die relative Unsicherheit liegen vorwiegend im Bereich zwischen 0,6 und 0,9. Im Zuge einer aktuell durch den Forschungsnehmer vorgenommenen Expertenschätzung nach Tier 1 GPG, Kap. 6, wurde für die prozentuale Unsicherheit im CRF-Bereich 1.A.2 (und ebenso in den Bereichen 1.A.1a, 1.A.1b und 1.A.1c) eine obere Grenze von +/- 50 % angegeben (Anmerkung: bei Angabe von +/- -Bereichen ist der Wert durch 2 zu teilen, vergl. GPG, Kapitel 6, S. 6.14); dabei wird - in Übereinstimmung mit der gewählten Rechenmethode - von einer uniformen Verteilung der Unsicherheiten ausgegangen.

3.1.7.3.2 Ergebnis für CH_4

Die Ergebnisse der Ermittlung der Unsicherheiten sind in Kapitel 3.1.1.3.4 beschrieben.

3.1.7.3.3 Zeitreihenkonsistenz der Emissionsfaktoren

Die Ergebnisse der Ermittlung der Zeitreihenkonsistenz sind in Kapitel 3.1.1.3.5 beschrieben.

3.1.7.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.2f)

Da die Inventare grundsätzlich auf den von der AG Energiebilanzen erstellten Energiebilanzen für Deutschland aufbauen, erfolgt die Qualitätssicherung, -kontrolle und Verifizierung für die Energieeinsätze durch die Prüfung der Energiebilanz auf Vollständigkeit und Plausibilität. In der Folge ergeben sich Umbuchungen von Brennstoffeinsatzmengen innerhalb der Energiebilanz sowie Ergänzungen von Energieeinsätzen, die nicht in der Energiebilanz ausgewiesen sind, wie beispielsweise der Brennholzeinsatz in den Quellgruppen Haushalte und Kleinverbrauch bzw. Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (vgl. Kapitel 13.3, 13.5.1, 13.5.2, 13.6.1, 13.7, 3.1.18).

Die qualitätssichernden Maßnahmen zu den Emissionsfaktoren von Feuerungsanlagen im Rahmen eines Forschungsvorhabens (Rentz et al, 2002) sind in der Methodikbeschreibung im Kapitel 3.1.1.2 dargestellt. Die Datenqualität des Inventars bezüglich der N_2O-Emissionsfaktoren konnte durch Übernahme der N_2O-Emissionsfaktoren des Forschungsvorhabens eindeutig verbessert werden. Weniger eindeutig stellte sich die Situation für CH_4 dar, wie in Kapitel 3.1.1.3.4 beschrieben; daher wurden im Rahmen einer von Fachleuten des Umweltbundesamtes durchgeführten Qualitätsprüfung gemäß GPG Kapitel 2.2.3 die ermittelten länderspezifischen Emissionsfaktoren für CH_4 mit den Tier 2 - Default-Emissionsfaktoren (Table 1-16) des IPCC-Reference -Manuals verglichen. Ziel der Prüfung war es, zu entscheiden, ob die DFIU-Daten oder die Tier-2-Default-Werte in das Inventar übernommen werden sollten. In der Prüfung stellte sich heraus, dass für Kesselfeuerungen die vorhandenen Tier-2-Default-Werte im Mittel etwas geringer ausfallen als die länderspezifischen Emissionsfaktoren. Das trifft hier - im Gegensatz zu 1.A.1 / Table 1-15 - auch auf erdgasbetriebene Gasturbinen zu. Die Unterschiede sind jedoch kleiner als diejenigen, die sich beim Vergleich im Energiebereich (Quellkategorien 1.A.1) mit der Tabelle 1-15 ergeben haben. Ein weiteres Ergebnis war, dass die Tabelle 1-16 des Reference Manuals Lücken aufweist, so z.B. für andere Gase als Erdgas, für den Einsatz von leichtem Heizöl in Gasturbinen oder für Steinkohlenkoks und Braunkohlenkoks. Hinzu kommen Inkonsistenzen innerhalb des Reference Manuals zwischen den Tabellen 1-15 und 1-16; Beispiel: Tabelle 1-16 listet für schweres Heizöl /Rückstandsöl eine mehr; ebenso ist nicht nachvollziehbar, warum große erdgasgefeuerte Gasturbinen in Tabelle 1-15 10 mal so viel Methan emittieren sollen wie die Kleineren der Tabelle 1-16. Insgesamt führten diese Ergebnisse zu der Experteneinschätzung, dass die Übernahme der DFIU-Werte klar zu präferieren ist vor den Default-Tier-2-Werten des Reference Manuals, da sie insbesondere im Hinblick auf Vollständigkeit und Konsistenz eindeutig zu einer größeren Inventarqualitätsverbesserung beitragen. Nach Einschätzung der Experten sind das Vorgehen und die Werte dem Tier 2 - Ansatz zuzuordnen.

3.1.7.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.2f)

Informationen zu quellenspezifischen Rückrechnungen können dem Kapitel 3.1.1.5 entnommen werden.

3.1.7.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.2f)

Bis zum nächsten Berichtszyklus ist vorgesehen, die N_2O-Emissionsfaktoren für die Zeit zwischen 1990 und 1994 zu überprüfen; die überprüften Werte werden dann in das ZSE eingepflegt und erlauben dann eine entsprechende Rückrechnung der Emissionen für diesen Zeitraum. Ebenso ist vorgesehen, die Einpflegung der bereits überprüften CH_4-Emissionsfaktoren in das ZSE und die Rückrechnung der CH_4-Emissionen für den Zeitbereich 1990 bis 2002 ebenfalls bis zum nächsten Berichtszyklus durchgeführt.

Es ist vorgesehen, die vom DFIU entworfene Methodik zur Prognose von Emissionsfaktoren weiterzuentwickeln. Mit der Fortschreibung sollen dann die auf der Grundlage der Emissionsfaktoren von 1995 ermittelten Prognosewerte für die Jahre 2000 und 2010 überprüft und gegebenenfalls angepasst werden. Ziel der Weiterentwicklung ist es, den zeitlichen Verlauf der tatsächlichen sich im Anlagenpark vollziehenden Anlagenerneuerung sowie der Anpassung der Anlagen an verschärfte Anforderungen zur Emissionsbegrenzung methodisch besser abbilden zu können. Diese Arbeiten sollen ab dem Jahr 2004 starten.

Weiterhin ist vorgesehen, das N_2O- und CH_4-Emissionsverhalten von Gasturbinen durch Messungen und/oder durch systematische Untersuchungen deutlich genauer als bisher zu bestimmen. Anlass hierfür bieten nicht nur der im Kapitel 3.1.7.4 beschriebene Sachverhalt, sondern auch die Erwartung, dass in der Industrie ähnlich wie in der übrigen Energiewirtschaft Gasturbinen zunehmend eingesetzt werden, flankiert von den Klimaschutzmaßnahmen des Bundes (Insbesondere GuD-Anlagen, Kraft-Wärme-Kopplung). Ein Beginn dieser Verbesserungsmaßnahme steht noch nicht fest.

3.1.8 Transport - Ziviler Luftverkehr (1.A.3a)

3.1.8.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3a)

CRF 1.A.3					
Hauptquellgruppe		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2002- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Aviation Gasoline	l / t	CO_2	0,23 %	0,41 %	steigend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFCs**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[29] (EF)	CS	CS	--	--	--	CS	CS	CS	CS	CS
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[30]										
Methode EF-Ermittlung[31]	T1	T1	--	--	--	T1				

Der Ziviler Luftverkehr ist nach der Emissionshöhe und dem Trend eine Hauptquellgruppe.

Der Flugverkehr unterscheidet sich in hohem Maße in der Entstehung seiner Emissionen von den land- und wassergebundenen Verkehrsträgern, da ein Großteil der Verbrennung des Treibstoffs unter von bodengebundenen Verhältnissen verschiedenen und zudem wechselnden atmosphärischen Bedingungen erfolgt. Wesentliche Einflussfaktoren auf den Verbrennungsprozess sind der atmosphärische Druck, die Umgebungstemperatur sowie die Luftfeuchte; alles Faktoren, die mit der Höhe erheblich variieren.

In der Debatte um die Klimawirksamkeit und die durch Schadstoffemissionen hervorgerufenen Umweltauswirkungen des Flugverkehrs werden neben Kohlendioxid hauptsächlich Wasserdampf sowie Stickoxide und nachrangig Kohlenwasserstoffe, Partikel, CO und Schwefeldioxid wahrgenommen. Im Rahmen der nationalen Emissionsberichtserstattung werden allerdings auch Angaben für weitere Emissionen gefordert. Die folgenden Ausführungen beziehen sich daher auf die Emissionen von Schwefeldioxid (SO_2), Stickstoffoxiden (NO_X, d.h. NO und NO_2), flüchtige organische Verbindungen ohne Methan (NMVOC), Methan (CH_4), Kohlendioxid (CO_2), Distickstoffoxid und (N_2O, Lachgas).

3.1.8.2 Methodische Aspekte (1.A.3a)

Über die Flugbewegungen der in Deutschland operierenden Flugzeuge für verschiedene Flugphasen sind keine Daten verfügbar. die Anforderungen für die Tier-2-Methode mit einer Unterscheidung der Emissionsfaktoren für LTO-Zyklus und Reiseflug können daher nicht erfüllt werden. Die Berechnung der Emissionen aus dem Flugverkehr erfolgt nach dem Tier 1 Ansatz gemäß der Gleichung 2.7 der IPCC GPG S. 2.57 (IPCC, 2000):

29 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
30 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
31 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model

Emissionen = Treibstoffverbrauch * Emissionsfaktor

Grundlage für die Aktivitätsdaten ist die Energiebilanz auf der Basis des in Deutschland verkauften Flugtreibstoffs. Da der Emissionsfaktor für Kohlendioxid vom C-Gehalt im Brennstoff abhängig ist, wurde er aus Konsistenzgründen vom Energiefachgebiet des UBA ermittelt, das alle verbrennungsbedingten EF brennstoffspezifisch bereitstellt.

Die Emission von Schwefeldioxid ist ausschließlich von der Konzentration des Schwefels im Kraftstoff abhängig. Allerdings unterliegt der Schwefelgehalt auch regionalen Schwankungen. Er wird daher aus Konsistenzgründen vom Verkehrsbereich des UBA ermittelt, der alle kraft- und treibstoffrelevanten Kenngrößen bereitstellt (letztmalig im September 2003). Die Konzentration des Schwefels im Kraftstoff beträgt entsprechend den Messungen aus dem Jahre 1998 etwa 210 ppm, d.h. 0,021 Massenprozent (DÖPELHEUER, 2002). Nach Aussagen der deutschen Shell AG und dem deutschen Mineralölwirtschaftsverband entspricht die Größenordnung des Schwefelgehaltes von Kerosin der vom schwefelarmen Dieselkraftstoff – präzise allgemeingültige Daten wurden aber nicht vorgelegt. Da die starke Absenkung des Schwefelgehaltes in den Kraftströmen der Raffinerie auch positive Einflüsse oder Nebeneffekte auf das Kerosin haben werden, wird ein Schwefelgehalt im Kerosin von 200 mg/kg zugrundegelegt. Unter der Annahme einer vollständigen Umsetzung ergibt sich somit ein Emissionsfaktor von 0,4 g/kg. Zur Information sei hinzugefügt, dass ein kleiner Teil des emittierten Schwefeldioxids zu SO_3 weiteroxidiert wird, das seinerseits mit Wasser zu Schwefelsäure umgesetzt wird. Der in den IPCC-Richtlinien angegebene Wert von 1,0 g/kg für den Reiseflug und 2,4 g/kg für den LTO-Zyklus wird als nicht aktuell angesehen.

Emissionsfaktoren für die anderen Schadstoffe wurden bisher auf Basis des Forschungsprojekts „*Ermittlung der Abgasemissionen aus dem Flugverkehr über der Bundesrepublik Deutschland* (UBA, 1989) durch Rückrechung aus Emissionen ermittelt.

Aus der Studie UBA-Texte 17/01 (UBA, 2001a) konnte das Verhältnis zwischen nationalem und internationalem Flugverkehr mit 20 % zu 80 % ermittelt werden. Dieser Anteil beruht auf dem ermittelten Anteil der Passagiere, die dem innerdeutschen Flugverkehr (mit Umsteigern, Basisjahr 1995) zuzuordnen sind. Entsprechend diesem Verhältnis werden die ermittelten Gesamtemissionen zu 20 % dem zivilen nationalen Flugverkehr zugeordnet.

In Tabelle 21 sind die bislang verwendeten Emissionsfaktoren dargestellt. Dabei bezieht sich die erste Unterspalte auf die üblicherweise im Bereich der Luftfahrt angegebene Einheit g/kg Treibstoff, die zweite Unterspalte auf die im Rahmen der Berichtserstattung verwendete Einheit kg/TJ. Für die Emissionsberichtserstattung ist eine Umrechnung der ermittelten Emissionsfaktoren auf die entsprechenden Energieäquivalente unter Berücksichtigung des Heizwertes von Kerosin erforderlich. Hierfür wird gemäß Verband der Mineralölwirtschaft ein Wert von 43.000 kJ/kg zugrunde gelegt.

Tabelle 21: Bislang verwendete Emissionsfaktoren

Bezeichnung	Emissionsfaktor [g/kg]	Emissionsfaktor [kg/TJ]
Schwefeldioxid	0,2	9,3
Stickstoffdioxid	17,4	390
flüchtige organische Verbindungen (ohne Methan)	2,6	59
Methan	0,04	1
Kohlenmonoxid	17,4	390
Kohlendioxid	3.299,7	74000
Distickstoffoxid (Lachgas)	0,1	1,5

3.1.8.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3a)

3.1.8.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.3a)

Die derzeitige Berechnungs-Praxis wurde auf der Basis aktuellerer Daten und Erkenntnisse verifiziert. Dies betrifft sowohl die verschiedenen eingesetzten Emissionsfaktoren, den Energiegehalt zur Umrechnung in energiebezogene Emissionsfaktoren und die Aufteilung zwischen nationalem zum internationalem Flugverkehr. Dabei wurden die vorgeschlagenen Emissionsfaktoren des IPCC bei den folgenden Erwägungen berücksichtigt. Allerdings muss hier festgestellt werden, dass die vorgeschlagenen Emissionsfaktoren mit einer Durchschnittsflotte generiert wurden, die dem deutschen Flugverkehr nicht entspricht. Dies bedeutet, dass die Werte nach vorliegenden Erkenntnissen in der vorgeschlagenen Weise nicht verwendet werden können. Die Ergebnisse der Verifikation werden als Ausgangsbasis der zukünftigen, geplanten Verbesserungen dienen.

Außer für SO_2 müssen die bislang für die Ermittlung der Emissionen des Flugverkehrs verwendeten Emissionsfaktoren aufgrund inzwischen vorliegender Informationen sowie der Fortentwicklung der Technologie bei Flugtriebwerken überarbeitet und angepasst werden. Da – wie bereits oben ausgeführt – die Verbrennung jedoch in unterschiedlichen Höhen erfolgt, ist die Generierung von Emissionsfaktoren zuweilen problematisch, da für größere Höhen eine Korrelation zu den für den LTO-Zyklus (Landing/Take-off-Zyklus, d.h. Flugbewegungen bis 3.000 Fuß, d.h. ca. 915 m) ermittelten Emissionsfaktoren durchgeführt werden muss. So ist beispielsweise die Bildung von Stickoxiden in hohem Maße von äußeren Bedingungen bzw. von den sich mit der Höhe verändernden Bedingungen in der Brennkammer abhängig.

In Zusammenhang mit den Emissionen der ***Stickoxide*** hat sich insofern ein tiefgreifender Wandel vollzogen, als mit dem Bemühen, die Triebwerke treibstoffeffizienter zu gestalten, der durchschnittliche Emissionsfaktor angestiegen ist. Allerdings wurden zu früheren Zeitpunkten beispielsweise der Reiseflug überschätzt, was sich auch im Wert der Tabelle 21 wiederspiegelt. Die Ermittlung des Emissionsfaktors von Stickstoffdioxid gestaltet sich schwierig (DÖPELHEUER, 2002), (RAND, 2003), (UBA, 2001a). Korrekterweise müsste an dieser Stelle zunächst von Stickoxiden allgemein gesprochen werden, d.h. der Summe aus Stickstoffmonoxid und Stickstoffdioxid. Im Triebwerk entsteht zunächst überwiegend Stickstoffmonoxid, das erst nach Ausstoß aus dem Triebwerk in Stickstoffdioxid umgesetzt wird. Deswegen bezieht sich der in der Folge genannte Emissionsfaktor auf die Gesamtheit der Stickoxide, auch wenn effektiv eine vollständige Oxidation zu Stickstoffdioxid erfolgt.

Quelle des Stickstoffs ist überwiegend der Luftstickstoff, aber auch Stickstoff, der organisch im Treibstoff gebunden ist. Die Bildung der Stickoxide hängt von der Brennkammereintrittstemperatur, dem Brennkammeintrittsdruck, der Verweilzeit der heißen Gase in der Brennkammer und dem lokalen Äquivalenzniveau des Kraftstoff/Luftgemisches ab. Aufgrund der unterschiedlichen derzeit in Betrieb befindlichen Technologien können die Triebwerksmuster in unterschiedliche Gruppen eingeteilt werden. So werden drei Gruppen von Triebwerken unterschieden: hohes/ mittleres/ niedriges Emissionsniveau (RAND, 2003).

Verlässliche Werte sind derzeit nur über die ICAO-Datenbank verfügbar (ICAO, 2002). Diese beziehen sich allerdings lediglich auf den LTO-Zyklus. Mit dem Zyklus wird überprüft, ob die international völkerrechtlich verbindlichen Grenzwerte (bislang für Stickoxide, CO, Kohlenwasserstoffe und Ruß festgelegt) eingehalten werden. Es handelt sich um einen Zertifizierungsgrenzwert, in dem die unten dargestellten Flugphasen mit einer bestimmten Zeitdauer und einem bestimmten Schub eingehen (siehe Tabelle 22).

Tabelle 22: Referenzphasendauer für Triebwerke nach ICAO

	Rollen am Boden	Startlauf	Steigflug	Anflug und Landung	Summe
Schub	7 %	100 %	85 %	30 %	-
Dauer	26:00	0:42	2:12	4:00	32:54

Um vom Emissionsfaktor des LTO-Zyklus auf jenen des Reisefluges zu schließen bedarf es Korrelationsmethoden, wie die beispielsweise von der DLR (Deutsche Luft und Raumfahrt Gesellschaft) verwendete p^3-T^3-Methode, die sich auf die Temperaturen und Drücke am Brennkammereintritt bezieht. Bei Triebwerken mit einem höheren Bypassverhältnis nimmt der spezifische Ausstoß von Stickoxidemissionen geringfügig ab (DLR, 1999).

Für Flugzeuge mit „hohem NO_X -Ausstoß“ wurde ein Durchschnitt der NO_X -Emissionen von etwa 14,5 g/kg, für solche mit „mittlerem“ Ausstoß an NO_X von etwa 13,5 g/kg und bei Triebwerken mit Technologien, die derzeit einem „niedrigem“ spezifischen Ausstoß an Stickoxiden von etwa 11 g/kg entsprechen, ermittelt (bezogen auf Werte der ICAO-Datenbank, d.h. nur für den LTO-Zyklus) (RAND, 2003). Von hoher Relevanz sind in diesem Zusammenhang die Angaben von Emissionsfaktoren zu NO_X, HC und CO auf der Basis unterschiedlicher Quellen (IPCC, 1999). Allerdings beziehen sich diese auf das Basisjahr 1992 sowie auf Vorhersagen für 2015.

Folgende Werte werden dabei von 3 Forschungseinrichtungen für 1992 und 2015 angegeben. Sämtliche in der Folge von der DLR, der NASA (National Aeronautics and Space Administration) und von ANCAT (Abatement of Nuisances from Civil Air Transport) wiedergegebenen Werte beziehen sich auf den gesamten durchschnittlichen Flug, d.h. den LTO-Bereich und den Reiseflug (siehe Tabelle 23).

Tabelle 23: NO_X -Emissionsfaktoren für 1992 und 2015 von NASA, ANCAT und DLR[6], ohne militärischer Flugverkehr

	1992	2015
NASA	12,6	13,7
ANCAT	14,0	12,4
DLR	14,2	12,6

Berücksichtigt werden muss in diesem Zusammenhang allerdings, dass aufgrund der im Laufe des letzten Jahrzehnte gestiegenen Druck- und Temperaturverhältnisses in der Brennkammer der durchschnittliche Emissionsfaktor von NO_X angestiegen ist. Bei den DLR-

und ANCAT-Szenarien dürfte deswegen für den ermittelten Werte eine Rolle spielen, dass für 2015 bereits ein größerer Anteil an Triebwerken mit geringerem spezifischen Stickoxidausstoß angenommen wurde, der Zenit beim EI (NO_X) (Emissionsindex = Emissionsfaktor) somit überschritten ist.

Auf der Basis des Jahres 1995 kann ein weltweit durchschnittlicher EI (NO_X) von 13,0 g/kg angegeben werden (UBA, 2001a). Dieser Wert beruht auf Berechnungen, die von der DLR explizit für diese Studie für bestimmte Streckenprofile berechnet worden sind.

Folgende Faktoren sollten insgesamt für die Festlegung des EI (NO_X) berücksichtigt werden:

- Die mittlere Schätzung für 1992 liegt bei 13,6, die für 1995 bei 13,0.
- Aufgrund der gestiegenen Drücke und Temperaturen in der Brennkammer der „Durchschnittsflotte“ ist der EI(NO_X) gegenüber 1992 angestiegen. Der „LTO-Durchschnitt“ des Großteils der gegenwärtigen Weltluftfahrtflotte entsprechend liegt bei etwa 14,5 (RAND, 2003). Der Anteil von Triebwerken mit sehr niedrigen spezifischen Stickoxidemissionen ist derzeit noch klein.

Demnach kann derzeit von einem mittleren EI (NO_X) von etwa 14,0 g/kg ausgegangen werden. Die Werte des IPCC Reference Manual (IPCC, 1996b) werden für Deutschland als zu hoch angesehen. Dies ist vor allem damit zu begründen, dass der Durchschnittswert mit Flugzeugmustern (und damit Triebwerksmustern) ermittelt wurde, die der heutigen Flotte, die den innerdeutschen Flugverkehr bedient, nicht entspricht. Zudem ist das von IPCC zugrunde gelegte Datenmaterial vergleichsweise alt.

Unverbrannte ***Kohlenwasserstoffe*** gehören neben Kohlenmonoxid zu den wesentlichen Produkten aus der unvollständigen Verbrennung des Kerosins. Kohlenwasserstoffe werden vor allem bei niedrigen Laststufen emittiert. Mit der Verbesserung der Treibstoffeffizienz der Triebwerke und dem damit einhergehenden Anstieg der Temperaturen und Drücke in der Brennkammer ist auch ein Rückgang des spezifischen Emissionsfaktors für unverbrannte Kohlenwasserstoffe zu beobachten. So wird der EI (HC) für den weltweiten Linienflugverkehr für 1986 für alle Flugphasen mit 1,34 g/kg, für 1989 mit 1,25 g/kg und für 1992 mit 1,12 g/kg angegeben (DLR, 1999). Untersuchungen der emittierten Kohlenwasserstoffe haben gezeigt, dass mit steigender Last des Triebwerks, die Größe der bei der Verbrennung des Kerosins entstehenden Kohlenwasserstofffraktionen abnimmt. Während bei 80 % Last überwiegend C1-C2-Bruchstücke entstehen, liegt bei 7 % und 30 % Schub das Maximum beim Ausstoß von Molekülen mit C2- und C3-Körpern. Allerdings ist bei niedrigen Laststufen eine größere Anzahl deutlich längerer Kohlenwasserstoff-Bruchstücke vorhanden. Der Emissionsfaktor bei unterschiedlichen Laststufen variiert erheblich. So lag er bei einem Testlauf mit dem Triebwerk TF-39-1C bei 7 % Schub bei 18,9 g/kg, bei 80 % Schub hingegen nur noch bei 0,04 g/kg. Je höher die Laststufe, desto höher ist auch der Anteil der Alkane gegenüber den Alkenen, die Aromaten liegen zwischen 3 und 9 %, sauerstoffhaltige Kohlenwasserstoffe machen etwa 25 % aus (DÖPELHEUER, 2002).

Von IPCC werden in *Aviation and the Global Atmosphere, Kap. 9, Aircraft Emissions* Werte der NASA für verschiedene Jahre für Emissionsfaktoren (alle Flugphasen)angegeben (IPCC, 1999). Die Werte beziehen sich auf den gesamten weltweiten Flugverkehr exklusive militärischem Flugverkehr. Demnach lag der EI (HC) 1976 bei 5,1 g/kg, 1984 bei 3,3 g/kg und 1992 bei 2,3 g/kg. Für 2015 wird ein Durchschnittswert von 1,0 g/kg prognostiziert. Da die Erhöhung der Treibstoffeffizienz kontinuierlich ohne sprunghafte Entwicklungen erfolgt

und die Höhe des EI (HC) sich umgekehrt proportional hierzu verhält, ist eine Durchschnittsbildung der Werte von 1992 und 2015 für einen aktuellen Berichtswert gerechtfertigt. Es wird deswegen ein EI (HC) von derzeit 1,65 g/kg für Kohlenwasserstoffe mit Methan angenommen.

Allerdings ist hier neben den größeren Kohlenwasserstoffbruchstücken auch der Anteil der C1-Körper einbezogen. Falls es sich dabei um keine radikalische Spezies handelt und ein reiner Kohlenwasserstoff vorliegt, gehört zu dieser Gruppe auch Methan. Für die Ermittlung des Anteils an Methan müsste nun auf der Basis der durchschnittlichen Laststufe und anderer Faktoren auf Methan rückgerechnet werden, was aufgrund methodischer Schwierigkeiten kompliziert ist. Grundsätzlich liegt derzeit somit keine gesicherte wissenschaftliche Grundlage für eine Festlegung eines genauen EI (CH4) vor. Es muss allerdings darauf hingewiesen werden, dass im Rahmen des Europäischen Projektes PARTEMIS (Measurement and prediction of emissions of aerosols and gaseous precursors from gas turbine engines), das der Messung von Aerosolen und gasförmigen Vorläufersubstanzen aus Flugtriebwerken dient, auch chromatographische Untersuchungen der emittierten Kohlenwasserstoffspezies durchgeführt wurden, die auch Rückschlüsse auf den Emissionsfaktor von Methan erlauben. Die Ergebnisse werden in Kürze publiziert und erlauben dann möglicherweise die Angabe eines genaueren Wertes erlauben.

Bereits Mitte der 90er Jahre wurden Werte aus der Messung von je einem Triebwerk von Pratt & Whitney (PW 305) und von Rolls Royce (RB211) veröffentlicht (Wiesen et al, 1994 und 1996).

Unter Berücksichtigung der vorliegenden Informationen ist von einem ***Emissionsfaktor von 0,04 g/kg für Methan auszugehen***. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass Methan bereits in der oben genannten Angabe zu Kohlenwasserstoffen enthalten ist. ***Der mittlere EI für NMVOC muss deswegen mit 1,61 g/kg angegeben werden***.

Kohlenmonoxid entsteht durch die unvollständige Oxidation des Kohlenstoffs bei der Verbrennung von Kerosin. Während die erste Teilreaktion der Oxidation von Kohlenstoff zu Kohlenmonoxid schnell verläuft, ist die zweite Teilreaktion der Oxidation zu Kohlendioxid hinsichtlich der Gesamtreaktion geschwindigkeitsbestimmend. Ein Teil des Kohlenmonoxids wird bei der Verbrennung nicht vollständig umgesetzt.

Von IPCC wird analog zu HC der durchschnittliche Emissionsfaktor für CO für vier verschiedene Jahre für alle Flugphasen (LTO und Reiseflug) angegeben (IPCC, 1999). Demnach betrug der Wert unter Berücksichtigung auch des militärischen Flugverkehrs 1976 19,7 g/kg, 1984 15,2 g/kg und 1992 11,3 g/kg. Für 2015 wird von der NASA ein Wert von 7,1 g/kg prognostiziert (IPCC, 1999). Da auch hier eine in etwa lineare kontinuierliche Abnahme zu erkennen ist, ist auch hier das Heranziehen des Mittels der Jahre 1992 und 2015 als aktueller EI (CO) gerechtfertigt. ***Es wird somit ein EI-Wert für CO von 9,2 g/kg angenommen.***

Da ***Kohlendioxid*** mengenmäßig die überragende Bedeutung bei den Emissionen hat, ist auf die Entwicklung eines möglichst genauen Emissionsfaktors Wert zu legen (DÖPELHEUER, 2002). Die Grundlage für die Ermittlung des Emissionsfaktors für Kerosin bildet die durchschnittliche Zusammensetzung dieses Treibstoffs. Kerosin besteht zu etwa 35 Vol. % aus Alkanen, zu etwa 45 Vol. % aus Cycloalkanen, zu etwa 17 Vol. % aus Aromaten und schließlich zu 1 Vol. % aus Alkenen. Grundsätzlich gibt es starke regionale Unterschiede bei

der Zusammensetzung. Werden die Kettenlängen der Kohlenwasserstoffe betrachtet, so dominiert mengenmäßig die Fraktion mit 11 bis 12 Kohlenstoffatomen. Werden weiterhin der durchschnittliche Wasserstoffanteil des Kerosins und die durchschnittliche Molmasse von 176 kg/mol berücksichtigt, lässt sich Kerosin vereinfacht durch die Summenformel $C_{12}H_{23}$ beschreiben. Bei einer vollständigen Verbrennung entstehen aus einem kg Kerosin somit rein stöchiometrisch 1,24 kg Wasser und 3,15 kg Kohlendioxid. ***Der durchschnittliche Emissionsfaktor für Kohlendioxid für Kerosin ist somit mit 3.150 g/kg anzugeben.*** Dieser Wert ist auch durch zahlreiche Publikationen abgesichert (u.a. IPCC, 1999).

Distickstoffoxid ist ebenfalls ein Produkt der Oxidation von Stickstoff in der Brennkammer, das in Spuren entstehen kann. Die Datenlage ist grundsätzlich schlecht. Die Substanz wurde ebenfalls im Projekt PARTEMIS gemessen, dessen Ergebnisse aber derzeit noch nicht publiziert sind. Wie bereits zu Methan ausgeführt, wurden bereits Mitte der 90er Jahre Ergebnisse zu Lachgas und Methan aus der Untersuchung je eines Triebwerk von Pratt & Whitney (PW 305) und von Rolls Royce (RB211), die unter verschiedenen Flugbedingungen gemessen und mit Hilfe von Infrarotspektroskopie gemessen wurden, publiziert (Wiesen et al, 1994 und 1996). Diese Untersuchungen ergaben für ***N_2O einen durchschnittlichen Emissionsfaktor von 0,15 g/kg***. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass mehr N_2O als Ammoniak in der Brennkammer entsteht, da es sich um ein Produkt mit einer mittleren Oxidationsstufe handelt. Derzeit wird mit einem Faktor von 0,1 g/kg gerechnet. Im Rahmen von TREMOD wird ein Wert von 0,32 g/kg verwendet. Insgesamt erscheint ein Wert von 0,15 g/kg, wie er in den obigen Publikationen genannt wurde, plausibel.

Die bisher verwendete Aufteilung zur Bestimmung des Anteils des nationalen Flugverkehrs an den Gesamtemissionen (DESTATIS, 2002c) basierte auf einer pauschalen Zuweisung von 80 % der ermittelten Gesamtemissionen zum internationalen Flugverkehr. Diese Aufteilung basiert auf der Untersuchung, die der TÜV im Auftrag des UBA durchgeführt hatte (UBA, 1989). Inzwischen hat sich der Flugverkehr zunehmend internationalisiert, so dass der nationale Anteil relativ kleiner geworden ist.

Grundlage für die Aufteilung muss die Definition der IPCC-Richtlinien für die Erstellung der nationalen Emissionsinventare sein. Demnach fallen unter den nationalen Flugverkehr all jene Flugbewegungen von Passagieren und Fracht mit Start und Ende des Fluges auf nationalem Gebiet. Der internationale Flugverkehr umfasst den gesamten Zivilflugverkehr, der vom Ausland kommt oder das nationale Gebiet verlässt.

Auf Basis der 2002 insgesamt transportierten Passagiere auf deutschen Flughäfen, die eine Destination im Inland hatten, machte der nationale Flugverkehr 11,9 % aus. Insgesamt wurden 114 Mio. Passagiere befördert, von denen 13,6 Mio. unter die Kategorie *Inlandsflugverkehr* fallen. Werden allerdings die Umsteiger hinzugerechnet, so flogen 2002 insgesamt 19,8 Mio. Passagiere auf innerdeutschen Strecken, wodurch sich ein Anteil von 17,4 % ergibt. Gemäß den Definitionen des IPCC müssen Umsteiger grundsätzlich berücksichtigt werden. Beim Frachtverkehr entfielen 2,1 Mio. auf den internationalen Flugverkehr von insgesamt 2,2 Mio. t in 2002 transportierten Frachten. Der nationale Anteil betrug somit 4,5 %.

Werden Flugbewegungen betrachtet, so wurden 2002 in Deutschland 1,45 Mio. Bewegungen registriert, von denen 0,339 Mio. innerdeutsche Ziele hatte. Dies entspricht einem Anteil von 23,4 %.

Eine weitere Größe, die für die Berechnung des Anteils des nationalen Flugverkehrs für die Ermittlung der Emissionen heran gezogen werden könnte, ist die Beförderungsleistung. Grundsätzlich kann auch hier nicht davon ausgegangen werden, dass eine enge Korrelation zum Treibstoffverbrauch besteht. Gründe hierfür sind u.a. der unterschiedliche Treibstoffverbrauch der Flotte und der relativ höhere Anteil des LTO-Zyklus, in dem aufgrund der Start- und Steigphase mehr Treibstoff verbraucht wird. 23,8 % der Transportleistung (unter Zugrundelegung eines Äquivalents von 0,1 tkm für einen Sitzplatzkilometer) entfielen dabei auf die Luftfracht. Insgesamt wurden 7,81 Mrd. Tonnenkilometer für das Jahr 2002 ermittelt. 21,4 % der Flugleistung aus Personenbeförderung entfielen 2002 auf den nationalen Flugverkehr. Dabei ist der Wert aus Fracht- und Personenbeförderung insgesamt kleiner, da der Frachtverkehr – wie oben ausgeführt – überwiegend internationale Destinationen bedient.

Da derzeit kein Berechnungsverfahren vorliegt, mit dem vorhandene Daten auf den Treibstoffverbrauch umgerechnet werden können und entsprechende Daten nicht erhoben werden, soll weiterhin mit einem Anteil von 20 % für den nationalen Flugverkehr gerechnet werden. Dieser Anteil beruht auf dem im Rahmen von ermittelten Anteil der Passagiere, die dem innerdeutschen Flugverkehr (mit Umsteigern, Basisjahr 1995) zuzuordnen sind (UBA, 2001a). Auch die für Passagiere, Flugbewegungen und Personentransportleistung für das Jahr 2002 erfassten Daten ergeben diesen Anteil, wobei aber kein Zusammenhang zum Treibstoffverbrauch hergeleitet werden kann, der eigentlich zugrunde gelegt werden müsste.

3.1.8.5 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3a)

Es ist geplant, die in Kapitel 3.1.8.4 hergeleiteten Emissionsfaktoren nach Hausabstimmung im UBA in das Inventar zu übernehmen. Für die Emissionsberichterstattung ist eine Umrechnung der ermittelten Emissionsfaktoren auf die entsprechenden Energieäquivalente unter Berücksichtigung des Heizwertes von Kerosin erforderlich (siehe Tabelle 24). Vom Verband der Mineralölwirtschaft [MVW] wird hierfür ein Wert von 43.000 kJ/kg zugrunde gelegt (MWV, 2003). In (DÖPELHEUER, 2002) wird ein Wert von 43.280 kJ/kg angegeben. Grundsätzlich ist eine Umrechnung des EI in die Einheit [kg/TJ] mit dem Faktor 43.000 gerechtfertigt.

Tabelle 24: Angepasste Emissionsfaktoren für den zivilen Luftverkehr

Bezeichnung	Emissionsfaktor neu [g/kg]	Emissionsfaktor neu [kg/TJ]	Emissionsfaktor alt [kg/TJ]
Stickstoffdioxid	14,00	325,58	390
flüchtige organische Verbindungen (ohne Methan)	1,61	37,44	59
Methan	0,04	0,93	1
Kohlenmonoxid	9,20	213,95	390
Kohlendioxid	3.150,00	73.265	74.000
Distickstoffoxid (Lachgas)	0,15	3,49	1,5

3.1.9 Transport - Straßenverkehr (1.A.3b)

3.1.9.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3b)

CRF 1.A.3b					
Hauptquellgruppe		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2002- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Gasoline	l / t	CO_2	7,68 %	8,15	fallend
Diesel Oil	l / t	CO_2	4,37 %	7,95	steigend
Gasoline	l / t	CH_4	0,10 %	0,02	fallend

Schadstoff	CO_2	CH_4	HFC´s	PFC´s	SF_6	N_2O	NO_X	CO	NMVOC	SO_2
Emissionsfaktor[32] (EF)	CS	CS/M	-	-	-	CS/M	CS/M	CS/M	CS/M	CS/M
EF Unsicherheiten in %	-	-	-	-	-	-				
Unsicherheitenverteilung[33]	-	-	-	-	-	-				
Methode EF-Ermittlung[34]	T 3	T 3	T 3	T 3	T 3	T 3				

Der Straßenverkehr ist nach nach der Emissionshöhe und dem Trend für die Schadstoffe CH_4 und CO_2 eine Hauptquellgruppe

In der genannten Kategorie werden die Emissionen aus dem motorisierten Straßenverkehr in Deutschland berichtet. Berücksichtigt ist der Verkehr auf öffentlichen Straßen im Inland ohne Land- und Forstwirtschaft und ohne Militär. Die Berechnungen erfolgen für die Fahrzeugkategorien Pkw, motorisierte Zweiräder, leichte Nutzfahrzeuge, schwere Nutzfahrzeuge und Busse. Diese werden für die Berechnung in sogenannte *Fahrzeugschichten* mit gleichem Emissionsverhalten untergliedert. Hierzu werden die Fahrzeugkategorien weiter differenziert nach Art des verwendeten Kraftstoffs, der Fahrzeuggröße (Nutzfahrzeuge/Busse: Gewichtsklasse; Pkw/motorisierte Zweiräder: Hubraum) und der eingesetzten Schadstoffminderungstechnik gemäß den EU-Richtlinien zur Abgasgesetzgebung („EURO-Normen“) sowie des regionalen Fahraufkommens (außerorts, innerorts und Autobahn).

Durch die Einführung des Katalysators und motortechnische Verbesserungen infolge der kontinuierliche Verschärfung der zulässigen Abgaswerte sowie durch verbesserte Kraftstoffqualitäten sind die Emissionen aus dem Straßenverkehr an CH_4, NO_X, CO, NMVOC und SO_2 seit 1990 drastisch zurückgegangen (siehe Tabelle 25).

N_2O-Emissionen entstehen hauptsächlich infolge unvollständiger Reduktion von NO zu N_2 im 3-Wege-Katalysator. Sie sind gesetzlich nicht limitiert. Durch die wachsende Zahl von Pkw

32 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
33 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
34 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model

mit Katalysator stiegen die N_2O-Emissionen gegenüber 1990 zunächst an. Neuere Katalysatoren sind jedoch so optimiert, dass nur noch geringe Mengen an N_2O entstehen. Der seit dem Jahr 2000 zu beobachtende Trend abnehmender N_2O-Emissionen wird sich daher fortsetzen.

Die CO_2-Emissionen sind direkt vom Kraftstoffverbrauch abhängig und gleichfalls nicht limitiert. Der Anstieg der Emissionen von 1990-2000 ist dadurch begründet, dass die fahrzeugspezifischen Verbrauchsminderungen durch den Zuwachs der Fahrleistungen überkompensiert wurden. Erst seit dem Jahr 2000 ist vor allem wegen gesunkener Fahrleistungen im Personenverkehr ein leichter Rückgang der CO_2-Emissionen zu verzeichnen.

Tabelle 25: Emissionen des Straßenverkehrs in Gg

	CO_2	CH_4	N_2O	NO_X	CO	NMVOC	SO_2
1990	150.261,54	62,73	9,46	1284,78	6684,18	1463,85	90,20
2000	171.160,70	16,32	16,19	781,29	2380,13	283,36	19,66
2002	166.002,00	12,82	14,45	664,63	1910,61	213,69	2,81

3.1.9.2 Methodische Aspekte (1.A.3b)

Die Berechnung der CO_2-Emissionen aus dem motorisierten Straßenverkehr in Deutschland erfolgt mit einem *top-down*-Ansatz (*Tier 1-Verfahren*) auf der Grundlage der in Deutschland verkauften Kraftstoffe. Die Daten hierzu liegen in Form der *Energiebilanzen* vor. Zur Bestimmung der CO_2-Emissionen werden die einzelnen Kraftstoffverbräuche (Benzin, Diesel ohne Biodiesel, Petroleum, Flüssiggas) mit landesspezifischen CO_2-Emissionsfaktoren multipliziert.

Die Berechnung der Nicht-CO_2-Emissionen erfolgt mit Hilfe des Modells TREMOD („Transport Emission Estimation Modell"; IFEU, 2003b)[35]. In TREMOD ist ein „*bottom-up*" (Tier 3)- Ansatz implementiert, bei dem Fahrleistungen der einzelnen Fahrzeugschichten mit landesspezifischen Emissionsfaktoren multipliziert werden. Für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge wird zusätzlich ein „*Kaltstart-Zuschlag*" addiert. Der je Kraftstoffart ermittelte Gesamtverbrauch wird mit dem Verbrauch gemäß Energiebilanz abgeglichen. Die Emissionen werden mit Hilfe von Faktoren, die aus diesem Abgleich gewonnen wurden, korrigiert. Für benzingetriebene Fahrzeuge werden in Abhängigkeit von der Minderungstechnik Verdampfungsemissionen an VOC berechnet.

Aus den Emissionen und den Kraftstoffverbräuchen der einzelnen Fahrzeugschichten werden aggregierte, kraftstoffbezogene Emissionsfaktoren abgeleitet (kg Emission pro Kraftstoffeinsatz in TJ) und über eine Schnittstelle (siehe Kapitel 17.3.2) an das ZSE übergeben. In Anlehnung an die CORINAIR-Berichtsstruktur sind diese Faktoren nur noch nach der Kraftstoffart, der Straßenart (Autobahn, Landstraße, Innerortsstraße) und innerhalb der Fahrzeugkategorien nach „ohne/mit" Schadstoffminderungstechnik differenziert. Bei der Minderungstechnik wird wie folgt unterschieden:

35 Um Minderungsmaßnahmen ableiten und bewerten zu können, werden mit TREMOD auch der Energieverbrauch und die CO_2-Emissionen der einzelnen Fahrzeugkategorien berechnet. Die Werte werden anschließend mit dem Gesamtverbrauch und der Gesamtemission an CO_2 abgeglichen.

	Ohne Minderungstechnik	Mit Minderungstechnik
Pkw/ Leichte Nutzfahrzeuge mit Otto-Motor	ohne Gkat	mit Gkat
Pkw/ Leichte Nutzfahrzeuge mit Diesel-Motor, Busse, Schwere Nutzfahrzeuge, motorisierte Zweiräder	vor Euro 1	ab Euro 1

Für die Berechnung mit TREMOD wurden zahlreiche Basisdaten aus allgemein zugänglichen Statistiken (DIX und Kraftfahrt Bundesamt) und speziellen Untersuchungen verwendet, aufeinander abgestimmt und ergänzt. Im folgenden ist ein Überblick über die Hauptquellen sowie wichtige Annahmen dargestellt. Detaillierte Beschreibungen der Datengrundlagen, einschließlich Angaben der verwendeten Quellen, sowie der in TREMOD verwendeten Berechnungsmethoden sind im o.g. Bericht von IFEU zu finden.

3.1.9.2.1 Realdaten für die Jahre 1990-2000

Die Realdaten beziehen sich auf:

- Kraftfahrzeugbestände:
  Für Westdeutschland ab 1990 bis 1993 sowie für Deutschland ab 1994 wurden die Bestände aufgrund der Bestands- und Neuzulassungsstatistiken des Kraftfahrt-Bundesamtes aufgearbeitet. Basis der Bestandsanalyse für Ostdeutschland im Jahr 1990 waren eine detaillierte Analyse der Abgas-Prüfstelle Adlershof im Jahr 1992 sowie die Zeitreihen in den statistischen Jahrbüchern der DDR. Zwischen 1991 und 1993 musste der Bestand mit Hilfe zahlreicher Annahmen geschätzt werden.
- Emissionsfaktoren:
  Die Gesamtheit der Emissionsfaktoren ist im „Handbuch für Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs 1.2“abgelegt (INFRAS, 2003). Das Handbuch entstand im Rahmen der Kooperation von Deutschland, Schweiz und Österreich bei der Ableitung von Emissionsfaktoren für den Straßenverkehr. Die Emissionsfaktoren des Handbuchs entstammen überwiegend den Messprogrammen des TÜV Rheinland und des RWTÜV. Dazu gehören die grundlegenden Untersuchungen für die Bezugsjahre 1989/1990. In diesen Untersuchungen wurde sowohl für Pkw als auch für schwere Nutzfahrzeuge eine neue Methodik angewandt, bei der Emissionsfaktoren abgeleitet wurden, die vom Fahrverhalten und der Verkehrssituation abhängen. Im Rahmen mit Daten aus der Feldüberwachung wurden die Pkw-Emissionsfaktoren für Pkw bis zum Baujahr 1994 fortgeschrieben. Die Emissionsfaktoren neuerer Fahrzeugschichten (EURO II-IV) wurden gemeinsam von Experten aus der Automobilindustrie (VDA) und aus wissenschaftlichen Instituten und Umweltbehörden der o.g. Länder abgeleitet. Im Rahmen der Erarbeitung einer neuen Version des Handbuchs (vergleiche Kapitel 3.1.9.6) haben sich auch Experten aus den Niederlanden an der Kooperation beteiligt.
- Fahrleistungen:
  Wichtigste Quelle ist die kontinuierlich in „*Verkehr in Zahlen*“ publizierte Zeitreihe der Fahrleistungen der einzelnen Fahrzeugkategorien (DIW, 2002). In differenzierten Fahrleistungsuntersuchungen, die für die Jahre 1990 und 1993 im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr durchgeführt wurden, sind spezielle TREMOD-Anforderungen berücksichtigt: So entspricht die Aufteilung der Fahrleistungen nach Fahrzeugtypen und Straßencharakteristik den Differenzierungen, die auch in den

Emissionsmessprogrammen zugrunde gelegt wurden. Die Fahrleistungsdaten für die genannten Bezugsjahre wurden daher direkt in TREMOD übernommen.

3.1.9.2.2 Daten für die Jahre 2001 und 2002

Die Daten beziehen sich auf:

- Bestandsentwicklung Straßenverkehr:
  Die Bestände der Jahre 2001 und 2002 wurden mit Hilfe eines in TREMOD implementierten Umschichtungsmodells abgeleitet. Hierzu wurden auf der Basis der Entwicklung der vergangenen Jahre Neuzulassungszahlen und Anteile der einzelnen Fahrzeugschichten an den Neuzulassungen geschätzt. Ausgehend vom Bestand des Jahres 2000 wurde mit Hilfe von aus der Historie abgeleiteten Überlebenswahrscheinlichkeiten, bzw. Annahmen zur Fahrzeuglebensdauer, ein nach Antriebsart, Fahrzeuggröße und Minderungstechnik differenzierter Fahrzeugbestand berechnet.
- Emissionsfaktoren:
  Die Emissionsfaktoren leiten sich aus der Bestandsentwicklung der einzelnen Fahrzeugschichten ab. Die Emissionsminderung durch die Einführung schwefelfreier Kraftstoffe wurde vom Umweltbundesamt geschätzt.
- Fahrleistungen:
  Die Fortschreibung der Fahrleistungen wurde auf Basis der Mittelfristprognose der Prognos AG vom Sommer 2002 vorgenommen.

3.1.9.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3b)

Untersuchungen zu Unsicherheiten der Daten wurden bisher nicht durchgeführt.

3.1.9.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.3b)

Eine Qualitätsprüfung der Daten erfolgt durch den Vergleich des Energieverbrauchs nach top-down-Ansatz (Energiebilanz) und bottom-up-Ansatz (unkorrigierte TREMOD-Ergebnisse). Für Benzin wurden im Zeitraum 1994-2002 Abweichungen von 3,5 % bis 7,0 % festgestellt. Die Abweichungen beim Verbrauch von Dieselkraftstoff lagen zwischen 3,4 % und 10,3 %.

3.1.9.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3b)

Die vorgelegten Emissionsdaten wurden mit Hilfe der TREMOD-Version 3.1 berechnet (IFEU, 2002). Gegenüber dem Berichtsjahr 2002 wurden mit dieser Version folgende Veränderungen an der Datenbasis vorgenommen:

- Berücksichtigung der Emissionen aus der Verwendung von Flüssiggas zum Betrieb von Kraftfahrzeugen
- Zuordnung des Petroleumverbrauchs zur Fahrzeugkategorie „Busse“ (statt Aufteilung auf alle Diesel-Fahrzeuge)
- Abgleich des Benzin- und Dieselverbrauchs im Jahr 2001 mit der mittlerweile vorliegenden vorläufigen Energiebilanz 2001 (sog. „Auswertetabelle“)

Die sich hieraus gegenüber dem vorigen Berichtsjahr ergebenden Differenzen in den Zeitreihen 1990-2001 liegen bei maximal 1,2 %. Größere Differenzen, die in der Zeitreihe für N_2O auftreten (max. 25 %), sind der Tatsache geschuldet, dass im vorigen Berichtsjahr die

Übertragung der Daten aus TREMOD in das ZSE noch weitgehend manuell erfolgte, wodurch es offensichtlich bei dieser Zeitreihe zu Übertragungsfehlern gekommen ist.

Das Modell TREMOD ist so angelegt, dass bei Veränderung von Basisdaten grundsätzlich die gesamten Zeitreihen neu berechnet werden.

3.1.9.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3b)

Sowohl Aktivitätsdaten als auch Emissionsfaktoren unterliegen einem ständigen Überarbeitungsprozess. Für den nächsten Bericht sind neue Fahrleistungsdaten aus Untersuchungen der Bundesanstalt für Straßenwesen zu erwarten. Bezüglich der Emissionsfaktoren sind im Zusammenhang mit der zu erwartenden Fertigstellung der Version 2.0 des „Handbuchs für Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs“ (INFRAS, i.B.) umfangreiche Veränderungen geplant. Hierbei werden sowohl die Ergebnisse neuerer Abgas- und Motorenkennfeldmessungen (Schwere Nutzfahrzeuge und Pkw bis Euro 3, Leichte Nutzfahrzuge mit Ottomotor bis Euro 2/ mit Dieselmotor bis Euro 1, Motorisierte Zweiräder bis Zulassungsjahr 2001) als auch neue Verfahren zur Ableitung von Emissionsfaktoren Berücksichtigung finden. Die neue Methode für Schwere Nutzfahrzeuge ist in (HAUSBERGER, 2003) beschrieben. Für die übrigen Fahrzeugkategorien wird eine Beschreibung der Methodik mit der Dokumentation zum „Handbuch Emissionsfaktoren 2.0“ vorgelegt werden.

3.1.10 Transport - Schienenverkehr (1.A.3c)

3.1.10.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3c)

CRF 1.A.3					
Hauptquellgruppe		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2002- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
1.A.3.c Transport Railways					
Railways Liquid Fuels	--	CH4	0,00 %	0,00 %	fallend
Railways Liquid Fuels	--	CO2	0,23 %	0,16 %	fallend
Railways Liquid Fuels	--	N2O	0,00 %	0,00 %	fallend
Railways Solid Fuels	--	CH4	0,00 %	0,00 %	fallend
Railways Solid Fuels	--	CO2	0,00 %	0,01 %	steigend
Railways Solid Fuels	--	N2O	0,00 %	0,00 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFCs**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor36 (EF)	CS	CS	--	--	--	CS				
EF Unsicherheiten in %	--	--	--	--	--	--				
Unsicherheitenverteilung37	--	--	--	--	--	--				
Methode EF-Ermittlung[38]	T1	T1	--	--	--	T1				

Der Schienenverkehr ist für keine Schadstoffkomponente in keiner Brennstoffkategorie Hauptquellgruppe.

Gleichwohl hat der umweltfreundliche und moderne Schienenverkehr eine bedeutende Rolle im Verkehrsträgermix Deutschlands. Der Schienenverkehr in Deutschland befindet sich in einem Modernisierungsprozess, unter anderem dadurch repräsentiert, dass ein Großteil des

36 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
37 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
38 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model

Energieeinsatzes im Schienenverkehr mit Strom erfolgt. Der Anteil an elektrischer Energie für die Traktion im Vergleich zum Diesel wurde kontinuierlich auf inzwischen 80 % erhöht[39]. Die Bahnstromkraftwerke zur Erzeugung des Bahnstromes sind aber dem stationären Anteil der Energiebranche zugeordnet (1.A.1.a) und bei den weiteren Beschreibungen nicht erfasst.

Für den Energieeinsatz in den Zügen der Deutsche Bahn AG spielt neben dem Stromeinsatz nur der Dieselkraftstoff eine bedeutende Rolle. Die eingesetzten Mengen an festen Brennstoffen werden durch die Nutzung historischer Fahrzeuge verursacht, im wesentlichen Dampflokomotiven zu Schauzwecken. Sie sind mit 1.5 % des Gesamtenergie-Einsatzens im Schienenverkehr von geringer Bedeutung. Der Einsatz weiterer Energieträger speziell in privaten Kleinbahnen, z.B. Pflanzenöle oder Gas, wird bisher nicht erfasst und ist noch als vernachlässigbar anzusehen.

3.1.10.2 Methodische Aspekte (1.A.3c)

Für diese Quellgruppe werden ohne nähere Angaben in der Good Practice Guidance (IPCC, 2000) die Emissionen als Produkt aus den verbrauchten Kraft- und Brennstoffen und landesspezifischen Emissionsfaktoren berechnet. Dieses Vorgehen entspricht der allgemeinen Tier 1-Methode und der prinzipiellen Berechnungsvorschrift nach Gleichung 2.3 der IPCC Guidance (IPCC, 2000, S. 2.37).

Die Energieverbrauchsdaten werden der *Energiebilanz* (AGEB, 2003[40]) entnommen. Im Einzelnen stammen die Angaben zu den Brennstoffen aus folgenden Zeilen der Energiebilanz in den jeweiligen Jahren:

Tabelle 26: Quellennachweis für AR in 1A3c

Brennstoffart	**Zeile der Energiebilanz**	**relevante Jahre**
Dieselkraftstoff	74 61	bis 1994 ab 1995
Braunkohlenbriketts	61	ab 1996
Rohbraunkohle	61	ab 1996
Steinkohle	74 61	bis 1994 ab 1995
Steinkohlenkoks	61	ab 1995

Die Emissionsfaktoren stützen sich schadstoffspezifisch auf Ergebnisse verschiedener Forschungsprojekte und Expertenbetrachtungen des UBA, im Einzelnen:

- Für CO_2 wird auf die Dokumentation im Anhang 2, Kapitel CO_2-Emissionsfaktoren, verwiesen.
- Die CH_4-EF begründen sich aus der UBA-Studie Luftreinhaltung `88[41], wobei diese landspezifischen Faktoren mit den IPCC-Default-Werten verglichen werden können: für Dieselkraftstoff gleicht der Defaultwert im Reference Manual (IPCC et al, 1997, Tabelle 1-7) dem von Deutschland verwendeten EF, für Kohlen liegen die verwendeten EF höher als für Braunkohlen im Reference Manual (IPCC et al, 1997, Tabelle 1-7).

[39] aus Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 54.Jahrgang (2004), Heft 3, S. 185
[40] AGEB, 2003: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen für die Bundesrepublik Deitschland für das Jahr 1999
[41] UBA 1989: Luftreinhaltung '88. Tendenzen - Probleme - Lösungen. Materialien zum Vierten Immissionsschutzbericht der Bundesregierung an den Deutschen Bundestag (Drucksache 11/2714) nach Paragraph 61 Bundes-Immissionsschutzgesetz Körperschaft, erschienen Berlin Schmidt, E., 1989

- Für N_2O folgen die EF Expertenbetrachtungen im UBA entsprechend der UBA-Studie Luftreinhaltung `88. Die landspezifischen EF liegen deutlich über denen im Reference Manual (IPCC, 1997, Tabelle 1-8).

Tabelle 27 Gegenüberstellung der verwendeten EF und Default-EF Im Schienenverkehr

Schadstoff	**verwendete EF in kg/TJ**	**Default-EF in kg/TJ**
CH_4	Dieselkraftstoff: 5,0 Steinkohle: 15,0 Braunkohlenbriketts: 15,0 Rohbraunkohle: 15,0 Steinkohlenkoks: 0,5	Oil: 5 Coal: 10
N_2O	Dieselkraftstoff: 3,4 Steinkohle: 4,0 Braunkohlenbriketts: 3,5 Rohbraunkohle: 3,5 Steinkohlenkoks: 4,0	Oil: 0,6 Coal: 1,4

Quelle: siehe Text vor der Tabelle

3.1.10.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3c)

Untersuchungen zu Unsicherheiten der Daten wurden bisher nicht für diese Quellgruppe durchgeführt. Die AR-Zeitreihen für Braunkohlenbriketts, Steinkohle und Steinkohlenkoks weisen durch die Umstellung der Statistiken 1994/1995 Inkonsistenzen auf, die momentan nicht beseitigt werden können.

3.1.10.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.3c)

Eine weitergehende quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung liegt derzeit noch nicht vor.

3.1.10.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3c)

Rückrechnungen sind zu erwarten, wenn die geplante Methodenumstellung erfolgt sein wird.

3.1.10.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3c)

Im Schienenverkehr werden zukünftig für alle in Deutschland eingesetzten Diesellokomotiven spezifische Emissionsfaktoren abgeleitet. Die Emissionsberechnungen werden auf ein Verfahren umgestellt, dass diese baureihenspezifischen Emissionsfaktoren mit zugehörigen Betriebsleistungen (gefahrene Kilometer) verknüpft.

3.1.11 Transport - Schiffsverkehr (1.A.3d)

3.1.11.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3d)

CRF 1.A.3					
Hauptquellgruppe		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2002- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Transport Navigation 1.A.3.c					
Navigation Diesel Oil	--	CO_2	0,16 %	0,07 %	fallend
Navigation Diesel Oil	--	CH_4	0,00 %	0,00 %	fallend
Navigation Diesel Oil	--	N_2O	0,00 %	0,00 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFCs**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor42 (EF)	CS	CS	--	--	--	CS				
EF Unsicherheiten in %	--	--	--	--	--	--				
Unsicherheitenverteilung43	--	--	--	--	--	--				
Methode EF-Ermittlung[44]	T1	T1	--	--	--	T1				

Der Schiffsverkehr ist für keine Schadstoffkomponente in keiner Brennstoffkategorie Hauptquellgruppe.

Der Schiffsverkehr ist an erster Stelle in die Küsten- und Binnenschifffahrt und die Seeschifffahrt zu unterscheiden. Im inländischen Bereich erfolgt ausschließlich der Einsatz von Dieselkraftstoff , im internationalen Bereich auch der von schwerem Heizöl. Die Emissionen aus dem internationalen Schiffsverkehr werden in den Emissionsinventaren nachrichtlich ausgewiesen, gehen aber nicht in die Gesamtemissionen ein.

Die Bedeutung des Schiffsverkehrs leitet sich aus den bestehenden Wasserstraßen in Deutschland her. Bei der Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes heißt es dazu[45]: „Obwohl sehr viel weitmaschiger als Schiene und Straße, ist das Wasserstraßennetz dennoch ein zusammenhängendes Netz, das die großen Seehäfen einerseits mit der Hohen See, andererseits mit dem Hinterland sowie die bedeutendsten Industriezentren miteinander verbindet. Die Mehrzahl der Großstädte der Bundesrepublik besitzt einen Wasserstraßenanschluss. Das Netz der Bundeswasserstraßen hat eine Länge von rd. 7300 km Binnenwasserstraßen und schließt auch ca. 17800 km² Seewasserstraßen ein. Hiervon entfallen ca. 6500 km auf Binnenschifffahrtsstraßen und ca. 750 km auf Seeschifffahrtstraßen ohne Außenbereiche der seewärtigen Zufahrten.

42 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
43 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
44 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model
45 http://www.wsv.de/Wasserstrassen/Wasserstrassen.html, Stand 07.06.2002

3.1.11.2 Methodische Aspekte (1.A.3d)

Die IPCC Good Practice Guidance (IPCC, 2000, Seite 2.52) gibt vor, dass bei guter Datenverfügbarkeit die Tier 2 Methode unter Zugrundelegung von landesspezifischen CO_2-EF und antriebsspezifischen EF für CH_4 und N_2O die Tier 2 – Methode anzuwenden ist. Liegen keine antriebsspezifischen Energieverbräuche vor, so können die IPCC default Emissionsfaktoren für CH_4 und N_2O verwendet werden. Fehlen landesspezifische Emissionsfaktoren für CO_2, so kann auf der Grundlage der IPCC default Emissionsfaktoren gerechnet werden, soweit es sich nicht um eine Hauptquellgruppe handelt.

Die IPCC Guidelines geben keine speziellen Methoden für die Berechnung der militärischen Emissionen aus der Schifffahrt vor. Es ist gute Praxis, für die Bestimmung dieser Emissionen Militärexperten einzubeziehen.

Für Deutschland werden die Emissionen dieser Quellgruppe als Produkt aus den verbrauchten Kraft- und Brennstoffen und landesspezifischen Emissionsfaktoren für CO_2, CH_4 und N_2O berechnet. Dieses Vorgehen entspricht der allgemeinen Tier 1-Methode und der prinzipiellen Berechnungsvorschrift nach Gleichung Emissionsfaktor mal Kraftstoffverbrauch gemäß der IPCC Guidance (IPCC, 2000, Kapitel 2.4.1.1, S. 2.51).

Die Emissionsfaktoren stützen sich schadstoffspezifisch auf Ergebnisse verschiedener Forschungsprojekte und Expertenbetrachtungen des UBA, im Einzelnen:

- Für den CO_2-Emissionsfaktor für Dieselkraftstoff von 74000 kg/TJ und für schweres Heizöl von 78000 kg/TJ wird auf die Dokumentation im Anhang 2, Kapitel CO_2-Emissionsfaktoren, verwiesen.
- Der CH_4-Emissionsfaktor für Dieselkraftstoff und schweres Heizöl von 3,0 kg/TJ begründet sich aus der UBA-Studie Luftreinhaltung `88[46], wobei im Vergleich der landspezifische EF für Dieselkraftstoff niedriger liegt als der IPCC-Default-Wert für Dieselkraftstoff von 5 kg/TJ im Reference Manual (IPCC et al, 1997, S. 1.35, Tabelle 1-7) und für schweres Heizöl in der Seeschifffahrt von 7 kg/TJ im Reference Manual (IPCC et al, 1997, S. 1.90, Tabelle 1-48).
- Für N_2O folgen die EF Expertenbetrachtungen im UBA entsprechend der UBA-Studie Luftreinhaltung `88. Die landspezifischen EF liegen für Dieselkraftstoff mit 3,4 kg/TJ deutlich über dem Wert von 0,6 kg N_2O/TJ im Reference Manual (IPCC, 1997, Tabelle 1-8), für schweres Heizöl mit 3,5 kg/TJ fast doppelt so hoch wie im Reference Manual (IPCC et al, 1997, S. 1.90, Tabelle 1-48) empfohlen.

Die Energieverbrauchsdaten werden der *Energiebilanz* (AGEB, 2003[47]) entnommen. Im Einzelnen stammen die Angaben zu den Brennstoffen aus folgenden Zeilen der Energiebilanz in den jeweiligen Jahren:

[46] UBA 1989: Luftreinhaltung '88. Tendenzen - Probleme - Lösungen. Materialien zum Vierten Immissionsschutzbericht der Bundesregierung an den Deutschen Bundestag (Drucksache 11/2714) nach Paragraph 61 Bundes-Immissionsschutzgesetz Körperschaft, erschienen Berlin Schmidt, E., 1989

[47] AGEB, 2003: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen für die Bundesrepublik Deitschland für das Jahr 1999

Tabelle 28: Quellennachweis für AR in 1A3d

Brennstoffart	Zeile der Energiebilanz	Bereich	relevante Jahre
Dieselkraftstoff	6	international	alle
	77	inländisch	bis 1994
	64	inländisch	ab 1995
Heizöl, schwer	6	international	alle

Es erfolgt eine Aufteilung der Aktivitätsraten in den Bereich inländisch und international durch Berücksichtigung der Verkaufsmengen für unterschiedlich besteuerten Schiffskraftstoff, ausgewiesen in verschiedenen Energiebilanzzeilen. Diese Kraftstoffmengen ermöglichen zusammen mit den jeweiligen EF die Berechnung und Ausweisung von inländischen Emissionen auf der einen Seite und internationalen Emissionen auf der anderen Seite. Da keine Daten über Schiffsbewegungen vorliegen, können die Kriterien zur Trennung inländischer und internationaler Emissionen aus der IPCC-Guidance (IPCC, 2000, Tabelle 2.8) nicht angewendet werden.

Der Großteil der Kraftstoffmengen wird für die Seeschifffahrt verkauft, auf relativ ausgeglichenem Niveau. In den Jahren seit 1999 ist dort eine Zunahme zu beobachten, die aber noch nicht das Niveau von 1990 erreicht hat. Die Küsten- und Binnenschifffahrt hat sinkende Verbrauche, wobei der abrupte Rückgang 1994/1995 lediglich einer Umstellung der Energiebilanz geschuldet ist.

3.1.11.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3d)

Untersuchungen zu Unsicherheiten der Daten wurden bisher nicht für diese Quellgruppen durchgeführt. Die Emissionsfaktoren für CO_2 , CH_4 und N_2O sind über die gesamte Zeitreihe konstant und damit konsistent.

Die Zeitreihen der Aktivitätsdaten für Küsten- und Binnenschifffahrt weisen durch die Umstellung der Statistiken 1994/1995 Inkonsistenzen auf, die nicht beseitigt werden können.

3.1.11.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.3d)

Eine quellenspezifische Verifizierung erfolgt derzeit durch einen Vergleich zwischen den verwendeten Emissionsfaktoren, neu gewonnenen landesspezifischen Emissionsfaktoren und den vorhandenen Default-Emissionsfaktoren. Nach Abschluß dieser Arbeiten werden die alten Emissionsfaktoren sachgerecht ersetzt.

3.1.11.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3d)

Angaben zu zukünftigen Rückrechnungen sind momentan nicht möglich.

3.1.11.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3d)

Momentan sind keine Verbesserungen geplant.

3.1.12 Transport - Übriger Verkehr (1.A.3e)

3.1.12.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3e)

CRF 1.A.3e					
Hauptquellgruppe		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2002- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Transport Other Transportation 1.A.3.e					
Liquid Fuels	L	CO_2	0,29 %	0,29 %	fallend
Liquid Fuels	--	CH_4	0,00 %	0,00 %	fallend
Liquid Fuels	--	N_2O	0,00 %	0,00 %	fallend
GaseousFuels	--	CO_2	0,05 %	0,07 %	steigend
GaseousFuels	--	CH_4	0,00 %	0,00 %	steigend
GaseousFuels	--	N_2O	0,00 %	0,00 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor48 (EF)	CS	CS	--	--	--	CS	--	--	--	--
EF Unsicherheiten in %	--	--	--	--	--	--				
Unsicherheitenverteilung49	--	--	--	--	--	--				
Methode EF-Ermittlung50	T1	T1	--	--	--	T1				

Die Quellgruppe Übriger Verkehr ist für flüssige Brennstoffe nach der Emissionshöhe des Jahres 1990 für CO_2-Emissionen eine Hauptquellgruppe.

In der Quellgruppe werden die Emissionen des bauwirtschaftlichen Verkehrs und von Gasturbinen in Ergasverdichterstationen berichtet. Der bauwirtschaftliche Verkehr ist ein Kategorie der Energiebilanz. Die Gasturbinen in Erdgasverdichterstationen sind dagegen eine klar definierte Anlagenart.

3.1.12.2 Methodische Aspekte (1.A.3e)

Für oben genannte Bereiche werden die Emissionen als Produkt aus den verbrauchten Kraft- und Brennstoffen und landesspezifischen Emissionsfaktoren berechnet. Für den übrigen Verkehr weist die IPCC Good Practice Guidance keine spezifischen Vorgaben für die gute Praxis aus. Das gewählte Vorgehen entspricht der allgemeinen Tier 1-Methode wie sie z.B. in der Gleichung 2.3 der IPCC Good Practice Guidance (IPCC, 2000, S. 2.37) dargelegt ist.

Der Bereich *Bauwirtschaftlicher Verkehr* hat den höheren Anteil beim Energieeinsatz. Die Energieverbrauchsdaten werden für Diesel- und Ottokraftstoff den Energiebilanzzeilen 79 bzw. 67 (bis 1994 bzw. ab 1995) entnommen. Da der bauwirtschaftliche Verkehr signifikant für die Bestimmung als Hauptquellgruppe ist, sollte eine möglichst detaillierte Berechnungsmethode angewendet werden. Momentan ist aber wegen fehlender Detaildaten nur die oben beschriebene Tier 1-Methode anwendbar.

Die Emissionsfaktoren stützen sich schadstoffspezifisch auf Ergebnisse verschiedener Forschungsprojekte und Expertenbetrachtungen des UBA, im Einzelnen:

- Für CO_2 wird auf die Dokumentation im Anhang 2, Kapitel CO_2-Emissionsfaktoren, verwiesen.

48 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
49 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
50 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model

- Die landspezifischen CH_4- und N_2O-EF begründen sich aus der UBA-Studie Luftreinhaltung `88[51], da keine IPCC-Default-Werte vorliegen.

Der Bereich *Erdgasverdichterstationen* hat den geringeren Anteil beim Energieeinsatz. Die Energieverbrauchsdaten für Erdgas werden den Energiebilanzzeilen 8 bzw. 40 (bis 1994 bzw. ab 1995) entnommen. Da es sich hier um eine nicht signifikante Teilemission der Quellgruppe handelt, wurde die oben beschriebene Tier 1-Methode angewendet.

Die Emissionsfaktoren stützen sich schadstoffspezifisch auf Ergebnisse verschiedener Forschungsprojekte und Expertenbetrachtungen des UBA, im Einzelnen:

- Für CO_2 wird auf die Dokumentation im Anhang 2, Kapitel CO_2-Emissionsfaktoren, verwiesen.
- Die CH_4- und N_2O-EF stammen aus der UBA-Studie zu stationären Feuerungsanlagen (RENTZ et al, 2002), hier speziell für Gasturbinen. Für diese Anlagen liegen IPCC-Default-Werte vor. Die vergleichenden Betrachtungen finden sich im Kapitel Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung.

3.1.12.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3e)

Die Zeitreihen der EF für CH_4 für alle Brennstoffe und der EF für N_2O für Ottokraftstoff (Bauwirtschaft) weisen durch die Umstellung der Statistiken 1994/1995 Inkonsistenzen auf, die nicht beseitigt werden können. Da für diese Fälle seit 1995 keine separate Ausweisung der Aktivitäten für die neuen Bundesländer mehr erfolgt, können auch keine von den alten Bundesländern abweichenden EF für eine Emissionsberechnung genutzt werden. Da von einer Angleichung der spezifischen Emissionen und damit der EF zwischen alten und neuen Bundesländern bis 1994 nicht ausgegangen werden kann, wurden die verschiedenen EF für diese Jahre beibehalten. Damit besteht ein methodischer Wechsel in der Zeitreihe, der von einem Sprung im Gesamt-EF (IEF) gekennzeichnet ist.

3.1.12.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.3e)

Eine weitergehende quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung ist momentan nicht möglich.

3.1.12.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3e)

Rückrechnungen sind nicht erforderlich.

3.1.12.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3e)

Es sind keine Verbesserungsmaßnahmen geplant.

[51] UBA 1989: Luftreinhaltung '88. Tendenzen - Probleme - Lösungen. Materialien zum Vierten Immissionsschutzbericht der Bundesregierung an den Deutschen Bundestag (Drucksache 11/2714) nach Paragraph 61 Bundes-Immissionsschutzgesetz Körperschaft, erschienen Berlin Schmidt, E., 1989

3.1.13 Andere Quellgruppen (1.A.4)

3.1.13.1 Beschreibung der Quellgruppe: Haushalte, Kleinverbraucher, Land-, Forstwirtschaft und Fischerei (1.A.4)

CRF 1.A.4a (Commercial/Institutional)					
Hauptquellgruppe		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2002- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
CRF 1.A.4a (Commercial/Institutional)					
Gaseous Fuels	l / t	CO_2	1,09 %	2,52 %	steigend
Liquid Fuels	l / t	CO_2	2,19 %	1,96 %	fallend
Solid Fuels	t	CO_2	1,68 %	0,12 %	fallend
CRF 1.A.4b (Residential)					
Gaseous Fuels	l / t	CO_2	2,54 %	5,59 %	steigend
Liquid Fuels	l / t	CO_2	4,50 %	5,77 %	steigend
Solid Fuels	t	N_2O	0,03 %	0,00 %	fallend
Solid Fuels	t	CO_2	3,32 %	0,29 %	fallend
CRF 1.A.4c (Agriculture/Forestry/Fisheries)					
Liquid Fuels	l	CO_2	0,65 %	0,57 %	fallend
Solid Fuels	t	CO_2	0,38 %	0,01 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[52] (EF)	CS	CS	NO	NO	NO	CS	CS	CS	CS	CS
EF Unsicherheiten in % - flüssige Brennstoffe		-25/ +50	-	-	-	± 35 %				
EF Unsicherheiten in % - gasförmige Brennstoffe		-50 / +100	-	-	-	± 35				
EF Unsicherheiten in % - feste Brennstoffe		-50/ +100	-	-	-	± 50				
Unsicherheitenverteilung[53]		L	-	-	-	N				
Methode EF-Ermittlung[54]		Tier 2	-	-	-	Tier 2				

Die Quellgruppe 1.A.4 ist in den Quellgrupen CRF 1.A.4a (Commercial/Institutional), CRF 1.A.4b (Residential) und CRF 1.A.4c (Agriculture/Forestry/Fisheries) je nach Brennstoffgruppe und Schadstoff nach der Emissionshöhe und dem Trend eine Hauptquellgruppe.

Die Quellgruppe 1.A.4 (Other Sectors) umfasst Feuerungsanlagen in den Bereichen *Residential*, *Commercial and Institutional* und Agriculture, die im vorliegenden Bericht dem Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher zugeordnet werden, da zu diesen Quellgruppen alle privaten Haushalte sowie unterschiedlichste Kleinverbrauchergruppen wie Gewerbe (Metall-, Holz-, Baugewerbe), Handel und Dienstleistungen, Landwirtschaft und Gartenbau sowie öffentliche Einrichtungen zählen, sofern sie nicht dem Bereich der Energieumwandlung oder Industrie zugeordnet werden können.

Der Bestand an Feuerungsanlagen im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher stellt hinsichtlich Bauart und Größe der Anlagen eine sehr inhomogene Gruppe dar. Die Bandbreite der installierten Feuerungen reicht, um nur einige Beispiele zu nennen, von Einzelraumfeuerstätten für feste Brennstoffe mit ca. 4 kW Nennwärmeleistung (z.B. Kaminofen, Herde), über Öl- und Gasfeuerungen zur Raumwärme- und

52 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
53 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
54 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model

Warmwassererzeugung (z.B. Zentralheizungskessel) sowie hand- und automatisch beschickte Holzfeuerungen im gewerblichen Bereich bis hin zu genehmigungsbedürftigen Feuerungsanlagen bei Kleinverbrauchern mit einer Nennwärmeleistung von mehreren Megawatt. Insgesamt waren im Jahr 1995 mehr als 41 Mio., im Jahr 2000 mehr als 36 Mio. Feuerungsanlagen im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher in Deutschland installiert (UBA, 2000a S. 42; UBA, 2003d S. 10). Daran hatten Feuerungsanlagen für feste Brennstoffe mit ca. 14,6 Mio. Anlagen den größten Anteil, gefolgt von Gasfeuerungsanlagen (ca. 13,5 Mio.) und Ölfeuerungsanlagen (ca. 7,9 Mio.). Die weitaus überwiegende Anzahl der Anlagen (mehr als 95%) ist im Bereich der privaten Haushalte installiert (UBA, 2000a und UBA, 2003d).

3.1.13.2 Methodische Aspekte (1.A.4)

Die Quellgruppe 1.A.4 baut auf die von der AG Energiebilanzen erstellte Energiebilanz für Deutschland (Zeilen 66 und 67; AGEB) auf. Für diese Quellgruppe sind jedoch noch weitere Informationen aus anderen Energiebilanzen (BMVg; AGEB, 2002) und Zuordnungsregeln aus einer vorliegenden Studie (UBA, 2000a) notwendig. Unter Verwendung der genannten Informationen werden die Energiebilanzdaten weiter differenziert und teilweise umgruppiert.

Das im Folgenden beschriebene Verfahren gilt derzeit für die Erstellung der Aktivitätsratenzeitreihen ab 1995. Es ist zugleich der methodische Ausgangspunkt für die noch durchzuführenden Rekalkulationen der Zeitreihen für die alten und neuen Bundesländer 1990-1994.

Grundlage für die Ermittlung der Aktivitätsraten ist der in der Energiebilanz, Zeile 66 und 67, für Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher nach Brennstoffen ausgewiesene Energieendverbrauch.Da die Angaben der Energiebilanzzeile 67 (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher) auch die Verbräuche der militärischen Dienststellen beinhalten, müssen diese von den jeweiligen Positionen der Zeile 67 abgezogen werden (Querverweis zu Quellgruppe 1.A.5.a: Dort werden die stationären Quellen des militärischen Bereichs beschrieben).

Datengrundlage für die verwendeten Emissionsfaktoren ist UBA, 2000a. Im Rahmen dieses Vorhabens wurden gerätebezogene und quellgruppenspezifische Emissionsfaktoren von Feuerungsanlagen im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher für alle wichtigen Abgaskomponenten mit hohem Detaillierungsgrad für das Bezugsjahr 1995 berechnet.

Die Ermittlung der Emissionsfaktoren beruht auf einem quellgruppenspezifischem „bottom-up-Ansatz, bei dem zusätzlich zu den (Sub-)Quellgruppen und Brennstoffen detailliert nach Anlagentechnologien unterschieden wird. Hierbei werden durch Aggregierung von mehreren anlagenspezifischen Emissionsfaktoren mittlere Emissionsfaktoren für den gesamten Anlagenbestand innerhalb der betrachteten Quellgruppen generiert; durch die anlagen(Gruppen)spezifischen Emissionsfaktoren werden dabei alle wesentlichen feuerungstechnischen Besonderheiten der typischen Anlagen in den einzelnen Gruppen erfasst. Das Verfahren entspricht der Tier 2-Methode der IPCC-Good Practice Guidance (GPG)-Vorgaben.

Die Strukturierung der Emissionsfaktoren richtete sich nach den in Deutschland am Endenergieverbrauch relevant beteiligten Brennstoffen:

- Heizöl EL,

- Heizöl S/SA,
- Erdgas,
- Braunkohlen (Rohbraunkohle, Briketts aus dem Rheinischen, Lausitzer, Mitteldeutschen Revier, Importbriketts),
- Steinkohlen (Koks, Briketts, Anthrazit) und
- Holz (naturbelassenes Holz, Resthölzer)

sowie nach der Gerätebauart, der Altersstufe, dem Leistungsbereich und der typischen Betriebsweise der Feuerungsanlagen. Im Bereich der Kleinverbraucher wurde zusätzlich zwischen nicht genehmigungsbedürftigen Anlagen im Geltungsbereich der 1. BImSchV (Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen) und genehmigungsbedürftigen Anlagen, die den Anforderungen der TA Luft unterliegen, unterschieden.

Die Beschreibung der Anlagenstruktur der installierten Feuerungsanlagen erfolgte unter Verwendung der Statistiken zum Wohnungs- und Gebäudebestand, des Schornsteinfegerhandwerks und durch eigene Erhebungen des Forschungsnehmers in ausgewählten Kehrbezirken in Baden-Württemberg, Nordrhein-Westfalen und Sachsen. Das Emissionsverhalten der Feuerungsanlagen wurde auf der Basis einer umfangreichen Literaturauswertung dokumentiert, wobei zwischen Ergebnissen aus Prüfstandsuntersuchungen und Feldmessungen unterschieden wurde. Ergänzend hierzu wurden Untersuchungen an Feuerstätten für den Einsatz fester Brennstoffe auf dem Prüfstand und in Feldmessungen vorgenommen. Auf der Grundlage der ermittelten Emissionsdaten für das Jahr 1995 wurde anhand zweier Szenarien die weitere Emissionsentwicklung in 5-Jahresschritten bis in das Jahr 2020 abgeschätzt. Der in dieser Arbeit beschrittene Weg zur Erstellung der Emissionsfaktoren ist schematisch im oben genannten Forschungsvorhaben dokumentiert.

3.1.13.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.4)

Die Berechnung von abgesicherten Emissionsfaktoren in diesem Anlagenbereich kann nur durch ein aufwendiges Verfahren erfolgen. Neben Emissionswerten müssen zusätzliche Informationen z.B. zur Berücksichtigung der Betriebsweise (Lastfälle), der Anlagenstruktur und des gerätebezogenen Endenergieverbrauchs ermittelt werden. Bei der Datenermittlung im Rahmen des oben genannten FE-Vorhabens wurde dieser Ansatz weitgehend verfolgt, gleichwohl musste allein aufgrund des großen Anlagenbestandes sowie der Vielzahl verschiedener Feuerungsbauarten und der zum Einsatz kommenden Brennstoffe von einer relativ großen „Grundunsicherheit“ der Daten ausgegangen werden.

Bei einigen Anlagenarten lagen bei Einsatz bestimmter Brennstoffe zudem nur unzureichende oder überhaupt keine Daten zum Emissionsverhalten vor. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass bei den Feuerungsanlagen der Haushalte und Kleinverbraucher keine gesetzliche Messpflicht für die hier betrachteten Treibhausgasemissionen besteht. Für die Ermittlung der Emissionsfaktoren konnte daher im Regelfall (ausgenommen CO_2, da weitgehend unabhängig von der Feuerungsbauart) nur auf wenige Ergebnisse von Einzelmessungen an ausgewählten Anlagen zurückgegriffen werden. In einigen dieser Fälle konnten die Datenlücken durch Übertragung von Emissionsfaktoren vergleichbarer Feuerungsbauarten bzw. durch Verwendung von Emissionsdaten anderer Studien teilweise geschlossen werden.

Die Ermittlung der für die Emissionsfaktoren für CH_4 und N_2O angegebenen Unsicherheiten (siehe oben stehende Tabelle) erfolgte durch eine Expertenschätzung gemäß Tier 1 der IPCC-GPG-Vorgaben (Chapter 6; IPCC, 1996). Sie basiert auf den für das o.g. Forschungsvorhaben erhobenen Emissionsdaten und wurde von Fachleuten aus dem Umweltbundesamt in Zusammenarbeit mit Experten des Instituts für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen der Universität Stuttgart durchgeführt. In die Schätzung gingen für N_2O und CH_4 folgende Fehlerquellen ein:

- der Messfehler bei der Bestimmung der Schadstoff-Konzentration;
- die Unsicherheit bei der Schätzung von Übertragungsfaktoren (systematische Unterschiede zwischen Prüfstands- und Feldmessungen);
- die Unsicherheit aufgrund einer zu geringen Anzahl an Emissionsdaten;
- die Unsicherheit aufgrund von unterschiedlichen eingesetzten Messverfahren;
- die Unsicherheiten bei den angesetzten Anlagendaten (Bestands-, Alters- und Leistungsstruktur und eingesetzte Brennstoffmengen)

Bei all diesen Einflussgrößen erwies es sich als sinnvoll, zwischen Anlagen mit flüssigen und gasförmigen Brennstoffen und Anlagen mit festen Brennstoffen zu differenzieren. Alle Unsicherheiten mit Ausnahme des Messfehlers bei der N_2O-Bestimmung sind für Anlagen mit festen Brennstoffen höher anzusetzen als für Anlagen mit flüssigen oder gasförmigen Brennstoffen. Dies ist u.a. darauf zurückzuführen, dass sich die Gruppe der festen Brennstoffe aus einer Vielzahl von Brennstoffen mit jeweils unterschiedlichem Emissionsverhalten zusammensetzt (z.B. diverse Braunkohlen, Steinkohlen und Hölzer unterschiedlicher Provenienz und Beschaffenheit); bei Anlagen für gasförmige oder flüssige Brennstoffe hingegen werden die Emissionen nahezu ausschließlich durch den Einsatz von Erdgas bzw. leichtem Heizöl bestimmt.
Speziell bei Gasfeuerungsanlagen tritt ein weiterer Fehler bei der Ermittlung der Start-/Stop-Emissionen auf. Hier wird während der An- und Abfahrvorgänge CH_4 aus dem Erdgas teilweise unverbrannt emittiert. Diese Emissionen sind stark von der Fahrweise der Anlagen (Häufigkeit der Start-/Stopvorgänge) abhängig. Die CH_4-Emissionsfaktoren sind bei Gasfeuerungsanlagen deshalb mit hohen Unsicherheiten behaftet.

Für die Verteilung der Unsicherheiten wird bei den N_2O-Emissionsfaktoren in erster Näherung eine Normalverteilung angenommen. Bei CH_4 hingegen ist aufgrund der erheblich größeren Unsicherheiten (bis zu 100%) im Vergleich zu N_2O davon auszugehen, dass die Abweichungen hin zu größeren Werten deutlich ausgeprägter sind als hin zu kleineren Werten. Aus diesem Grund ist bei CH_4 für alle Brennstoffe eine log-Normalverteilung anzunehmen .

Die Emissionsfaktoren für CH_4 und N_2O wurden im Rahmen des o.g. Forschungsvorhabens für den Zeitraum 1995 (Bezugsjahr) bis 2020 in 5-Jahresschritten erhoben. Danach ergeben sich in der Zeit bis 2002 bei den meisten dieser Emissionsfaktoren keine Veränderungen. Lediglich bei Einsatz von einigen Festbrennstoffen (Braunkohle, Holz) wurde eine leichte Abnahme bei den CH_4-Emissionsfaktoren prognostiziert. Dies ist vor allem auf die Modernisierung des Anlagenbestandes (Ersatz von Altanlagen durch emissionsärmere Neuanlagen) und zum Teil auf Veränderungen in der Brennstoffverbrauchsstruktur (stark rückläufiger Einsatz ostdeutscher Braunkohlen seit 1990) zurückzuführen. Bei N_2O, das bei Kleinfeuerungsanlagen weitgehend brennstoffabhängig ist, kann für diesen Zeitraum in guter Näherung von konstanten Emissionsfaktoren ausgegangen werden.

Die Zeitreihe zwischen 1995 und 2002 für die Emissionsfaktoren CH_4 und N_2O wurde vor diesem Hintergrund geprüft und insgesamt als konsistent bewertet (Anmerkung: vorhandene kleinere Zeitreihenlücken in ZSE bei bestimmten „Sonderbrennstoffen", z.B. Rohbraunkohle, Stadtgas, haben aufgrund der geringen Einsatzmengen dieser Brennstoffe keinen Einfluss auf die Gesamtemissionen). Für den Zeitraum von 1990 bis 1995 steht eine quellenspezifische Überprüfung und gegebenenfalls eine Rückrechnung der Emissionsfaktoren für CH_4 und N_2O noch aus (siehe auch Kapitel 3.1.13.5).

3.1.13.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.4)

Zur Qualitätssicherung wurden im Rahmen des oben genannten FE-Vorhabens alle verwendeten Eingangsdaten aus der Literatur und aus eigenen Erhebungen des Forschungsnehmers auf ihre Validität hin überprüft. Die Überprüfung erfolgte z.B. durch Vergleiche mit bereits abgesicherten Daten sowie durch Plausibilitätsprüfungen. Zur Beschreibung des Emissionsverhaltens der Feuerungsanlagen wurden Emissionswerte grundsätzlich nur dann in die weitere Berechnung übernommen, wenn in der Literaturstelle vollständige und zweifelsfreie Angaben zum eingesetzten Brennstoff, zur Bauart der Feuerung und deren Betriebsweise während der Messungen vorhanden waren. Alle wesentlichen Materialien, die für die Inventarerstellung verwendet wurden, wurden vom Forschungsnehmer dokumentiert (UBA, 2000a).

Im Rahmen einer von Fachleuten des Umweltbundesamtes durchgeführten Qualitätsprüfung gemäß IPCC-GPG (Chapter 2.2.3 und 8; IPCC, 1996), , wurden zudem die nach Tier 2 ermittelten länderspezifischen Emissionsfaktoren für CH_4 und N_2O mit den IPCC-Tier 1 - Default-Faktoren des IPCC-Reference Manuals verglichen. Dabei ergab sich bei den meisten Brennstoffen eine gute Übereinstimmung der Werte (Abweichungen innerhalb einer Größenordnung), wobei tendenziell die Default-Werte für CH_4 höher und die für N_2O niedriger liegen als die länderspezifischen Werte. Größere Abweichungen treten lediglich bei dem Brennstoff Heizöl auf, was auf einen sehr hoch angesetzten Tier 1-Default-Wert (10 kg/TJ CH_4 für „Oil") zurückzuführen ist. Bei einem Vergleich mit dem entsprechenden Tier 2-Default-Wert (0,7 kg/TJ CH_4 für „Distillate Fuel Oil") ergeben sich deutlich geringere Abweichungen von den länderspezifischen Werten.

Zusätzlich wurde ein Datenvergleich mit Österreich, das eine ähnlichen Anlagen- und Brennstoffverbrauchsstruktur wie Deutschland aufweist, angestellt (Ritter etal, 2001). Im Ergebnis wurde ebenfalls eine gute Übereinstimmung der Emissionsfaktoren festgestellt mit insgesamt geringeren Abweichungen als bei dem Default-Werte-Vergleich.

3.1.13.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.4)

Für den Zeitraum von 1995 bis 2002 wurde nach einer quellenspezifischen Überprüfung der Emissionsfaktoren für CH_4 und N_2O Zeitreihenkonsistenz festgestellt (siehe Kap. 3.2.10.3). Die quellenspezifische Überprüfung und eine gegebenenfalls daraus resultierende Rückrechnung der Emissionsfaktoren für CH_4 und N_2O für die Zeit zwischen 1990 und 1995 ist derzeit noch nicht abgeschlossen. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass in diesem Zeitraum die Emissionsfaktoren für die betrachteten Schadstoffe für alle Feuerungsarten sehr deutlich zurückgegangen sind. Dies ist auf die Modernisierung oder Erneuerung von erheblichen Teilen des Anlagenbestands vor allem in den neuen

Bundesländern zurückzuführen, bei festen Brennstoffen kommen erhebliche Veränderungen in der Brennstoffverbrauchsstruktur hinzu.

3.1.13.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.4)

Zur Schaffung einer breiteren Datenbasis für die Ermittlung bestimmter Emissionsfaktoren (insbesondere für CH_4 bei Einsatz von festen oder gasförmigen Brennstoffen) sind weitere Untersuchungen notwendig. Diese sollen im Rahmen noch zu vergebender Forschungsvorhaben durchgeführt werden.

Für das nächste Jahr ist eine Überprüfung und gegebenenfalls eine Überarbeitung der Emissionsfaktoren für die Zeit zwischen 1990 und 1995 geplant.

3.1.14 Vergleich mit dem CO_2 Referenzverfahren

Im Rahmen des internationalen Klimaschutzes ist die Berichterstattung zu den verbrennungsbedingten CO_2-Emissionen von größter Bedeutung. Von den Industrieländern wird hierzu routinemäßig das quellgruppenspezifische Verfahren angewendet, dass auf der Ebene der einzelnen Energieverbrauchssektoren ansetzt und daher differenzierte Aussagen zur Struktur der Emittenten erlaubt. Als vergleichendes Verfahren wurde vom IPCC der *Reference Approach* (Referenzverfahren) entwickelt, das von der Ebene des Primärenergieverbrauchs (Input von Energieträgern in ein Land) ausgeht. Dieses Verfahren stellt geringere Anforderungen an die Datengrundlagen als das quellgruppenspezifische Verfahren.

Zur Analyse dieses Berechnungsverfahrens wurde ein entsprechendes Forschungsvorhaben von der PROGNOS AG durchgeführt (PROGNOS, 2000).

3.1.14.1 Methodische Aspekte

Das Grundprinzip des Referenzverfahrens bildet eine aggregierte Kohlenstoffbilanz des Energiesektors. Die aus dem Energiesektor (pro Jahr) emittierte Menge an Kohlenstoff ergibt sich danach als Differenz zwischen den mit den Energieträgern eingetragenen und ausgetragenen Kohlenstoffmengen (siehe Abbildung 19).

Die Kohlenstoffeinträge sind verbunden mit Importen an Primärenergieträgern (z.B. Erdöl, Erdgas) und Sekundärenergieträgern (z.B. Heizöl, Motorenbenzin, Koks) und der inländischen Gewinnung von Primärenergieträgern. Die Kohlenstoffausträge sind verbunden mit Exporten an Primär- und Sekundärenergieträgern und Bunkerungen (Brennstoffverbrauch der Hochseeschifffahrt und des internationalen Flugverkehrs). Das Referenzverfahren sieht sodann noch Korrekturen der Kohlenstoffbilanz um nicht-emissionsrelevante Kohlenstoffmengen vor. Diese berücksichtigen den Kohlenstoffaustrag in kohlenstoffhaltigen Verbrennungsrückständen ("*Fraction of carbon oxidised*") und langfristig gebundenen Kohlenstoff in Folgeprodukten des nicht-energetischen Verbrauchs (NEV) von Energieträgern ("*Fraction of carbon stored*"; z.B. Einsatz von Naphtha zur Kunststoffherstellung).

Der Zweck der Korrekturfaktoren liegt in der Verfeinerung der Berechnung der CO_2-Emissionspotentiale aus der einfachen Input-Output-Bilanz der Energieträger. Bei der Berechnung der Korrekturfaktoren "*Fraction of carbon stored*" werden neben der tatsächlichen Kohlenstoffbindung in langlebigen Produkten auch nicht-verbrennungsbedingte Emissionen, insbesondere Lösemittel- und Prozessemissionen, als "*Carbon stored*"

bilanziert. Der als *freigesetzter Kohlenstoff* bilanzierte, verbleibende Anteil besteht dann tatsächlich nur aus verbrennungsbedingten CO_2-Emissionen (z.B. Abfallverbrennung, interner Brennstoffverbrauch der Steamcracker). Innerhalb der Folgeproduktketten des nicht-energetischen Verbrauchs werden Importe und Exporte von Zwischen- und Endprodukten nach dem "*Produzentenprinzip*" bilanziert, d.h. Importe werden nicht berücksichtigt und Exporte sind in der CO_2-Bilanz enthalten.

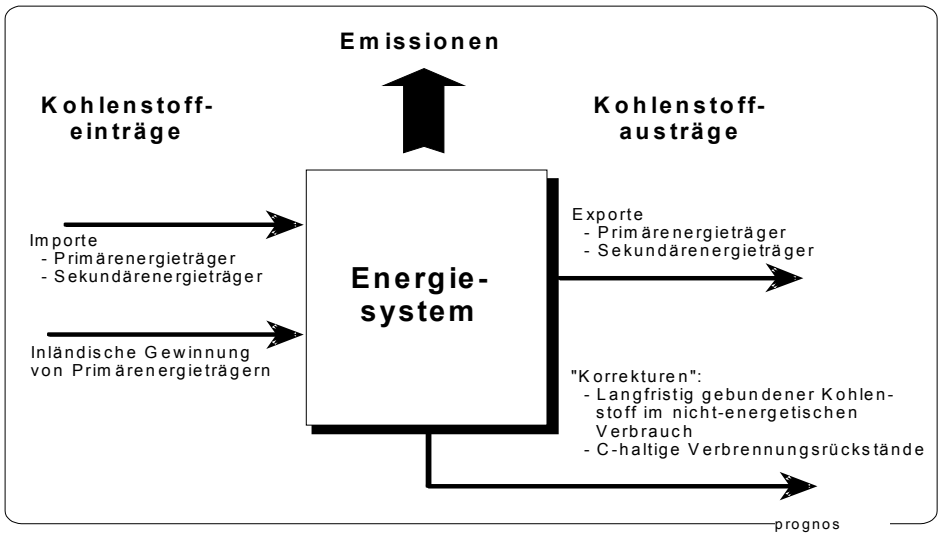


Abbildung 19: Grundprinzip des IPCC-Referenzverfahrens (Prognos, 2000)

Zielsetzung des IPCC-Referenzverfahrens ist die Ermittlung des CO_2-Emissionspotentials der in einem Land eingesetzten Energieträger. Das Emissionspotential ist nicht identisch mit den tatsächlichen Emissionen.

Für die Anwendung des IPCC-Referenzverfahrens in Deutschland wurden die im folgenden beschriebenen wichtigen methodischen Festlegungen getroffen.

3.1.14.1.1 Steinkohle

Die deutsche Energiebilanz differenziert nicht nach unterschiedlichen Steinkohlearten. In der deutschen Kohlestatistik wird die heimische Steinkohleförderung aber entsprechend ihrer Beschaffenheit in die Kohlearten Flammkohlen, Fettkohlen, Esskohlen, Magerkohlen und Anthrazitkohlen eingeteilt. Diese Einteilung wird auch für die Anwendung des IPCC-Verfahrens verwendet. Da diese Systematik aber von der IPCC- Einteilung der Steinkohle („*Bituminous Coal*") in Anthrazit, Kokskohle und sonstige abweicht, wird für die Dokumentation in den IPCC-Tabellen nur eine Sammelkategorie *Bituminous Coal* ausgewiesen. Die differenziertere Berechnung für die heimische Förderung nach Kohlearten erfolgt in einer Sonderrechnung (vgl. FE-Vorhaben Anwendung des IPCC-Referenzverfahrens zur Ermittlung der verbrennungsbedingten CO2-Emissionen in Deutschland, UFOPLAN97).

Das gleiche gilt für die Steinkohleimporte: Die Importkohlen weisen je nach Herkunftsland unterschiedliche Kennwerte auf. Auf der Basis der Außenhandelsstatistik des Statistischen Bundesamtes bzw. der Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. wird für die Anwendung der IPCC-Methode ein differenzierter Ausweis der Steinkohleimporte nach Herkunftsländern

vorgesehen. Hierdurch kann der Einfluss von Änderungen in der Herkunftsstruktur der Importe auf den Kohlenstoffeintrag berücksichtigt werden.

3.1.14.1.2 Braunkohle

Im IPCC-Verfahren ist für Braunkohlen nur eine Kategorie "*Lignite*" vorgesehen. Um die spezifische Bedeutung der Braunkohle in Deutschland zu berücksichtigen, wird deshalb im Rahmen einer Sonderrechnung (vgl. FE-Vorhaben Anwendung des IPCC-Referenzverfahrens zur Ermittlung der verbrennungsbedingten CO2-Emissionen in Deutschland, UFOPLAN97) eine Differenzierung vorgenommen:

- Bei der heimischen Förderung wird nach den Haupt-Förderregionen Rheinland, Lausitz, Mitteldeutschland, Helmstedt und sonstige (Borken, Wölfersheim, beide stillgelegt am 31.10.91) differenziert. Die Fördermengen werden regelmäßig von der Statistik der Kohlenwirtschaft ausgewiesen.
- Bei den Importen wird entsprechend der Energiebilanz zwischen Braunkohlen und Hartbraunkohlen (Tschechische Republik) unterschieden. Der Import von tschechischer Hartbraunkohle ist mit Stilllegung der Kraftwerke Arzberg und Schwandorf im Jahr 2002 eingestellt worden.
- Exporte und Bestandsänderungen werden nicht weiter differenziert und den Daten der Energiebilanz entnommen.

3.1.14.1.3 Erdgas

Unter "*Natural Gas*" werden die in der deutschen Energiebilanz gesondert ausgewiesenen Naturgase Erdgas, Erdölgas und Grubengas zusammengefasst. Die Erdgasimporte weisen je nach Herkunft etwas unterschiedliche Kennwerte auf. Analog dem Vorgehen bei Steinkohle werden die Erdgasimporte daher in einer Sonderrechnung nach den Haupt-Herkunftsländern (Russland, Niederlande, Norwegen) differenziert betrachtet.

3.1.14.1.4 Erdölimporte

Erdölimporte haben einen großen Anteil am Eintrag von Kohlenstoff ins Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland. Änderungen in der Importstruktur, d.h. Anteile einzelner Herkunftsländer bzw. Qualitäten, können daher zu spürbaren Schwankungen in der über Rohöl importierten Kohlenstoffmenge führen. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass der Kohlenstoffgehalt in Rohölen in einem relativ schmalen Band von ca. 82% und 87% schwanken kann.[55] Hierbei handelt es sich um Extremwerte. Die Schwankungsbreite im jährlich verbrauchten Rohölmix liegt deutlich darunter. Änderungen in der Zusammensetzung der Rohölimporte haben daher nur einen begrenzten Einfluss auf den durchschnittlichen Kohlenstoffgehalt der Rohölimporte.

Dennoch wurde bei der Anwendung des IPCC-Referenzverfahrens für die Berechnung des Kohlenstoffanteils in den Rohölimporten eine Sonderrechnung nach Haupt-Einfuhrländern und -Qualitäten bzw. -Ölfeldern vorgesehen und durchgeführt (analog dem Vorgehen bei Steinkohle und Erdgas). Die Mengenangaben (Rohölimporte nach Fördergebieten bzw. Sorten) werden zwar nicht veröffentlicht, können aber vom Mineralölwirtschaftsverband (Hamburg) zur Verfügung gestellt werden. Über den Kohlenstoffgehalt der einzelnen Rohölsorten liegen allerdings keine Angaben vor, da dies bei der Erdölverarbeitung keine

55) Der weltweite Durchschnitt liegt bei ca. 84,5%.

relevante Größe darstellt. Es besteht allerdings ein empirischer Zusammenhang zwischen dem spezifischen Gewicht des Erdöls und dem Kohlenstoffgehalt (MARLAND et al, 1983). Aufgrund dieses Zusammenhangs und veröffentlichten Angaben zum spezifischen Gewicht ("API Gravity"[56]) wurde der Kohlenstoffgehalt der einzelnen Rohölsorten abgeschätzt.

3.1.14.2 Datengrundlagen

Die wichtigsten Datengrundlagen für die Anwendung des IPCC-Referenzverfahrens in Deutschland sind im folgenden zusammengefasst:

Energiedaten: Grundlage bilden die gegenwärtig verfügbaren (1990 bis 1999) Energiebilanzen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. Da diese Bilanzen für die Jahre 2001 und 2002 noch nicht vorliegen, konnte hier keine Anwendung des Referenzverfahrens erfolgen. Die 2003 durchgeführte Prüfung der Anwendung der Angaben der zeitnah vorliegenden Auswertetabellen zur Energiebilanz ergaben hier keine Verbesserungsmöglichkeit, da diese Angaben nur aggregiert über Brennstoffgruppen vorliegen und darüber hinaus die Angaben zu Bestandsänderungen sowie den mit Im- und Exporten verbundenen Stoffströmen der Energieträger – ein wesentlicher Bestandteil des Referenzverfahrens – erst mit der detaillierten Energiebilanz veröffentlicht werden.

Für die Haupt-Primärenergieträger Erdöl, Erdgas, Stein- und Braunkohle wird im Referenzverfahren eine weitergehende Differenzierung nach Sorten bzw. Fördergebieten vorgenommen. Hierzu werden Daten aus den Energiestatistiken der jeweiligen Verbände verwendet.

Brennstoffkenndaten/Emissionsfaktoren: Grundlage bildet die GEMIS-Datenbank (ÖKO-INSTITUT), ergänzt um Daten des FZ Jülich (aus dem Projekt IKARUS).

Folgeproduktketten des nicht-energetischen Verbrauchs: Wesentliche Datengrundlage bildete eine Studie des Fraunhofer-Instituts für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI). Da hiermit keine vollständige Datengrundlage für die Bilanzierung der Kohlenstoffbindung vorlag, waren ergänzend eigene Schätzungen erforderlich.

3.1.14.3 Ergebnisse

Die mit dem IPCC-Referenzverfahren berechneten CO_2-Emissionen sind von 1990 bis 1999 um nahezu 17% gesunken. Dies entspricht etwa auch dem Emissionstrend der detaillierten quellgruppenbezogenen Berechnungen für die energiebedingten CO_2-Emissionen.

Die Ergebnisse des Referenzverfahrens liegen im betrachteten Zeitraum im Durchschnitt 3 % über den detailliert ermittelten CO_2-Emissionen.

Diese Abweichungen sind zu etwa 2/3 auf Unterschiede in den Emissionsfaktoren bzw. durchschnittlichen Kohlenstoffgehalten der Energieträger zurückzuführen, die beim Referenzverfahren nicht so exakt ermittelt werden können wie beim quellgruppenspezifischen Verfahren. Der restliche Teil der Abweichungen beruht auf systematischen Unterschieden zwischen beiden Verfahren auf der Ebene der zugrundeliegenden Energieverbräuche, nämlich bei der Berücksichtigung des Nichtenergetischen Verbrauchs (NEV), der Abfallverbrennung, statistischen Differenzen und

56) Die spezifischen Gewichte liegen für alle Sorten mit Ausnahme von russischem Erdöl vor (OIL & GAS JOURNAL DATA BOOK 1997). Für russisches Erdöl wurden Durchschnittswerte angesetzt.

Verlusten im Transformationssektor des Energiesystems inklusive dem Energieverbrauch der Erdgas-Pipelinekompressoren (siehe Abbildung 20).

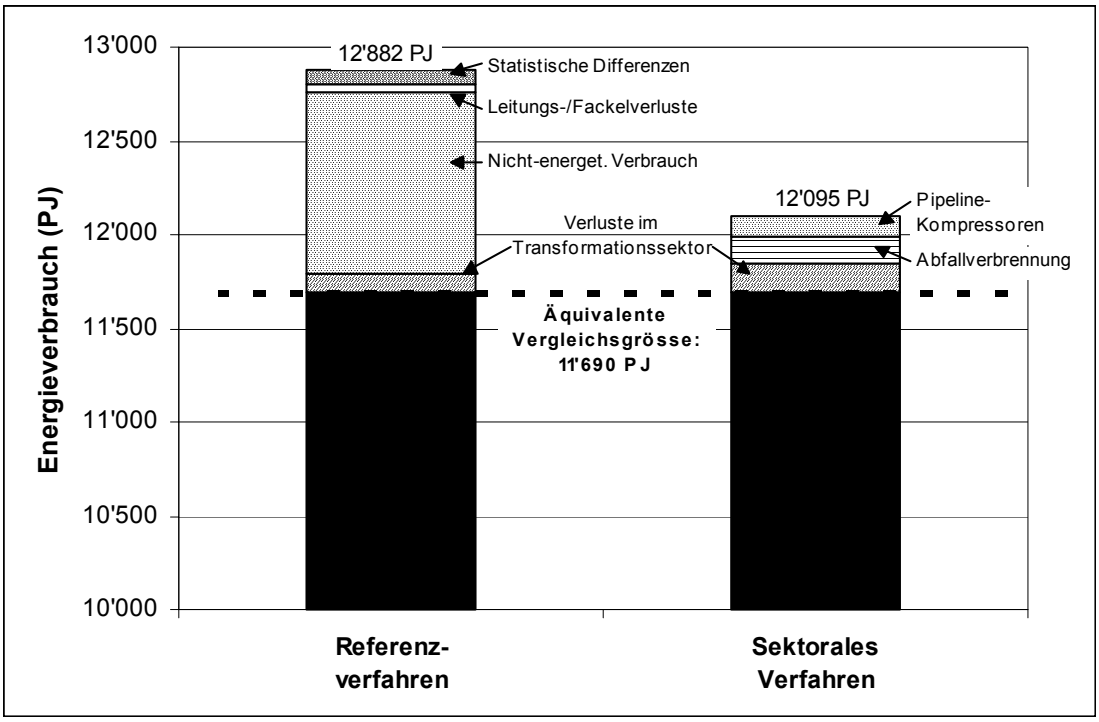


Abbildung 20: Systematische Unterschiede zwischen Referenz- und quellgruppenspezifischem Verfahren (1990)

3.1.14.4 Geplante Verbesserungen

Für die Anwendung in Deutschland, wie auch für die meisten Länder mit großer Bedeutung der Kohle als Energieträger bringt die Ermittlung landesspezifischer "*Carbon emission factors*" eine gewisse Verbesserung der Genauigkeit (Deutschland: ca. 4 % bezogen auf das Gesamtergebnis), da die IPCC Default-Werte die unterschiedlichen Kohlesorten nicht gut repräsentieren. In Ländern mit geringem Kohleanteil dürfte dagegen bereits die Verwendung der Default-Werte ausreichend gute Ergebnisse bringen.

Für die internationale Anwendung des IPCC-Referenzverfahrens erscheint die spezielle Ermittlung der "*Fraction of carbon stored*" zur Korrektur der CO_2-Potentiale um die Kohlenstoffbindung in den Folgeproduktketten des nicht-energetischen Verbrauchs als sehr aufwändig:

- Auf der einen Seite ist ein erheblicher Datenermittlungsaufwand erforderlich, der der Zielsetzung des Referenzverfahrens nach geringen Datenanforderungen zuwiderläuft – selbst in Deutschland liegt keine vollständige Datengrundlage vor. Hinzu kommen Abgrenzungsfragen bei der Ermittlung der "*gebundenen Kohlenstoffanteile*", die die internationale Vergleichbarkeit der Ergebnisse behindern.
- Dem steht auf der Nutzenseite in den meisten Ländern nur ein begrenzter "Genauigkeitsgewinn" gegenüber, allein schon weil sich der gesamte nicht-energetische Verbrauch meist in einer Größenordnung von maximal 10 % des Primärenergieverbrauchs bewegt. In Deutschland beträgt der Genauigkeitsgewinn 5 % bis 6 %. Es ist auch zweifelhaft, ob durch die Verwendung der vom IPCC vorgeschlagenen Default-Werte eine Verfeinerung der Ergebnisse erreicht werden

kann, da es sich um allgemeine, nicht auf die Situation in einzelnen Ländern bezogene Schätzungen handelt.

3.1.15 Emissionen aus dem internationalen Verkehr

Die Emissionen aus dem Verbrauch von Kraftstoffen für den internationalen Verkehr (internationale Luftfahrt und seegehende Schiffe) sind in der Inventarberechnung berücksichtigt, werden jedoch in Übereinstimmung mit den UNFCCC-Guidelines nicht als Bestandteil der nationalen Gesamtinventare berichtet.

Die Aktivitätsraten können für die Hochseebunkerung direkt der Energiebilanz entnommen werden. Ursache für die separate Ausweisung dieser Energieverbrauchsdaten ist die abweichende Besteuerung der in den Häfen verkauften Treibstoffmengen.

Im Bereich der internationalen Flugverkehrsemissionen ist eine offizielle Untergliederung der Brennstoffverbrauchsmengen im Rahmen der deutschen Energiestatistik nicht verfügbar. Hier werden die gesamten Brennstoffabgaben für Flugkraftstoffe im Inlandabsatz verbucht. Eine Unterscheidung wird durch die in der Zeitreihe durchgängig angewendete Aufteilung dieser Kraftstoffverbrauchsangaben in 20 % für den Inlandflugverkehr und 80 % für den internationalen Luftverkehrvorgenommen. Diese Relation war zunächst nur ein Schätzwert auf Expertenbasis – er wurde jedoch im Rahmen eines Forschungsvorhabens für das Jahr 1996 als konservative Schätzung bestätigt (siehe Kapitel 3.1.8.2). Insgesamt ist der Ansatz als sehr konservativ zu bezeichnen, da er die großen Zuwächse im Flugverkehr anteilig den nationalen und internationalen Luftverkehr zuordnet. In der Praxis dürften sich diese Zuwachsraten über die letzten 12 Jahre weit überwiegend nur im internationalen Luftverkehrsbereich ergeben haben.

Gegenwärtig werden FE-Aktivitäten zu einem gemeinsamen Projekt der europäischen Gemeinschaft (europäische Kommission, EUROSTAT, EUROCONTRL und EEA) zur Berechnung der Emissionen aus nationalem und internationalem Flugverkehr für die Ebene der einzelnen Mitgliedsstaaten und der gesamten europäischen Union vorbereitet. Mit diesem Projekt können die oben genannten Probleme gelöst werden.

3.1.16 Lagerhaltung

Emissionen aus der Lagerhaltung werden gegenwärtig nicht berechnet. Diese Angaben finden nur im Rahmen des Referenzverfahrens Anwendung.

3.1.17 Militär

Emissionen aus internationalen Einsätzen der Bundeswehr unter UN-Mandat werden gegenwärtig in den deutschen Emissionsinventaren nicht als separate Aktivität berechnet. Diese Aufgabe soll jedoch im Rahmen des Nationalen Systems kurzfristig gelöst werden.

Hierdurch wird gegenwärtig keine Unterlassung in den Inventaren vorgenommen, da die mit diesen Aktionen verbundenen Kraftstoffeinsätze in den nationalen militärischen Verbrauchsangaben enthalten sind.

3.1.18 Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A)

Nachfolgend werden die Ergebnisse der detaillierten quellgruppenbezogenen Berechnung der CO_2-Emissionen für Deutschland entsprechend den Vorgaben der *IPCC Good Practice*

Guidance zur Verifizierung mit anderen für Deutschland verfügbaren nationalen und internationalen Datensätzen über die energiebedingten CO_2-Emissionen verglichen.

Dies erfolgt durch Gegenüberstellung der Berechnungsergebnisse mit den Angaben:

- von EUROSTAT
- der IEA (quellgruppenspezifisches Verfahren und Referenzverfahren)
- der auf der Ebene der Bundesländer durchgeführten CO_2-Berechnungen.

In der Tabelle 29 werden die Ergebnisse der unterschiedlichen CO_2-Berechnungsansätze gegenübergestellt. Zur verbesserten Anschauung werden diese in Abbildung 21 vergleichend im zeitlichen Verlauf grafisch dargestellt. Es wird deutlich, dass die relevanten Entwicklungstrends in allen Berechnungsansätzen, inklusive dem Referenzverfahren – wenn auch auf unterschiedlichem Niveau – aufgezeigt werden. Um diese Niveauunterschiede zu veranschaulichen werden in die relativen Abweichungen der durch die unterschiedlichen Berechnungen entstandenen Datensätze dargestellt.

Von den vorliegenden Ergebnissen her stellen sich die im Umweltbundesamt durchgeführten detaillierten Berechnungen als konservatives Verfahren dar. Nur in wenigen Jahren (seit 1996) ergeben die Berechnungen der IEA höhere Werte (max. 1,7 %).

CO2-EMISSIONEN EMISSIONSVERGLEICH UNFCCC-INVENTAR MIT VERSCHIEDENEN UNABHÄNGIGEN ERGEBNISSEN

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
DIW-Ergenisse	**986,8**	**951,1**	**902,9**	**893,0**	**877,2**	**872,4**	**896,4**	**864,5**	**855,7**	**828,7**	**830,7**	**849,1**	**833,6**
Abweichung DIW zu UBA	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,5	-0,4	-0,5	-0,2	-0,9
EUROSTAT	943,0	918,5	877,1	870,2	857,6	863,3	870,1	827,8	824,2	802,3	NE	NE	NE
Abweichung EUROSTAT zu UBA	-4,9	-3,8	-3,2	-3,0	-2,7	-1,5	-3,4	-4,9	-4,3	-3,7	NE	NE	NE
IEA Statistics Sectoral Approach	964,1	941,5	892,6	884,9	871,8	870,0	908,4	879,7	861,9	830,7	833,0	NE	NE
Abweichung IEA zu UBA	-2,6	-1,3	-1,5	-1,3	-1,0	-0,7	0,9	1,3	0,3	-0,2	-0,2	NE	NE
IEA Statistics Reference Approach	968,7	937,5	897,5	883,7	870,7	870,4	895,5	870,4	863,6	826,3	820,1	NE	NE
Abweichung IEA RA zu UBA	-2,1	-1,7	-0,9	-1,4	-1,1	-0,7	-0,5	0,3	0,4	-0,7	-1,8	NE	NE
Abweichung IEA RA zu UBA RA	-5,2	-4,7	-4,1	-4,6	-4,2	-2,9	-3,1	-2,5	-2,0	-2,5	NE	NE	NE
Ergebnisse der Bundesländer									906,5	901,8	NE	NE	NE
Abweichung Bundesländer zu UBA									2,7	5,1	NE	NE	NE
Reference Approach UBA	1.018,6	981,2	934,7	924,4	907,0	895,7	923,0	892,4	881,1	846,6	NE (5)	NE (5)	NE (5)
Abweichung RA zu UBA	2,9	2,8	3,1	3,1	2,9	2,2	2,5	2,7	2,4	1,7	NE (5)	NE (5)	NE (5)

GREENHOUSE GAS SOURCE AND SINK CATEGORIES	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
	(Gg)												
1. Energy	**988.859,2**	**953.634,4**	**905.592,8**	**896.073,9**	**880.359,2**	**876.060,4**	**900.109,3**	**868.129,2**	**859.727,0**	**832.139,0**	**835.011,1**	**850.617,8**	**841.417,5**
A. Fuel Combustion (Sectoral Approach)	988.859,2	953.634,4	905.592,8	896.073,9	880.359,2	876.060,4	900.109,3	868.129,2	859.727,0	832.139,0	835.011,1	850.617,8	841.417,5
1. Energy Industries	413.944,9	401.073,7	378.992,2	368.922,8	365.659,9	355.210,9	360.843,5	342.847,1	345.118,9	331.377,0	344.171,0	349.400,3	356.788,2
2. Manufacturing Industries and Construction	196.315,0	172.612,3	159.331,4	147.573,2	149.298,3	149.911,0	144.167,4	144.165,6	138.562,0	135.440,9	135.611,8	132.869,0	132.032,7
3. Transport	162.359,6	165.953,5	171.660,9	176.532,6	172.898,8	176.563,4	176.661,2	177.158,9	180.426,6	186.066,6	182.348,6	178.224,1	176.387,6
4. Other Sectors	204.413,8	205.529,6	189.183,2	197.903,7	187.747,9	190.346,4	215.266,6	200.904,7	192.551,0	176.630,9	170.512,0	188.199,2	174.261,6
5. Other	11.826,0	8.465,4	6.425,1	5.141,6	4.754,2	4.028,7	3.170,6	3.053,0	3.068,5	2.623,6	2.367,7	1.925,2	1.947,3
B. Fugitive Emissions from Fuels	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
1. Solid Fuels	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
2. Oil and Natural Gas	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
2. Industrial Processes	**26.713,2**	**23.833,7**	**24.305,2**	**24.112,9**	**25.704,1**	**25.417,9**	**23.683,1**	**24.293,4**	**24.773,8**	**25.142,1**	**25.261,5**	**23.646,0**	**22.699,3**
A. Mineral Products	23.511,4	21.330,6	21.945,1	21.885,1	23.494,7	22.816,9	21.104,6	21.733,1	22.152,0	22.554,0	22.546,2	20.943,8	19.961,0
B. Chemical Industry	2.190,2	1.559,9	1.535,8	1.473,2	1.521,9	1.815,0	1.791,1	1.778,4	1.785,2	1.721,4	1.835,0	1.811,0	1.845,6
C. Metal Production	1.011,6	943,2	824,3	754,6	687,6	786,0	787,4	781,9	836,6	866,7	880,3	891,3	892,7
D. Other Production	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
G. Other	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
3. Solvent and Other Product Use	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**
4. Agriculture	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**
5. Land-Use Change and Forestry [3]	**7.515,2**	**6.904,4**	**6.477,4**	**6.441,9**	**5.699,3**	**5.652,9**	**5.687,0**	**5.750,8**	**5.925,3**	**5.900,9**	**14.097,0**	**13.808,5**	**13.906,5**
6. Waste	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**
7. Other *(please specify)* ---	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**
Total Emissions/Removals with LUCF [4]	**1.023.087,7**	**984.372,5**	**936.375,4**	**926.628,7**	**911.762,7**	**907.131,2**	**929.479,4**	**898.173,4**	**890.426,0**	**863.182,1**	**874.369,7**	**888.072,3**	**878.023,3**
Total Emissions without LUCF [4]	**1.015.572,4**	**977.468,1**	**929.898,0**	**920.186,8**	**906.063,3**	**901.478,3**	**923.792,4**	**892.422,6**	**884.500,7**	**857.281,1**	**860.272,7**	**874.263,8**	**864.116,8**
Memo Items:													
International Bunkers	**19.569,2**	**18.101,4**	**17.818,2**	**19.917,2**	**19.874,7**	**20.420,4**	**21.008,8**	**22.018,2**	**22.088,4**	**23.341,7**	**24.548,4**	**24.265,2**	**24.583,0**
Aviation	11.589,4	11.366,7	12.200,2	12.891,8	13.398,4	13.887,1	14.536,9	15.096,7	15.523,1	16.656,2	17.582,4	17.168,0	16.990,4
Marine	7.979,8	6.734,7	5.618,1	7.025,5	6.476,3	6.533,3	6.471,8	6.921,6	6.565,3	6.685,5	6.966,0	7.097,2	7.592,6
Multilateral Operations	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**
CO_2 Emissions from Biomass	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**

(1) IEA OECD Statistics "CO2 Emissions from fuel combustion 1971 - 2000" Edition 2002, Paris
(2) AG Länderenergiebilanzen, UBA Analyse; beinhaltet auch Emissionen aus dem Energieverbrauch für den internationalen Verkehr
(3) Take the net emissions as reported in Summary 1.A of this common reporting format. Please note that for the purposes of reporting, the signs for uptake are always (-) and for emissions (+).
(4) The information in these rows is requested to facilitate comparison of data, since Parties differ in the way they report CO_2 emissions and removals from Land-Use Change and Forestry.
(5) Das CO2-Referenzverfahren konnte im UBA wegen fehlender Detailangaben (Energiebilanz) für 2000 und 2001 nicht angewendet werden!

Tabelle 29: Vergleich der CO_2-Inventare mit anderen unabhängigen nationalen und internationalen Ergebnissen der CO_2 Emissionen

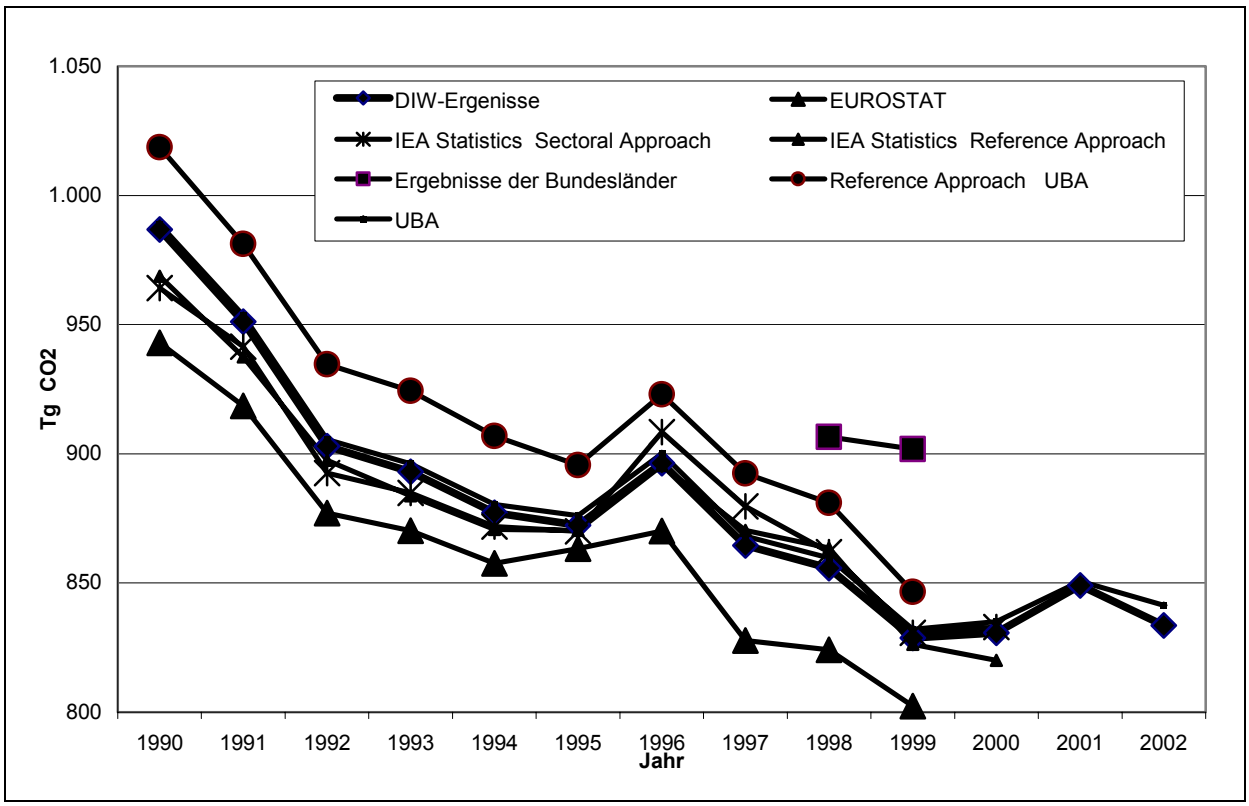


Abbildung 21: CO_2-Emissionen in Deutschland für die Jahre 1990 bis 2002 – Vergleich nationaler und internationaler Berechnungsergebnisse

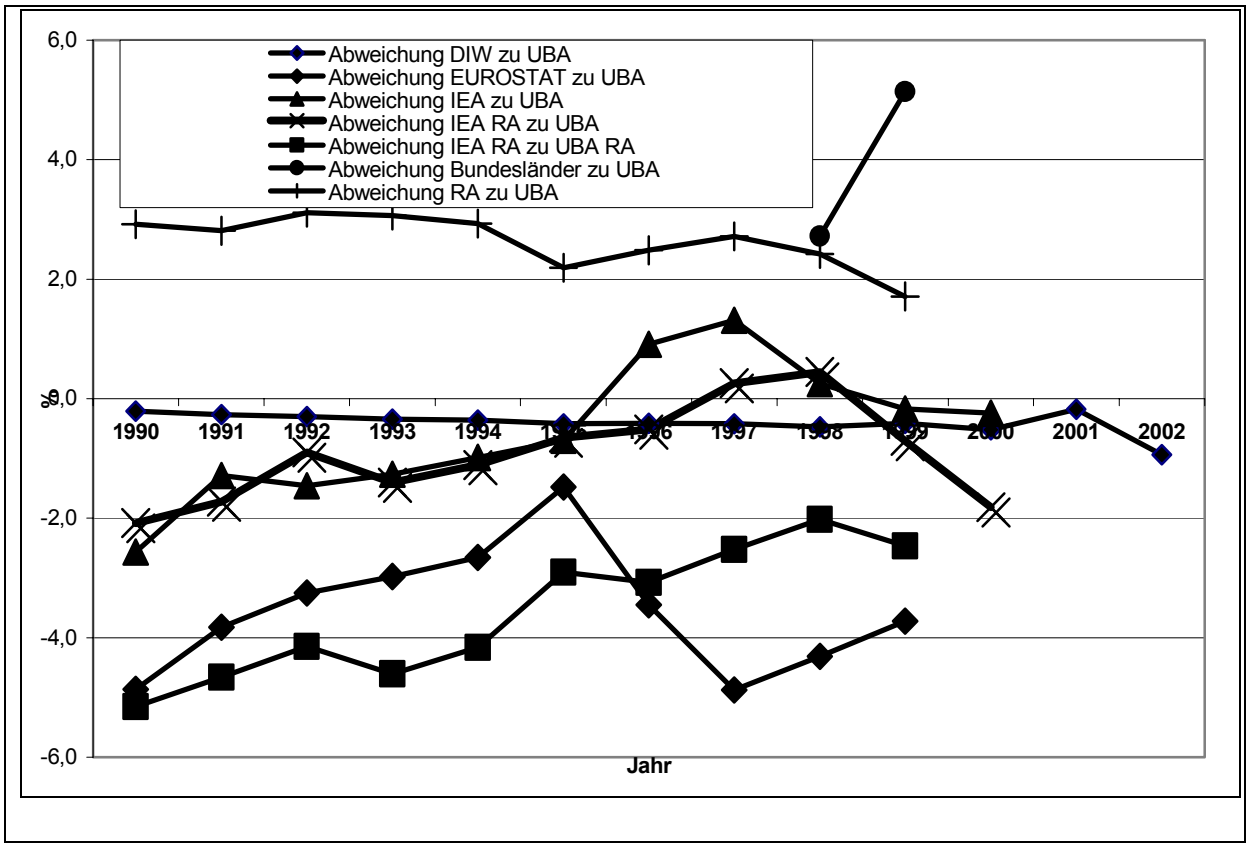


Abbildung 22: CO_2-Emissionen in Deutschland für die Jahre 1990 bis 2002 – Vergleich der relativen Abweichungen nationaler und internationaler Berechnungsergebnisse

3.1.18.1 Vergleich mit den EUROSTAT-Ergebnissen

Die von EUROSTAT durchgeführten Berechnungen weichen von Trend her uneinheitlich von den detaillierten nationalen Daten ab (siehe Tabelle 30). Im Mittel liegen die Ergebnisse um über 3 % unter den UBA-Daten. Die Schwankung dieser Abweichungen liegt dabei in Bereichen von – 4,6 % (= 44 Mio. t 1990) bis - 1,1 % (= 9 Mio. t 1995).

Um die Ursachen für diese Unterschiede zu finden, wurde im Jahr 2001 durch das Umweltbundesamt an das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung Berlin (DIW) und das Ökoinstitut ein durch EUROSTAT selbst mitfinanziertes Forschungsvorhaben vergeben. Nachfolgend werden die ersten Ergebnisse dieses noch nicht abgeschlossenen Vorhabens (DIW, 2002) zusammengestellt.

EUROSTAT (ebenso wie die Internationale Energieagentur - IEA) erstellt Energiebilanzen für die einzelnen Mitgliedsländer und die Europäische Union insgesamt. Diese Energiebilanz basiert im wesentlichen auf der Aggregation von insgesamt fünf standardisierten - und von den einzelnen Mitgliedsländern auszufüllenden - Fragebögen (Annual Questionnaires), die Angaben zu Produktion, Außenhandel (Importe und Exporte jeweils nach Ländern), Bestandsentwicklung und Verbrauch von Energieträgern in den einzelnen Umwandlungs- und Endverbrauchsbereichen sowie den nichtenergetischen Verbrauch im jeweils zurückliegenden Jahr enthalten. Diese Bögen werden in der Jahresmitte an die Mitgliedsländer verschickt mit der Bitte, sie zusammen mit einem ersten Energiebilanzentwurf bis Ende November an EUROSTAT/IEA zurück zu senden.

Im Einzelnen werden folgende fünf Fragebögen verschickt:

- *Annual Oil Questionnaire:* Die Angaben zum Mineralöl werden in tausend metrischen Tonnen erhoben. Adressat ist in Deutschland das Bundesamt für Außenhandel (BAFA), Eschborn, das Daten in Abstimmung mit dem Mineralölwirtschaftsverband e.V. (MWV), Hamburg, zusammenstellt und diese sowohl an das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit als auch an EUROSTAT/IEA übermittelt.
- *Annual Gas Questionnaire:* Die Gewinnung, der Außenhandel, und die Bestandsveränderungen bei Naturgasen werden in Millionen Normkubikmetern und in Terajoule (TJ) erhoben, wobei sich die TJ-Angaben auf den Brennwert beziehen. Die Verbrauchsmengen werden nur in TJ erfragt. Komplettiert wird der Fragebogen durch Angaben zu Gaspipelines und Untertagespeichern. Bis 1995 einschließlich wurde der Fragebogen vom Referat Elektrizitäts- und Gaswirtschaft des BMWi bearbeitet, danach wurde diese Aufgabe vom BAFA in Zusammenarbeit mit dem entsprechenden Referat des BMWi (heute: BMWA) übernommen.
- *Annual Solid Fuels Questionnaire:* Dieser Fragebogen dient zur Erfassung der Produktions- und Verbrauchsdaten von Kohlen (Steinkohlen, unterschieden in Kokskohle und andere Steinkohlen sowie Braunkohlen), Torf, Briketts und Koks. Die Angaben erfolgen in tausend Tonnen; eine Tabelle mit den jeweiligen Heizwerten ist im Fragebogen enthalten. Die Daten werden von der Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. zusammengestellt, wobei die Angaben zur Steinkohle gemeinsam mit dem Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus (GVSt), Essen, und die für die Braunkohle mit dem Bundesverband Braunkohle (DEBRIV), Köln, erarbeitet und mit dem zuständigen Referat des BMWi (heute: BMWA) abgestimmt werden.
- *Annual Renewables and Wastes Questionnaire:* Die Nutzung von erneuerbaren Energieträgern und von Abfällen wird in diesem Fragebogen, der analog zu den

anderen Fragebögen aufgebaut ist, erfasst. Dabei wird nach einzelnen Energieträgern und nach Abfallarten unterschieden. Die Angaben sind bis auf Holzkohle und flüssige Biokraftstoffe (beide in tausend Tonnen) in TJ zu machen. Die Bearbeitung erfolgte bisher durch das BMWA in enger Zusammenarbeit mit dem Statistischen Bundesamt (DESTATIS), Wiesbaden.

- *Annual Electricity and Heat Questionnaire:* Die Erzeugung und der Verbrauch von Elektrizität und Wärme werden getrennt nach allgemeiner und industrieller Versorgung erfragt. Die Angaben sind in GWh für Strom und in TJ für Wärme sowohl für die Brutto- wie für die Nettoerzeugung nach Energieträgern zu machen. Außerdem sind bei der Stromerzeugung auch die Brennstoffeinsatzmengen nach Energieträgern in natürlichen Einheiten und in TJ anzugeben. Die Endverbrauchsmengen werden nach Quellgruppen und Industriezweigen ausgewiesen. Dieser Fragebogen nimmt insofern eine Schlüsselstellung ein, als er von EUROSTAT/IEA zur Prüfung der Angaben zum Brennstoffeinsatz zur Strom- und Wärmeerzeugung der anderen Fragebögen verwendet wird. Das Referat Elektrizitäts- und Gaswirtschaft des BMWi stellt die benötigten Daten zusammen und übermittelt sie an EUROSTAT/IEA.

3.1.18.1.1 Ursachen für Abweichungen bei den verwendeten Energiedaten

Die beobachteten Abweichungen sind unterschiedlicher Natur. Ein Grund dafür ist, dass die Fragebögen nicht immer zwischen den jeweiligen datenliefernden Institutionen vor Meldung an EUROSTAT/IEA miteinander abgestimmt worden sind. Weiterhin spielt auch der Zeitpunkt eine Rolle, zu welchem die jeweiligen Angaben gemacht wurden, ob es sich dabei um zeitnahe Schätzungen oder um vorläufige Werte handelt, die später revidiert werden können. Die Angaben, die in die annual questionnaires von EUROSTAT/IEA einfließen, sind insofern unterschiedlich valide.

Insbesondere die Abweichungen der Angaben in den annual questionnaires zu den Angaben in der nationalen Energiebilanz sind auf die unterschiedlichen Erfassungszeitpunkte zurückzuführen, da zwischen der Abgabe der Fragebögen und der Vorlage der endgültigen Energiebilanzen derzeit eine Zeitdifferenz von zwei Jahren besteht. Daher können die an EUROSTAT/IEA gemeldeten vorläufigen Werte erst mit dem entsprechenden Zeitverzug durch endgültige Angaben ersetzt werden.

Aus den in der Vergangenheit aufgetretenen Problemen sind erste Konsequenzen gezogen worden (siehe auch Kapitel 3.1.18.1.2): So wurde inzwischen eine enge Kooperation und Abstimmung zwischen allen Beteiligten vereinbart, wonach nunmehr die Angaben aus den einzelnen Fragebögen im BMWA in enger Zusammenarbeit mit den datenliefernden Institutionen, dem Statistischen Bundesamt und der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen in einer ersten provisorischen Energiebilanz zusammengefügt und an EUROSTAT/IEA geliefert werden. Eine wesentliche Grundlage dieser Bilanz sind dabei auch die von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen erstellten „*Auswertetabellen*“ in denen je nach Datenlage bereits im Frühsommer für das vorangegangene Jahr weitgehend detaillierte Angaben zum Primärenergieverbrauch, zum nichtenergetischen Verbrauch sowie zum Endenergieverbrauch nach Quellgruppen und Energieträgern zusammengestellt werden.

Neben den genannten Ursachen bestehen offenbar auch andere Gründe für die Diskrepanzen, die eher systematischer Natur sind. Dabei konzentriert sich die Analyse im

wesentlichen auf die folgenden beiden potenziellen Ursachenkomplexe für die Unterschiede bei den Daten, die zur Berechnung von CO_2-Emissionen verwendet werden:

Bei den Angaben zu den natürlichen Mengen ist zu prüfen, ob und wie groß – gemessen in prozentualen Abweichungen - die Unterschiede zwischen den gemeldeten Mengen beider Erfassungssysteme sind, welches die Ursachen dafür sind, u.a. zu welchem Zeitpunkt die entsprechende Angabe gemacht worden ist sowie ob und ggf. in welchem Umfang frühere Meldungen revidiert wurden oder ob es sich um Unterschiede systematischer Art handelt.

Die verwendeten Umrechnungsfaktoren bei den Heizwerten können insbesondere dann, wenn sich die CO_2-Faktoren auf Energieeinheiten und nicht auf natürliche Einheiten beziehen, zu erheblichen Abweichungen bei den Resultaten führen. Grundsätzlich wird bei Energiebilanzen der Heizwert zugrunde gelegt; insbesondere bei Gasen ist dies aber nicht in jedem Fall gesichert, da hier häufig (wie etwa in der amtlichen Statistik oder bei der Preisstatistik) der Brennwert bei der Berechnung der Energiemenge verwendet wird. Aber auch unabhängig davon sind Differenzen bei den zugrunde gelegten Heizwerten schon deshalb möglich, weil bei aggregierten Energieträgergruppen vielfach die Heizwerte der jeweils zugerechneten Energieträger nicht berücksichtigt werden (so können etwa selbst die Steinkohlen oder die Rohbraunkohle nach Art und Herkunft stark variieren). Insoweit sind die Art der Angabe und ihre jeweiligen Quellen zu prüfen.

Die genannten Ursachen können in wechselnden Kombinationen zu höchst unterschiedlichen Ergebnissen bei weiterführenden Berechnungen z.B. von CO_2-Emissionen führen.

Beim Vergleich der verwendeten Mengenangaben in den beiden Energiebilanzen kam es zu teilweise deutlichen Abweichungen. Beispielhaft sind in der nachfolgenden Tabelle 30 diese Abweichungen für das Jahr 1998 zusammengestellt.

Tabelle 30: Differenzen zwischen den Energiebilanzdaten von EUROSTAT und der AG Energiebilanzen für das Bilanzjahr 1998

Alle Angaben in 1000 t	Steinkohlen			Braunkohlen		Mineralöle							
	Kohle	Briketts	Koks	Roh-braun-kohle, Hart-braun-kohle	Briketts und andere Braun-kohlen-produkte	Erdöl (roh)	Otto-kraft-stoffe	Roh-benzin	Flug-turbinen-kraft-stoff	Diesel-kraft-stoff einschl. HEL	Heizöl schwer	Flüssig-gas	Raffine-riegas
Gewinnung im Inland	6248	0	0	-149	0	53	0	0	0	0	0	0	0
Einfuhr	0	0	0	-126	107	345	385	-448	104	202	-102	-23	-26
Bestandsentnahmen	818	0	3	-72	-17	0	186	41	102	564	155	76	0
Ausfuhr	0	-66	17	-140	26	0	0	0	32	-1	0	0	0
Hochseebunkerungen	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	0	-	-
Bestandsaufstockungen	-	0	-	-	0	206	0	0	0	0	0	0	5
PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH IM INLAND	7066	66	-14	-207	69	192	571	-407	174	328	180	53	31
Umwandlungseinsatz insgesamt	2498	0	224	-3041	-7	193	-3995	-4884	0	-749	-2457	-381	-324
Umwandlungsausstoß insgesamt	0	0	139	0	0	0	-3266	-170	39	-50	-714	-267	-225
E.-Verbrauch im Umwandl.-Bereich insgesamt	2	0	0	-108	-2	0	0	0	0	46	642	77	148
Fackel- u. Leitungsverluste	-	-	-	-	-	-	0	0	0	-	0	0	0
NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH	-	0	102	-1	-142	-	0	1145	11	-1	-581	-218	-123
Statistische Differenzen	-360	66	405	3035	223	-1	187	106	90	67	133	79	-5
ENDENERGIEVERBRAUCH	526	0	8	-92	-3	-	1	0	17	-173	-493	0	32
Bergbau, Gew. Steine u. Erden, verarbeitendes Gewerbe insgesamt	530	0	8	-59	30	-	0	0	0	330	-546	-80	32
Verkehr insgesamt	0	0	0	0	-28	-	191	0	376	43	0	61	0
Haushalte	149	0	20	73	0	-	55	0	1	0	0	-36	0
Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	-4	0	0	-106	-5	-	-190	0	-359	-546	53	19	0

Im Einzelnen fällt auf, dass bei den *Steinkohlen* vor allem bei der Gewinnung, den Bestandsentnahmen und beim Einsatz zur Umwandlung erhebliche Differenzen zwischen den beiden Bilanzen bestehen. Diese lassen sich zwar bei der Förderung laut Statistik der Kohlenwirtschaft dadurch erklären, dass es sich bei den Angaben von EUROSTAT um Tonne = Tonne (t=t)- Angaben (das heißt um die gesamte Menge, die an Steinkohlen unterschiedlichster Qualität und Ballastgehalt gefördert worden ist) handeln soll, während von der AG-Energiebilanzen die Mengenangaben bezogen auf den verwertbaren, ballastfreien Teil (tvF-Angaben = Tonne verwertbare Förderung) verwendet werden. So liegen den EUROSTAT-Angaben um 1,869 Mio t über den t=t-Zahlen der Statistik der Kohlenwirtschaft. Im Umwandlungssektor entsteht die Differenz dadurch, dass EUROSTAT in den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung den Verbrauch in t verbucht, während von der AG Energiebilanzen ein auf Steinkohleneinheiten normierter Tonnenwert angegeben wird. Diese Differenz verkleinert sich jedoch wesentlich bei einem Vergleich der Werte in Terajoule bzw. in Rohöleinheiten.

Nicht gesondert berücksichtigt werden bei EUROSTAT die von der AG Energiebilanzen unter „*andere Steinkohlenprodukte*“ aufgeführten Energieträger (u.a. Teer, Benzol). Diese gehen – anders als bei EUROSTAT - in den deutschen Energiebilanzen in die Berechnung des Primärenergieverbrauchs ein und werden ausschließlich dem nichtenergetischen Verbrauch zugerechnet.

Bei den *Braunkohlen* (Rohbraunkohle einschließlich Hartbraunkohle) bestehen bei der Gewinnung, der Einfuhr und der Ausfuhr nur geringe Unterschiede. Diese lassen sich durch die Mengen an Torf, die in den Angaben der AG Energiebilanzen bei den Hartbraunkohlen verbucht werden, von EUROSTAT dagegen nicht erfasst werden, erklären. Die Menge von 3,014 Mio t im Umwandlungssektor, um die die EUROSTAT-Angaben über denen der AG

Energiebilanzen liegen, entspricht etwa der ausgewiesenen statistischen Differenz, die in den Bilanzen von EUROSTAT auf 3,035 Mio t beziffert werden, dagegen bei der AG Energiebilanzen nicht existiert.

Die Differenzen beim *Mineralöl* bestehen in erster Linie im Umwandlungssektor und sind auf unterschiedliche buchungsmäßige Behandlung der im Bereich der sonstigen Energieerzeuger angesiedelten Petrochemie zurück zu führen. Hier werden bei EUROSTAT Mengenflüsse (Austausch von Erzeugnissen, Übertragung von Erzeugnissen und Rückläufe aus der Petrochemie) im Detail dargestellt, die von der AG Energiebilanzen eher summarisch verbucht werden. Auch in der Darstellung der Mineralölprodukte unterscheiden sich die beiden Statistiken, so fasst EUROSTAT Dieselkraftstoff und leichtes Heizöl in einer Position zusammen, während die AG Energiebilanzen beide Mineralölprodukte getrennt ausweist. Ähnliche Probleme bestehen bei den Positionen schweres Heizöl und Rückstandsöle sowie andere Mineralölprodukte und Feedstocks. Diese unterschiedlichen Verbuchungen werden noch mit dem Mineralölwirtschaftsverband geklärt.

EUROSTAT veröffentlicht neben einer Bilanz in jeweiligen Einheiten [Tonnen, kWh und Terajoule(TJ)] nur noch eine Bilanz in Tonnen Rohöleinheiten (t ROE) - nicht aber in Terajoule - sowie eine Tabelle mit Umrechnungsfaktoren. In der Tabelle mit den Umrechnungsfaktoren werden für wesentliche Energieträger wie Steinkohle, Braunkohle und Rohöl allerdings nur Angaben mit sehr großen Bandbreiten gemacht. Deshalb wurden die für Deutschland von EUROSTAT tatsächlich zugrunde gelegten Umrechnungsfaktoren über die Angaben in t ROE und in Tonnen zurückgerechnet. Diese Faktoren wurden mit den Heizwerten, die die AGEB für ihre Berechnungen verwendet, verglichen.

Es zeigt sich, dass auch bei den jeweils verwendeten Heizwerten wesentliche Unterschiede bestehen: So nimmt EUROSTAT für die in Deutschland gewonnene Steinkohle einen Umrechnungsfaktor von 27.168 kJ/kg an, der weder der tvF-Angabe (29.638 kJ/kg), wie ihn AG Energiebilanzen verwendet, noch dem von der Statistik der Kohlenwirtschaft für die t=t-Angabe genannten Wert von 27.223 kJ/kg entspricht.

Ähnliches gilt für die Braunkohlen; hier liegen die entsprechenden Faktoren von EUROSTAT bei der Rohkohle mit 8.840 kJ/kg und bei den Importen von Hartbraunkohlen mit 13.461 kJ/kg jeweils unter den von der AG Energiebilanzen angesetzten Faktoren von 8.931 kJ/kg bzw. 14.962 kJ/kg. Tendenziell lässt sich feststellen, dass die von EUROSTAT verwendeten Umrechnungsfaktoren überwiegend unter den Werten liegen, derer sich die AGEB bedient.

3.1.18.1.2 Analyse der verwendeten Emissionsfaktoren

Eine Ursache für die Daten-Abweichungen zwischen den von EUROSTAT ermittelten Emissionsinventaren und den nationalen Inventaren kann in den verwendeten Emissionsfaktoren liegen. Hierzu wurden zunächst die von EUROSTAT verwendeten Emissionsfaktoren für den Bereich der energiebedingten CO_2-Emissionen analysiert. Da diese Emissionsfaktoren jedoch nicht explizit zur Verfügung standen, mussten sie über eine Rückrechnung aus den gemeinsam veröffentlichen Energiebilanzen und CO_2-Inventaren identifiziert werden.

Die Emissionsfaktoren wurden für die Quellgruppen und Subquellgruppen der Energiebilanz als Quotient aus Emissionswert und Energieeinsatz ermittelt. Da die Energiebilanzdaten in der Maßeinheit Kilotonnen Rohöläquivalent und die Emissionen in der Einheit Kilotonnen

CO_2 verfügbar waren, ermitteln sich die Emissionsfaktoren (in der Maßeinheit t CO_2/TJ) mit folgender Beziehung:

$$EF_{i;j} = \frac{E_{i;j}}{Q_{i;j} \cdot 41{,}868} \cdot 1000$$

mit

$EF_{i;j}$ *Emissionsfaktor für den Brennstoff i im Energiebilanzsektor j*
$E_{i;j}$ *CO_2-Emission für den Brennstoff i im Energiebilanzsektor j*
$Q_{i;j}$ *Energieeinsatz für den Brennstoff i im Energiebilanzsektor j*

Bei dem numerischen Wert handelt es sich um den Heizwert 41,868 kJ je kg Rohöläquivalent.

Als erste Erkenntnis ergibt sich aus den Rückrechnungen, dass bei EUROSTAT für die unterschiedlichen Quellbereiche/Sektoren keine Differenzierungen bei den Emissionsfaktoren vorgenommen wurden.

Tabelle 31: Ergebnisse der Rückrechnungen für die Emissionsfaktoren, 1991-1998

	EUROSTAT t CO_2/TJ	Bemerkungen
Steinkohle	94	UBA verwendet je nach Quellgruppe Werte von 92 bis 94 - 92 für Kraft- und Fernheizwerke - 93 für industrielle Feuerungsanlagen - 94 für Haushalte und Kleinverbrauch
Steinkohlenkoks	106	UBA verwendet je nach Quellgruppe Werte von 100 bis 105
Steinkohlenbriketts	93	UBA verwendet durchgängig den Wert von 93
Rohbraunkohle	99	UBA verwendet je nach Quellgruppe und Provinienz Werte von 110 bis 113 - 110 für Industrie, Kleinverbrauch & Militär - 111 für Kraft- und Fernheizwerke sowie übrige Umwandlung - 112 für sonstige Industriekraftwerke Soweit für die neuen Bundesländer gesonderte Energieeinsatzdaten vorliegen: 113, der Wert für mitteldeutsche Rohbraunkohle dürfte bei ca. 100 liegen
Hartbraunkohle	kein Emissionsfaktor, in Rohbraunkohle enthalten	UBA verwendet durchgängig 97
Braunkohlenbriketts	93	UBA verwendet je nach Quellgruppe und Provinienz Werte von 97 bis 99 - 99 für Kraft- und Fernheizwerke - 97 für die anderen Quellgruppen Soweit für die neuen Bundesländer gesonderte Energieeinsatzdaten vorliegen:
Braunkohlenkoks	kein Emissionsfaktor, Zuordnung noch unbekannt	UBA verwendet je nach Quellgruppe Werte von 96 bis 111 - 96 für Kraft- und Fernheizwerke - 107 für Industriefeuerungen - 111 für übrige Umwandlung und Kleinverbraucher
Staub- und Trockenkohle	kein Emissionsfaktor, Zuordnung noch unbekannt	UBA verwendet durchgängig 98
Brenntorf	kein Emissionsfaktor, Zuordnung noch unbekannt	UBA verwendet durchgängig 98
Rohöl	kein Emissionsfaktor, Zuordnung noch unbekannt	UBA verwendet durchgängig 80
Rohbenzin	73	UBA verwendet durchgängig den Wert von 80
Motorenbenzin	69	UBA verwendet durchgängig den Wert von 72
Dieselkraftstoff	73	UBA verwendet ab 1991 durchgängig den Wert von 74
Petroleum & Flugkraftstoff	71	UBA verwendet ab 1991 durchgängig den Wert von 74
Leichtes Heizöl	73	UBA verwendet durchgängig den Wert von 74
Schweres Heizöl	77	UBA verwendet durchgängig den Wert von 78
Flüssiggas	62	UBA verwendet je nach Quellgruppe Werte von 64 bis 65
Raffineriegas	66	UBA verwendet durchgängig den Wert von 60
Petrolkoks	kein Emissionsfaktor, Zuordnung noch unbekannt	UBA verwendet durchgängig den Wert von 101
Andere Mineralölprodukte	73	UBA verwendet je nach Quellgruppe Werte von 78 bis 80 Soweit für die neuen Bundesländer gesonderte Energieeinsatzdaten vorliegen:
Kokerei- und Stadtgas	in der EUROSTAT Energiebilanz nur zusammengefasst enthalten	UBA verwendet durchgängig den Wert von 44
Gichtgas		UBA verwendet durchgängig den Wert von 105, zur Vermeidung von Doppelzählungen bzgl. Hochofenprozeß und Gichtgasverbrennung wird Gichtgas wie Steinkohlenkoks bewertet
Naturgas	56	UBA verwendet je nach Provinienz für Erdgas Werte von 55 bis 56, für Erdölgas 58, für Grubengas 55. Soweit für die neuen Bundesländer gesonderte Energieeinsatzdaten für Erdgas vorliegen: 55
Industrieabfälle	nur organischer Industriemüll erfasst	UBA verwendet - mit der Ausnahme spezieller Branchen - durchgängig den Wert von 20
Hausmüll	Hausmüll vollständig erfasst, jedoch kein Emissionsfaktor ermittelbar	UBA verwendet durchgängig den Wert von 15

Quellen: EUROSTAT, UBA, Berechnungen des Öko-Instituts

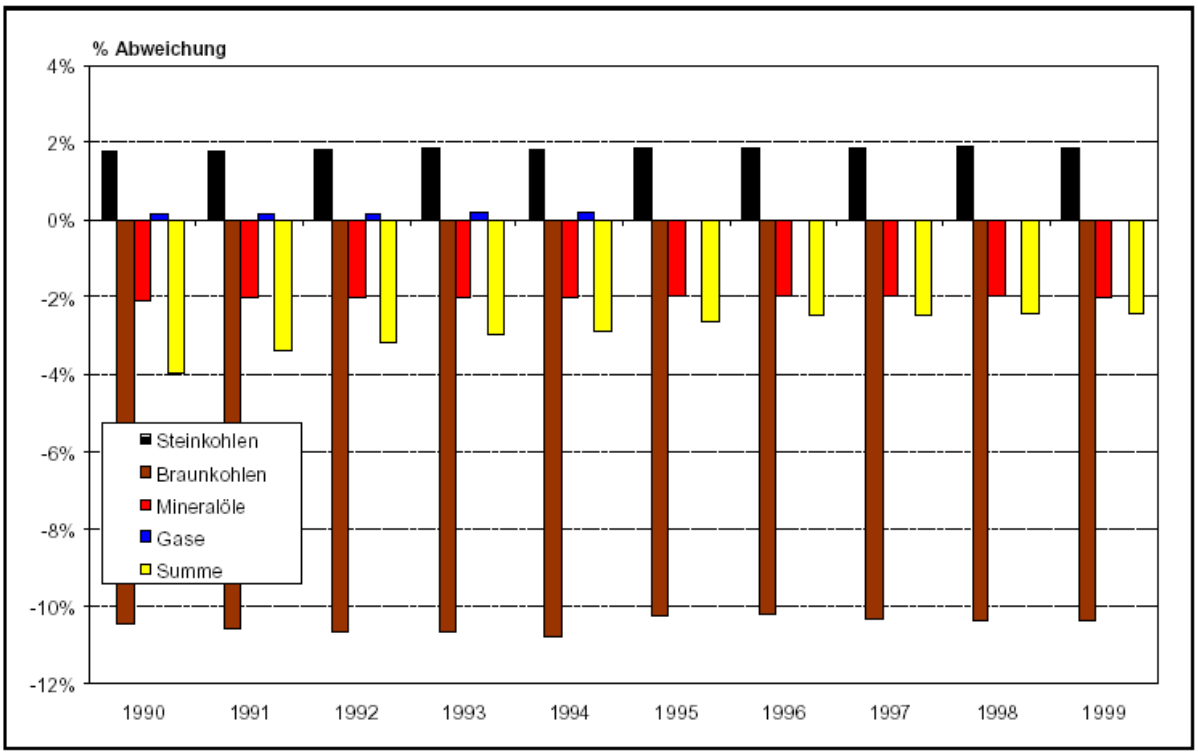
Die Tabelle 31 zeigt die Ergebnisse in der Übersicht sowie im Vergleich zu den im Inventarsystem des Umweltbundesamtes verwendeten Emissionsfaktoren.

Für den Bereich der *Steinkohlen* zeigt sich deutlich, dass die von EUROSTAT genutzten Emissionsfaktoren stets am oberen Rand der vom UBA genutzten Werte liegt, die Verteilung des Einsatzes (groß bei der Verstromung, Kleinverbrauch eher gering) lässt vermuten, dass die Emissionen hier im Mittel ca. um 2 t CO_2/TJ überschritten werden, also ca. 2 %. Für Steinkohlenkoks wird der Wert sogar klar überschritten.

Für die *Braunkohlen* werden die Emissionen dagegen klar unterschätzt, die Abweichungen der Emissionsfaktoren betragen teilweise über 10 %. Gleiches gilt für fast alle *Mineralölprodukte*, nur für Raffineriegas liegt der von EUROSTAT genutzte Emissionsfaktor klar über die den Inventaren des UBA zugrunde liegenden Werten. Von besonderer Bedeutung dürfte hier die Abweichung bei Motorenbenzin sein, hier ist von einer Unterschätzung der Emissionen um ca. 7 % auszugehen. Für *Naturgase* liegen die jeweils genutzten Werte sehr ähnlich, angesichts der überwiegenden Rolle von Erdgas H ist für den derzeitigen Mix der Erdgasbereitstellung in Deutschland eine gute Übereinstimmung festzustellen.

Im Bereich der Müllverbrennung ist eine Unterschätzung der Emissionen anzunehmen, da auch die nicht-organischen Bestandteile des Hausmülls der Biomasse zugeordnet wird, die CO_2-neutral veranschlagt wird. Inwieweit solche Unsicherheiten, d.h. Unter- oder Überschätzungen der CO_2-Emissionen auch in bezug auf die nicht-organischen Bestandteile des Industriemülls zutreffen, lässt sich erst nach endgültiger Klärung der entsprechenden Zuordnungsfrage klären.

Angesichts der erheblichen Rolle, die die Verbrennung von Kohlen und Mineralölprodukten für die CO_2-Emissionen Deutschlands haben, führen vor allem die großen Abweichungen der Emissionsfaktoren für diese Brennstoffe zu einer signifikanten Unterschätzung der Emissionen. Dies gilt auch in Bezug auf die Unsicherheiten, die durch die CO_2-Emissionen aus denjenigen Brennstoffen entstehen, die für die hier vorgelegte Analyse mangels ausreichender Datengrundlagen noch nicht berücksichtigt werden konnten.



Quellen: EUROSTAT, UBA, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 23: Abweichungen durch die Differenzen bei den Emissionsfaktoren zwischen UBA und EUROSTAT nach Brennstoffgruppen, 1990-1999

Die Abweichung durch unterschiedliche Emissionsfaktoren belaufen sich bei identischem Mengengerüst der Einsatzmengen (nach deutscher Energiebilanz sowie der bisher vorgenommenen UBA-Ergänzungen bei Rohbraunkohle und Erdgas) in der Periode 1990 bis 1999 auf Werte zwischen –39,5 Mio. t CO_2 (1990) und 21,0 Mio. t CO_2 (1999). In den EUROSTAT-Berechnungen werden damit die CO_2-Emissionen in Deutschland um Werte zwischen 4,0 (1990) bis 2,5 Prozent (1999) unterschätzt. Wie die Abbildung 23 verdeutlicht, sind die Abweichungen in den einzelnen Brennstoffgruppen jedoch erheblich größer als im Saldo.

Als entscheidende Schlussfolgerung ergibt sich an dieser Stelle, dass sich die Harmonisierung der Daten zwischen EUROSTAT und den deutschen Stellen nicht allein auf die Energie- Basisdaten beschränken darf, sondern unabdingbar auch auf die

Emissionsfaktoren ausgedehnt werden muss. Es ist vorgesehen, dass von deutscher Seite für EUROSTAT ein vollständiger Satz der für Deutschland repräsentativen Emissionsfaktoren bereitgestellt wird, wobei eine quellgruppenspezifische Differenzierung und die Veränderungen im Zeitverlauf berücksichtigt wird. Sinnvollerweise sollten die Emissionsfaktoren auch für die bei EUROSTAT verwendete Brennstoff-Differenzierung aggregiert werden.

3.1.18.1.3 Geplante Verbesserungen

Bei den Empfehlungen hierfür ist zu unterscheiden zwischen der Gruppe, die sich auf die energiestatistische Datenbasis bezieht, und der Gruppe, die die emissionsbezogenen Fragen im Blickpunkt hat.

Hinsichtlich der Vermeidung von Differenzen bei der energiestatistischen Datenbasis stehen die folgenden Empfehlungen im Vordergrund:

1. Energiestatistische Datenbasis zur Ermittlung der CO_2-Emissionen sollten grundsätzlich die von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen herausgegebenen Energiebilanzen sein. Dies gilt sowohl mit Blick auf das vom Umweltbundesamt zu erstellende nationale Emissionsinventar als auch für die internationalen Einrichtungen wie EUROSTAT und IEA, soweit von dort eigenständige Emissionsberechnungen vorgenommen werden.
2. Gegenwärtig liegen die endgültigen Energiebilanzen für Deutschland allerdings erst für die Jahre von 1990 bis 1999 vor. Der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen und dem von ihr beauftragten Institut (DIW Berlin) wird daher dringend empfohlen, den zeitlichen Nachlauf in überschaubarer Zeit deutlich zu verkürzen. Ziel sollte es sein, dass die Energiebilanzen spätestens 12 Monate nach Ende eines Berichtsjahres vorliegen.
3. Die Erstellung und Weitergabe der annual questionnaires sind besser zu koordinieren sowie zeitlich und inhaltlich abzustimmen. Es ist sicherzustellen, dass die hierzu bereits zwischen allen Beteiligten getroffenen Verabredungen konsequent umgesetzt werden. Danach sollen nunmehr die Angaben aus den einzelnen Fragebögen im BMWA in enger Zusammenarbeit mit den datenliefernden Institutionen (dem Statistischen Bundesamt und der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen) in einer ersten provisorischen Energiebilanz zusammengefügt und an EUROSTAT/IEA geliefert werden. Eine wesentliche Grundlage dieser Bilanz sind dabei auch die von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen erstellten „Auswertungstabellen“. Daten, die zu diesem Zeitpunkt nicht vorliegen, werden durch entsprechende Schätzwerte ergänzt.
4. Die seitens UBA in bezug auf die Energiebilanz vorgenommenen Korrekturen hinsichtlich emissionswirksamer Brennstoffmengen (Braunkohlentrocknung, Abfall und ggf. weitere) sollen nach endgültiger methodischer Klärung nachrichtlich in die provisorische Energiebilanz nach 3. aufgenommen werden.

Die emissionsbezogenen Empfehlungen umfassen die folgenden Punkte:

5. Für die Berechnung der CO_2-Emissionen sollte seitens EUROSTAT grundsätzlich auf die vom Umweltbundesamt verwendeten Emissionsfaktoren abgestellt werden. Dafür werden vom Umweltbundesamt aggregierte Emissionsfaktoren erstens für die Energieträger- und Sektorstruktur der nach 3. ermittelten provisorischen Energiebilanz sowie zweitens für die Energieträger- und Sektorstruktur der veröffentlichten Energiebilanz jährlich bereitgestellt.
6. Die Analyse der EUROSTAT-Daten legt die Vermutung nahe, dass bei der Erstellung und Aktualisierung der Energiebilanzen einerseits sowie der Ermittlung der CO_2-

Emissionen andererseits nicht immer konsistente Datenbestände bzw. Datenbestände mit dem gleichen Aktualitätsstand genutzt werden. Die bei EUROSTAT eventuell notwendigen Abstimmungen sollten in Kooperation mit dem Umweltbundesamt (und ggf. der AG Energiebilanzen) so bald wie möglich geführt werden.

7. Das UBA sollte im Rahmen der Überarbeitung und Validierung der deutschen Luftschadstoffinventare so bald wie möglich eine Methodik entwickeln, wie die für den internationalen Luftverkehr vertankten Treibstoffmengen nochmals nach innereuropäischem und außereuropäischem Luftverkehr differenziert werden können, um auch auf EU-Ebene eine korrekte Bestimmung des entsprechenden Memo-Items zu ermöglichen.

Grundsätzlich sollte mit EUROSTAT auch Einvernehmen dahingehend hergestellt werden, dass sowohl bei den Energiedaten wie bei den Emissionsfaktoren Änderungen, die sich auch rückwirkend aufgrund neuerer Erkenntnisse als unabweisbar herausstellen, nachträglich korrigiert werden. Auf deutscher Seite muss ein Abstimmungsverfahren für die entsprechende Übermittlung von Energiedaten und Emissionsfaktoren gefunden werden, damit zwischen diesen beiden Datengruppen stets ein hohes Maß an Konsistenz gewahrt bleibt. Hierzu sind genauere Verfahrensabläufe zwischen der AG Energiebilanzen und dem UBA einerseits bzw. dem BMU und dem BMWA andererseits festzulegen.

3.1.18.2 Vergleich mit den IEA-Ergebnissen

Der Vergleich mit den IEA-Ergebnissen wurde hier der Vollständigkeit wegen aufgenommen. Es sind jährlich aktualisierte international veröffentlichte Angaben (zuletzt: OECD/IEA, 2002) verfügbar. Der Weg der Ermittlung, Aufbereitung und Anwendung der hierfür verwendeten Basisdaten ist gegenwärtig nicht exakt mit dem nationalen Vorgehen in Deutschland vergleichbar, da hierfür weitere methodische Informationen – insbesondere zu den verwendeten detaillierten Daten – erforderlich sind.

Die Vergleichsergebnisse bestätigen jedoch die nach der nationalen detaillierten Methode ermittelten Daten (mittlere Abweichung für 11 Jahre: -0,2 %, Schwankungsbreite von -2,4% im Jahr 1990 bis +1,7 % im Jahr 1997).

3.1.18.2.1 Geplante Verbesserungen

Für die Erstellung der Energiebilanzen greift IEA auch auf Informationen von EUROSTAT zurück. Insofern ist die Abweichung der Emissionsdaten zwischen beiden Datensätzen doch bemerkenswert und wird für den nächsten Inventarreport näher untersucht werden. Gleiches trifft für die Übereinstimmung der Ergebnisse der beiden angewendeten Berechnungsverfahren (*sektoraler Ansatz* und *Referenzverfahren*) zu. Während bei den Ergebnissen von OECD/IEA nur marginale Abweichungen (etwa 4 Mio. t CO_2) doch eine weitest gehende Übereinstimmung darstellen, ergeben sich bei der Anwendung dieser Methoden in den nationalen Emissionsberechnungen doch deutliche Abweichungen – hier liegen die Ergebnisse des Referenzverfahrens ziemlich einheitlich um etwa 3 % über den Ergebnissen des detaillierten quellgruppenbezogenen Berechnungsverfahrens.

3.1.18.3 Vergleich mit den für die einzelnen Bundesländer ermittelten Daten

Durch die Zusammenarbeit der zuständigen Behörden und Einrichtungen der Bundesländer hat sich in Deutschland in den vergangenen 10 Jahren der Länderarbeitskreis Energiebilanzen herausgebildet. Diesem gehören Vertreter der für die Energiewirtschaft

zuständigen Ministerien der Länder - dies sind in der Regel die Wirtschafts- oder Umweltministerien - sowie die Energiereferenten/-innen der Statistischen Landesämter an, soweit diese mit der Erstellung der Energiebilanz für das jeweilige Bundesland beauftragt sind. Weiterhin sind in ihn Vertreter wirtschaftswissenschaftlicher Institute, die in einigen Bundesländern die Energiebilanz erarbeiten, einbezogen.

Die Hauptaufgabe des Länderarbeitskreises besteht in der Koordinierung der Erstellung von Energiebilanzen für die einzelnen Bundesländer. Seit dem Bilanzjahr 1995 erfolgt diese Bilanzierung nach einer einheitlichen abgestimmten und verbindlichen Methodik[57].

1998 nahm der Länderarbeitskreis Energiebilanzen auch die Erstellung von CO_2-Bilanzen für die Länder in sein Arbeitsgebiet auf. Seitdem werden für eine zunehmende Zahl von Ländern CO_2-Bilanzen herausgegeben, die ebenfalls nach einheitlichen Regeln auf Grundlage der Energiebilanzen erstellt werden. Hierbei werden zwei unterschiedliche Ansätze verfolgt:

Quellenbilanz – hierbei handelt es sich um eine auf den Primärenergieverbrauch eines Landes bezogene Darstellung der Emissionen, unterteilt nach den Emissionsquellen Umwandlungsbereich und Endenergieverbrauch. Die Quellenbilanz ermöglicht Aussagen über die Gesamtmenge des im Land durch den Verbrauch fossiler Energieträger emittierten Kohlendioxids.

Verbrauchsbilanz – hierbei handelt es sich um eine auf den Endenergieverbrauch eines Landes bezogene Darstellung der Emissionen. Bei diesem Verfahren wird auch die Anwendung von Strom und Fernwärme sowie deren „Außenhandelssaldo (aus Sicht der Bundesländer)“ in die CO_2-Bilanzierung einbezogen. Grund für diesen parallelen Berechnungsweg ist der Umstand, dass der Energieverbrauch in einzelnen Bundesländern bis zu 70 % auf der Einfuhr von Elektrizität und Fernwärme aus anderen Bundesländern beruht. Nur unter Berücksichtigung dieses Gesamtansatzes können in den Bundesländern Auswirkungen von vorbereiteten oder durchgeführten Klimaschutzmaßnahmen auch bilanziert und bewertet werden.

Nachfolgend wird eine Gegenüberstellung dieser Länderergebnisse nach der Quellenbilanz mit den hier vorgelegten Inventaren für die energiebedingten CO_2-Emissionen vorgelegt. Diese bezieht sich auf die Angaben für die Jahre 1998 und 1999, da für frühere oder aktuellere Jahre die entsprechenden Ergebnisse noch nicht vorliegen. Der Vergleich ist insbesondere durch folgende Einschränkungen erschwert:

- Es arbeiten nicht alle Bundesländer in der Länderarbeitsgemeinschaft mit, so dass für einige wenige Länder keine vergleichbaren Energiebilanzangaben Anwendung finden können. Von den im Arbeitskreis mitwirkenden Bundesländern erstellen noch nicht alle eine CO_2-Quellenbilanz.
- Die verfügbaren Information liegen nicht immer in der Form konsistenter Zeitreihen vor, so dass nicht alle benötigten Angaben für alle Jahre vorliegen und entsprechende Verfahren zur Lückenschließung angewendet werden mussten. Diese orientierten sich im Regelfall in der Anwendung der gemittelten statistischen Bundestrends (prozentuale Veränderungen) oder der für dieses Jahr ermittelten Durchschnittswerte.

57 Informationen zu den im Arbeitskreis erarbeiteten und angewendeten Methoden können unter im Internet unter http://www.lak-energiebilanzen.de eingesehen werden. Für diesen Vergleich wurden die dort im März 2003 verfügbaren Angaben verwendet.

- Die auf Ebene der Bundesländer vorliegenden Energiedaten gestatten nicht die genaue Differenzierung in die Kraftstoffverwendung für den nationalen und den internationalen Verkehr. Aus diesem Grund werden bei den Bundesergebnissen für die hier relevanten Jahre die CO_2-Emissionen aus dem internationalen Verkehr in den Vergleich einbezogen.

Tabelle 32: Vergleich der Ergebnisse der CO_2-Berechnungen der einzelnen Bundesländer mit den Bundesinventaren für das Jahr 1998

Land	**CO2-Emission Gg**	**Einwohner 1000**	**PEV PJ**	**CO2-Emission pro Einwohner (Mg)**
Baden-Württemberg	80073	10397	1600	7,70
Bayern	91882	12066	2043	7,61
Berlin	22730	3426	316	6,63
Brandenburg	59255	2573	625	23,03
Bremen	13881	674	164	20,60
Hamburg	***18233***	1705	***416***	10,70
Hessen	***64515***	6032	1073	10,70
Mecklenburg-Vorpommern	***19336***	1808	164	10,70
Niedersachsen	81764	7845	1531	10,42
Nordrhein-Westfalen	304375	17975	4054	16,93
Rheinland Pfalz	***42974***	4018	770	10,70
Saarland	***11560***	1081	276	10,70
Sachsen	37167	4522	549	8,22
Sachsen-Anhalt	24578	2702	448	9,10
Schleswig-Holstein	21433	2757	547	7,78
Thüringen	12729	2478	227	5,14
Bund insgesamt	**906486**	**82058**	**14804**	**11,05**
zum Vergleich:				
Bundesergebnis	877683	82057,5	14521	10,70
Quelle:	UNFCCC Berichterstattung	Statistisches Bundesamt	Energiebilanz-angaben	
Abweichung von Bund insgesamt (%):	**-3,2**		**-1,9**	

In den Vergleich wurden zwei Angaben einbezogen – der Primärenergieverbrauch sowie die rechnerisch ermittelten CO_2-Emissionen. Für die Jahre, in denen keine Emissionsangaben verfügbar sind, wurde über die jeweilige Einwohnerzahl und die bundesweit ermittelte Pro-Kopf-Emission eine Emission für das Bundesland errechnet. Nachfolgend werden die verwendeten Daten und Ergebnisse für die Jahre 1998 (siehe Tabelle 32) und 1999 (siehe Tabelle 33) zusammengestellt.

Tabelle 33: Vergleich der Ergebnisse der CO_2-Berechnungen der einzelnen Bundesländer mit den Bundesinventaren für das Jahr 1999

Land	CO2-Emission Gg	Einwohner 1000	PEV PJ	CO2-Emission pro Einwohner (Mg)
Baden-Württemberg	80073	10476	1583	7,64
Bayern	91882	12155	2027	7,56
Berlin	22730	3387	332	6,71
Brandenburg	59255	2601	564	22,78
Bremen	13881	663	155	20,93
Hamburg	***17678***	1705	***398***	10,37
Hessen	***62761***	6052	1030	10,37
Mecklenburg-Vorpommern	***18556***	1789	168	10,37
Niedersachsen	81764	7899	***1502***	10,35
Nordrhein-Westfalen	304375	18000	3902	16,91
Rheinland Pfalz	***41801***	4031	***756***	10,37
Saarland	***11112***	1072	263	10,37
Sachsen	37167	4460	535	8,33
Sachsen-Anhalt	24578	2649	456	9,28
Schleswig-Holstein	21433	2777	***536***	7,72
Thüringen	12729	2449	228	5,20
Bund insgesamt	**901775**	**82164**	**14435**	**10,98**
zum Vergleich:				
Bundesergebnis	852066	82163,6	14324	10,37
Quelle:	UNFCCC Berichterstattung	Statistisches Bundesamt	Energiebilanz-angaben	
Abweichung von Bund insgesamt (%):	**-5,5**		**-0,8**	

Im Ergebnis des Vergleiches wurde für die Jahre 1998 und 1999 eine akzeptable Übereinstimmung der Länderergebnisse mit dem Bundesinventar ermittelt. Diese fällt beim ermittelten Primärenergieverbrauch günstiger aus (Abweichung weniger als 2 %). Der hier im ersten Versuch einzig wählbare Ansatz für die Ermittlung eines flächendeckenden Überblicks der CO_2-Emissionen der Bundesländer (Berechnung über Einwohnerzahl und bundesdurchschnittliche Pro-Kopf-Emissionen) ergab vergleichbar größere Abweichungen von bis zu über 5 %. Trotzdem bestätigen diese Vergleiche die insgesamt für Deutschland ermittelten CO_2-Emissionen.

3.1.18.3.1 Geplante Verbesserungen

Der hier gewählte Ansatz wird in diesem Jahr intensiv mit den Vertretern des Länderarbeitskreises Energiebilanzen diskutiert werden. Hierdurch wird eine methodische Weiterentwicklung des Vergleiches zwischen den Länder- und dem Bundesergebnis erfolgen. Diese wird sich insbesondere auf die hier gewählten Methoden für die Schließung der vorhandenen Datenlücken orientieren. Darüber hinaus soll geprüft werden, inwieweit solche Vergleiche dann auf der Basis des Verbrauchs von einzelnen Energieträgern oder Brennstoffgruppen verfeinern lässt.

3.2 Diffuse Emissionen aus Brennstoffen (1.B)

Während aller Stadien, von der Extraktion fossiler Brennstoffe bis hin zu ihrem abschließenden Gebrauch, können Bestandteile als diffuse Emissionen entweichen oder freigesetzt werden.

Während Methan die bedeutendste Emission innerhalb der Quellkategorie Feste Brennstoffe darstellt, ist bei den diffusen Emissionen von Öl und Gas zusätzlich Kohlendioxid und Lachgas von Bedeutung.

3.2.1 Feste Brennstoffe (1.B.1)

In der Quellgruppe der festen Brennstoffe werden diffuse Emissionen aus Förderung, Lagerung und Verarbeitung dargestellt.

3.2.1.1 Kohlenbergbau (1.B.1a)

3.2.1.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.B.1a)

CRF 1.B.1a					
Hauptquellgruppe		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2002- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Solid Fuels	l / t	CH_4	1,91 %	0,53 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFCs**	**PFCs**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[58] (EF)	NO	CS	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %		-								
Unsicherheitenverteilung[59]		-								
Methode EF-Ermittlung[60]		T2								

In Deutschland sind diffuse Methanemissionen aus Kohlenbergwerken eine Hauptquellgruppe sowohl aufgrund des Emissionsniveaus als auch aufgrund des Emissionstrends.

Bei Gewinnung, Transport und Lagerung kann Methan aus Kohlen und dem sie umgebenden Gestein entweichen. Die freigesetzte Menge an Methan hängt in erster Linie von der in der Kohle gespeicherten Menge an Methan ab. Man unterscheidet im Bergbau den Tagebau, bei dem der Rohstoff in offenen Gruben gewonnen wird, und den Tiefbau, bei dem die Lagerstätte in Abbauräumen, die unter der Erdoberfläche liegen, abgebaut wird. Weiterhin ist die Unterscheidung zwischen aktivem Kohlenbergbau und stillgelegten Steinkohlenbergwerken relevant.

In Deutschland wird Steinkohle in zehn Steinkohlenbergwerken ausschließlich im Tiefbau gewonnen. Beim untertägigen Abbau von Steinkohlen werden Ventilationssysteme eingesetzt, um die Methankonzentration in der Grube aus Sicherheitsgründen gering zu halten. Diese Emissionen gelangen über die Wetter (alle Untertage vorkommenden Luft- und Gasgemische) in die Atmosphäre. Eine Teilmenge an Methan wird direkt aus Flöz- und Nebengesteinen abgesaugt und überwiegend als Grubengas energetisch verwertet. Der Steinkohlenbergbau ist deshalb im Rahmen der Quellgruppe die größte Quelle für diffuse Emissionen von CH_4. Im Jahr 2002 betrug die Steinkohlenförderung 26,3 Mio. t verwertbare Förderung; die Braunkohlenförderung lag bei 177,7 Mio. t (DESTATIS 2002d). Damit hat sich die Steinkohlenförderung gegenüber dem Vorjahr um ca. 3,6 % vermindert, während die Braunkohlenförderung um ca. 1,4 % gesteigert wurde.

In den letzten Jahren haben die Methanemissionen aus dem aktiven Steinkohlenbergbau wegen der deutlichen Verringerung der Förderung abgenommen. Die Emissionen aus dem Braunkohlentagebau haben nach einem Tiefstand 1999 aufgrund der gesteigerten Förderleistung wieder zugenommen. Mit dem am 10. November 2003 beschlossenem Finanzrahmen für die weitere Unterstützung der Steinkohle, hat die Bundesregierung die

59 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)

60 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model

Begleitung der weiteren Anpassung der Produktion von 26 Mio. t in 2005 auf 16 Mio. t in 2012 umgesetzt (BMWA, 2003). Daher wird mit einer weiteren Absenkung der Methanemissionen aus dem aktivem Steinkohlenbergbau zu rechnen sein.

In sechs Revieren wird Braunkohle im Tagebau (14 Tagebaue) gewonnen. Braunkohlenbergbau findet in Deutschland seit 2003 nach der Schliessung der Zeche Hirschberg im Dezemberg 2002 nicht mehr statt. Aufgrund der Entstehungsgeschichte der Braunkohlen (Inkohlungsprozess im Weichbraunkohlestadium) ist der Anteil an diffusen CH_4-Emissionen aus im Tagebau geförderten Braunkohlen gegenüber Steinkohlen deutlich geringer.

Die stillgelegten Steinkohlenbergwerke stellen eine weitere relevante Quelle für diffuse CH_4-Emissionen dar.

3.2.1.1.2 Methodische Aspekte (1.B.1a)

Zur Berechnung der CH_4 -Emissionen aus dem Kohlenbergbau werden die Emissionen aus dem aktivem Steinkohlentiefbau (CSM – coalseam methane), der Grubengasnutzung, der Steinkohlenlagerung, dem Braunkohlentagebau sowie den stillgelegten Steinkohlenbergwerken (CMM – Coalmine methane) ermittelt.

Die Emissionen aus dem ***Steinkohlentiefbau*** sind nach dem Tier 2 Ansatz gemäß der Gleichung des IPCC Reference Manual berechnet worden:

Emissionen (Gg CH_4) = EF (m^3 CH_4 /t) * Steinkohlenförderung * Umrechnungsfaktor (Gg/$10^6 m^3$)

Die Aktivitätsrate (Steinkohlenförderung: gesamte Fördermenge) wurde dabei der Energiebilanz Zeile 1 entnommen. Da die Energiebilanz nur bis zum Jahr 1999 vorliegt, wurden die Werte für die Jahre 2000 bis 2002 vorläufig aus einer anderen Datenquelle genommen (DESTATIS; 2002d). Um über das Gesamtinventar Konsistenz in den Energiedaten zu erlangen, werden diese vorläufigen Daten jedoch nach Veröffentlichung der Energiebilanz mit den dortigen Angaben ersetzt werden.

Datengrundlage für den verwendeten CH_4 Emissionsfaktor von 18,5 kg/t (ca. 27,61 m^3 /t, siehe Kapitel 3.2.1.1.4) für die Steinkohlenförderung ist der Bericht zum Forschungsvorhaben „*Emissionen der Treibhausgase Distickstoffoxid und Methan in Deutschland: Emissionsbilanz, Identifikation von Forschungs- und Handlungsbedarf sowie Erarbeitung von Handlungsempfehlungen ; Phase 1*“ (FHG ISI; 1993). Dieser Emissionsfaktor liegt innerhalb der Spannen, bzw. nahe den genannten Werte, der im IPCC Reference Manual (IPCC et al 1997, Tabelle 1-54, S. 105) genannten Emissionsfaktoren. Die Ermittlung der Emissionsfaktoren beruht auf einem quellgruppenspezifischem „bottom-up“-Ansatz, bei dem zusätzlich zu den (Sub-) Quellgruppen und Brennstoffen detailliert nach Anlagentechnologien unterschieden wird. Das Verfahren entspricht der Tier 2-Methode der IPCC-Good Practice Guidance Vorgaben.

Die Berechnung der Emissionen erfolgt durch Multiplikation der Emissionsfaktoren mit den Aktivitätsraten unter Berücksichtigung der Grubengasverwertung. Da das CH_4 der ***Grubengasverwertung*** einer energetischen Nutzung zugeführt wird, müssen die errechneten Emissionen aus der Grubengasverwertung von den CH_4-Emissionen aus der Steinkohlenförderung abgezogen werden. Die Menge Grubengas wird ebenfalls der Energiebilanz Zeile 1 entnommen und mangels alternativer Datenquelle ab 1999 konstant

fortgeschrieben, bis die neue Energiebilanz veröffentlicht wird. Der Emissionsfaktor von 320 kg/10^3 m^3 wird konstant für die gesamte Zeitreihe verwendet.

Für die Berechnung der CH_4-Emissionen aus der ***Lagerung von Steinkohle*** werden die gleichen Aktivitätsdaten wie für die Steinkohlenförderung genommen. Der Emissionsfaktor in Höhe von 0,576 kg/t stammt ebenfalls aus der o.g. Studie (FHG ISI; 1993).

Die Emissionen aus dem ***Braunkohlentagebau*** sind nach dem Tier 2 Ansatz gemäß der Gleichung des IPCC Reference Manual berechnet worden:

Emissionen (Gg CH_4) = EF (m^3 CH_4 /t) * Braunkohlenförderung *
Umrechnungsfaktor (Gg/$10^6 m^3$)

Dabei wurde die Aktivitätsrate (Rohbraunkohle) der Energiebilanz Zeile 1 entnommen. Da die Energiebilanz nur bis zum Jahr 1999 vorliegt, wurden die Werte für die Jahre 2000 bis 2002 vorläufig aus einer anderen Datenquelle genommen (Statistisches Bundesamt, FS 4, R 3.1, Meldenr. 10 20 10 330). Der Emissionsfaktor von 0,072 kg/t stammt ebenfalls aus der o.g. Studie (Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, 1993).

Eine ***Lagerung von Braunkohle*** erfolgt nicht.

Zur Ausgasung aus stillgelegten Steinkohlenbergwerken liegen derzeit nur grobe Schätzzahlen vor. Der Wert von 87 kt wurde für die Jahre 1990 bis 2002 konstant fortgeschrieben (NIR 2004, FHG ISI 1993, S. 39). Dieser Wert unterschätzt die tatsächlichen Emissionen vermutlich erheblich, da der Rückgang der Kohleförderung mit einer Stillegung von Steinkohlenbergwerken einhergeht.

3.2.1.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.1a)

Zur Zeit keine Angabe möglich.

3.2.1.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.1a)

Bei der zentralen Überprüfung der Deutschen Emissionsberichterstattung 2003 durch unabhängige Experten im Auftrag des Klimasekretariats wurde in dieser Kategorie bemängelt, dass keine Angaben zu den CO_2- und N_2O-Emissionen gemacht wurden. Deutschland wird diesen Punkt aufgreifen.

Das IPCC Reference Manual empfiehlt für den Steinkohlentiefbau Emissionsfaktoren in der Größenordnung von 10 bis 25 m³/t. Bei Umrechnung der deutschen Emissionsfaktoren unter Zugrundelegung eines Konversionsfaktors von 0,67 Gg/$10^6 m^3$ (gemäß Reference Manual, bei 20° C, 1 Atmosphäre) ergeben sich die in der Tabelle 34 angegebenen Einzelwerte. Fasst man die Förderung und Lagerung und in Abzug zu bringende Grubengasnutzung in einem EF zusammen, so liegt der Wert von 23,58 m^3 CH_4/t Kohle (Verwertbare Förderung) im vorgeschlagenen Wertebereich an der oberen Grenze.

Tabelle 34: Emissionsfaktoren für CH_4 aus dem Steinkohlenbergbau

Emissionsfaktoren	Steinkohle		Braunkohle	
	EF m^3 CH_4/t	EF kg/t	EF m^3 CH_4/t	EF kg/t
CH_4 aus Förderung	27,61	18,50	0,11	0,07
CH_4 aus Förderung abzüglich Grubengas	22,72	15,22	-	-
CH_4 aus Lagerung	0,86	0,58	-	-
CH_4 aus Bergbau (Förderung und Lagerung abzüglich Grubengasnutzung)	23,58	15,80	0,11	0,07

Für den Braunkohlentagebau gibt es im IPCC Reference Manual keine konkreten Empfehlungen für die Höhe der Emissionsfaktoren.

Die Daten des Inventars beruhen auf der Energiebilanz. Darüber hinaus können Angaben des Vereins der Statistik der Kohlenwirtschaft herangezogen werden. Nach der Statistik der Kohlenwirtschaft betrug die Steinkohlenförderung im Jahr 2002 26,1 Mio. t verwertbare Förderung. Die Braunkohlenförderung lag bei 181,8 Mio. t (Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.; 2003a, 2003b). Anhand dieser Statistik hat sich die Steinkohlenförderung gegenüber dem Vorjahr um ca. 3,7 % vermindert, während die Braunkohlenförderung um ca. 3,6 % gesteigert wurde. Die Daten des Inventars bedürfen der Überprüfung gegenüber diesen Daten.

Die Förderzahlen werden sowohl bei Steinkohlen als auch von Braunkohlen von der Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. veröffentlicht, die dann Grundlage für die Energiebilanz und die Veröffentlichungen des Statischen Bundesamtes sind. Da die vorliegende Energiebilanz des Jahres 1999 als Grundlage für die Berechnungen verwendet wird, werden die Aktivitätsdaten für die Jahre 2000 bis 2002 vorläufig vom Statischen Bundesamt entnommen (DESTATIS; 2002e). In Tabelle 35 *werden die Aktivitätsraten beider statischer Quellen dargestellt.*

Tabelle 35*: Aktivitätsraten für das Jahr 2002*

	Steinkohle [Mio. t]	***Braunkohle [Mio. t]***
DESTATIS	*26,3*	*181,7*
Statistik d. Kohlenwirtschaft	*26,1*	*181,8*
+ Kleinbetriebe	*0,275*	

Quelle: DESTATIS; 2002e; BMWA 2004, S. 4.

Weitere quellenspezifische Qualitätssicherungen/-kontrollen und Verifizierungen erfolgen.

3.2.1.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.1a)

Quellenspezifische Rückrechnungen sind noch nicht erfolgt. Auf der Grundlage der geplanten Verbesserungen werden Rückrechnungen angestrebt.

3.2.1.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.1a)

Da die aktuellen Ergebnisse der Hauptquellgruppenanalyse für Methanemissionen aus dem Kohlenbergbau hinsichtlich der Emissionshöhe nur knapp zur Einordnung als Hauptquellgruppe geführt haben, soll in einem ersten Schritt geprüft werden, ob der Rückgang der Kohlenförderung in naher Zukunft dazu führen wird, dass das Emissionsniveau nicht mehr dem einer Hauptquellgruppe entspricht.

Da Methanemissionen aus dem Kohlenbergbau derzeit Hauptquellgruppe sind, erfordert die IPCC Methodik eine Emissionsberechnung nach Tier 2/3 auf Grundlage von Methan-

Messdaten der Wetter und der Grubengasabsaugung aus einzelnen Steinkohlenbergwerken (Standorten). Im Rahmen des laufenden Forschungsvorhabens „Methanemissionen des Kohlebergbaus“ (FKZ 203 41 253 / 05) sollen notwendige Datenquellen erschlossen, nationale Emissionsfaktoren abgeleitet, Berechnungen durchgeführt und Unsicherheiten ermittelt werden. Die dazu verfügbaren Datengrundlagen werden über Betreiber, Verbände und den Genehmigungs- und Überwachungsbehörden der Bundesländer zusammengetragen. Weiterhin befasst sich das Projekt mit den Abschätzungsbereichen und Referenzbildungen für die Anwendung einer kombinierten Methode nach Tier 2/3 für die Quellgruppe. Dies umfasst auch die Überprüfung der aktuell verwendeten EF für Steinkohlen, die im internationalen Vergleich relativ hoch liegen. Weiterhin soll geprüft werden, welche verfügbaren Datengrundlagen für die Erfassung der CO_2 und N_2O Emissionen (soweit bekannt auch CO, SO_2, und höhere Kohlenwasserstoffe) zugrunde gelegt werden können. Bei allen Verbesserungen sollen die Unsicherheiten der Emissionsfaktoren betrachtet werden.

Da bisher in den deutschen Inventaren keine Emissionen für Transport und Lagerung von Braunkohlen angegeben werden und die Daten über die Lagerung von Steinkohlen veraltet sind, sollen Daten- und Informationsquellen zur Erfassung dieser Emissionen erschlossen und ihre Eignung für die Inventarerstellung abwogen werden.

Die Relevanz von Methanemissionen aus der Braunkohlenförderung soll überprüft werden, da die beiden Statistiken zur Kohlenförderung (Statistisches Bundesamt, Verein der Statistik der Kohlenwirtschaft) jeweils leicht voneinander abweichende Daten aufführen. Hier wird eine Klärung der Differenzen angestrebt.

Im Rahmen des Projekts und mit Hilfe weiterer Akteure im Nationalen System soll die Möglichkeiten geprüft werden, wie die Berechnung der Verwertung von Grubengas im Inventar verbessert werden und die Erfassung der kalten und heißen Abfackelung erfolgen kann.

Für die Berechnung der Emissionen aus stillgelegten Steinkohlenbergwerken soll geprüft werden, wie mit vertretbarem Aufwand eine Quantifizierung der Emissionen möglich ist.

Der IPCC Konversionsfaktor von 0,67 $Gg/10^6 m^3$ bei 20°C und 1 Atmosphäre (IPCC et al; 1997, Reference Manual, S. 1.108) soll überprüft werden, da in Deutschland als Einheit Normkubikmeter bei 1,01325 bar und 0°C (DIN Nr. 1343) verwendet wird (DIN 2004).

Die Ergebnisse des vorgesehenen Workshops NaSE sollen im Rahmen des Forschungsprojekts aufgegriffen und verwertet werden.

3.2.1.2 Umwandlung von Kohle (1.B.1b)

3.2.1.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.B.1b)

CRF 1.B.1a					
Hauptquellgruppe		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2002- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	NO				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFCs**	**PFCs**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[61] (EF)	NO	CS	NO	NO	NO	NO	NO	CS	CS	CS
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[62]										
Methode EF-Ermittlung[63]		CS								

Im Jahr 2002 betrug die Steinkohlenkoksproduktion 7,26 Mio t. Die Steinkohlenkoksproduktion umfasst die Produktion der einzigen Zechenkokerei (ca. 2 Mio t) und von vier Hüttenkokereien. Damit hat sich die Steinkohlenkoksproduktion gegenüber dem Vorjahr um ca. 0,5 % vermindert.

3.2.1.2.2 Methodische Aspekte (1.B.1b)

Das IPCC Reference Manual beschreibt keine Methodiken für die Subquellgruppe der Umwandlung von Kohle (IPCC et al, 1997, Reference Manual, S.1.110f). Die angewandte länderspezifische Methodik basiert auf den Aktivitätsraten aus der Energiebilanz und entsprechenden Emissionsfaktoren.

Die Produktion von Braunkohlentieftemperaturkoks erfolgte ausschließlich in den Neuen Bundesländern und hat für das Inventar lediglich einen Bezug auf das Basisjahr. Nach 1992 wurde die Produktion eingestellt.

Die Aktivitätsrate für Steinkohlenkoksproduktion wurde aus der Energiebilanz Zeile 1 entnommen. Da die Energiebilanz nur bis zum Jahr 1999 vorliegt, wurden die Werte für die Jahre 2000 bis 2002 vorläufig einer anderen Datenquelle entnommen (DESTATIS, 2002e, Meldenummer 101011300). Um über das Gesamtinventar Konsistenz in den Energiedaten zu erlangen, werden diese vorläufigen Daten jedoch nach Veröffentlichung der Energiebilanz mit den dortigen Angaben ersetzt.

Die Emissionen aus der Steinkohlenkoksproduktion sind nach dem Tier 2 Ansatz analog der Gleichung des IPCC Reference Manual für CH_4 -Emissionen aus dem Kohlenbergbau berechnet worden:

Emissionen (Gg CH_4) = EF (m^3 CH_4 /t) * Steinkohlenkoksproduktion * Umrechnungsfaktor (Gg/$10^6 m^3$)

Der verwendete Emissionsfaktor für Methan zur Berechnung der CH_4 -Emissionen aus der Steinkohlenkoksproduktion (Kokereien) beträgt 0,150 kg Methan pro Tonne Steinkohlenkoksproduktion (LANGE 1988, BATZ 1995) und wird seit 1995 fortgeschrieben.

Die Quellgruppe „Umwandlung von Kohle“ wird im ZSE durch die Zeitreihe Steinkohlenkoksproduktion (Kokereien) abgebildet.

62 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)

63 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model

3.2.1.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.1b)

Zur Zeit keine Angabe möglich.

3.2.1.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.1b)

Die Daten des Inventars beruhen auf der Energiebilanz, darüber hinaus können Angaben des Vereins der Statistik der Kohlenwirtschaft herangezogen werden. Danach wurde in Deutschland im Jahr 2002 noch eine Braunkohlenkokerei mit einer Kapazität von ca. 0,2 Mio. t (Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., 2003) betrieben. Weitere quellenspezifische Qualitätssicherungen/-kontrollen und Verifizierungen erfolgen.

Im Rahmen eines Forschungsvorhabens soll die quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung standardisiert werden.

3.2.1.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.1b)

Quellenspezifische Rückrechnungen sind noch nicht erfolgt.

3.2.1.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.1b)

Die Methanemissionen aus dem Kohlenbergbau, einschließlich der Kohlenaufbereitung, sind eine Hauptquellgruppe. In einem ersten Schritt soll geprüft werden, ob der Rückgang der Kohlenförderung in naher Zukunft dazu führen wird, dass das Emissionsniveau nicht mehr dem einer Hauptquellgruppe entspricht.

Die bisher verwendeten Aktivitätsraten und Emissionsfaktoren zur Behandlung von Kohlen (Kohlenaufbereitung) sollten überprüft und aktualisiert werden, sowie der Zuschnitt der Quellgruppe (u.a. für die Steinkohlenkoksproduktion) geklärt werden. Es sollen aktuelle Daten- und Informationsquellen zur Erfassung der Emissionen erschlossen und ihre Eignung für die Inventarerstellung abwogen werden.

Vor dem Hintergrund der Anforderungen aus den Guidelines soll die Datenlage in Deutschland für die Zeitreihe ab 1990 geprüft und ein konsistentes Verfahren zur CH_4-Emissionsberechnung entwickelt werden, das eine adäquate Fortschreibung von Aktivitätsdaten und Emissionsfaktoren zulässt.

Zur Behandlung von Kohlen (Kohlenaufbereitung) soll, falls nationale EF zur Verfügung stehen, gemäß Tier 2-Ansatz vorgegangen werden.

Ergebnisse aus dem vorgesehenen NaSE Workshop sollen aufgegriffen und verwertet werden.

3.2.2 Öl und Erdgas (1.B.2)

3.2.2.1 Beschreibung der Quellgruppe: Öl (1.B.2a)

CRF 1.B.2					
Hauptquellgruppe		Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission	2002- Anteil an der Gesamtemission	Trend
Erdgas (Natural Gas)	I	CH4	0,63 %	0,70 %	fallend

Schadstoff	**CO2**	**CH4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF6**	**N2O**	**NOX**	**CO**	**NMVOC**	**SO2**
Emissionsfaktor[64] (EF)	NO	CS	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %		25								
Unsicherheitenverteilung[65]		N								
Methode EF-Ermittlung[66]		CS								

Die Quellgruppe Öl und Erdgas ist bezogen auf die Emissionen aus Erdgas nach der Emissionshöhe eine Hauptquellgruppe.

Die größte Quelle für diffuse Emissionen von CH_4 stellt die Verteilung von Erdgas dar. Daneben spielen die CH_4-Emissionen aus der Erdgasgewinnung und -aufarbeitung sowie aus Übergabestellen eine untergeordnete Rolle.

Die diffusen CH_4-Emissionen aus der Erdölgewinnung und aus dem Raffinerieprozess sowie der Lagerung von Mineralölprodukten nehmen nur ca. 3 % der Emissionen aus Erdgas ein.

Die spezifischen Emissionen bei der Erdölgewinnung sind seit 1991 nur geringfügig um 10 % zurückgegangen. Hingegen konnten die spezifischen diffusen CH_4-Emissionen aus dem Raffineriebereich und der raffinerieeigenen Lagerung von Mineralölprodukten (vor allem Ottokraftstoff) in diesem Zeitraum um 60 % von 0,05 auf 0,02 kg/t gesenkt werden. Insgesamt konnten die CH_4-Emissionen von 9,38 Gg in 1991 auf 4,08 Gg in 2002 gesenkt werden. Da der Emissionsfaktor konstant bleiben dürfte, wird bei dem prognostizierten mäßigen Trend zur Emissionsentwicklung nur eine geringe Veränderung für das Jahr 2003 zu erwarten sein.

3.2.2.2 Beschreibung der Quellgruppe: Erdgas (1.B.2b)

Die Hauptquelle der diffusen CH_4-Emissionen bei Erdgas stellt die Verteilung des Erdgases bis zum Endverbraucher dar. Trotz einer Erweiterung des Verteilernetzes im Berichtszeitraum um etwa 150.000 km auf 418.065 km in 2002 konnten die CH_4-Emissionen leicht gesenkt werden. Das konnte durch Minderung der diffusen Verteilungsverluste um etwa 40 % erreicht werden.

Die übrigen diffusen Emissionen aus der Gewinnung, Aufarbeitung und Hochdruckverteilung von Erdgas wurden im Berichtszeitraum nur leicht gesenkt. Insgesamt konnten die CH_4-Emissionen von 367,20 Gg in 1991 auf 343,64 Gg in 2002 gemindert werden. Aufgrund unveränderter Randbedingungen dürften – wenn überhaupt – nur geringfügige Änderungen der Emissionen für das Jahr 2003 zu erwarten sein.

65 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
66 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model

3.2.2.3 Methodische Aspekte (1.B.2)

Die Emissionen für Erdöl und Erdgas CH_4-Emissionen wurden aus spezifischen Emissionsfaktoren und den Aktivitätsraten gebildet. Die Aktivitätsraten stammen vorwiegend aus der jährlich erscheinenden Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland der Arbeitsgemeinschaft für Energiebilanzen. Der Gesamtrohöleinsatz in Raffinerien stammt aus der jährlichen Sonderveröffentlichung des Mineralölwirtschaftsverbandes e.V. (MWV, 2003).

Die spezifischen Emissionsfaktoren wurden aufgrund von Recherchen in Literatur und bei Betrieben durch das Umweltbundesamt abgeleitet und kontinuierlich fortgeschrieben.

3.2.2.4 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2)

Die Unsicherheiten in Höhe von 25 % wurden im Rahmen eines Expert Judgements ermittelt und liegen in der gleichen Größenordnung wie der IPCC- Good Practice Guidance Default-Wert.

3.2.2.5 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2)

Für die Quellgruppe 1.B.2a (Erdöl-Raffinerien und Mineralöllagerung) ergibt der Vergleich mit den IPCC-Guidelines Default-Werten eine gute Übereinstimmung. In Tabelle 1.62 auf Seite 130 der Guidelines werden Emissionsfaktoren für diesen Bereich in Summe von 110 bis 1660 kg/PJ angegeben. Wird der deutsche Emissionsfaktor für 2002 von 0,02 kg/t Rohöl mit dem unteren Heizwert von Rohöl (42,7 MJ/kg) umgerechnet ergibt sich ein Emissionsfaktor von 468,4 kg/PJ. Dieser Wert liegt innerhalb der Spannbreite des IPCC-Default-Wertes. Ebenso zeigt der von Österreich für das Jahr 2000 angegebene Emissionsfaktor von 0,033 kg/t Rohöl eine gute Übereinstimmung mit dem deutschen länderspezifisch ermittelten Emissionsfaktor.

Für die Quellgruppe 1.B.2b (Erdgasgewinnung, -raffination und –verteilung) wird in Tabelle 1.62 auf Seite 130 der IPCC-Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories lediglich ein Default-Wert für den Emissionsfaktor der gesamten Quellgruppe von 58.000 bis 111.000 kg/PJ angegeben. Ein Vergleich mit den aufaddierten und mittels des unteren Heizwertes von Erdgas (35,7 MJ/Nm³) umgerechneten deutschen Emissionsfaktoren ergibt eine gute Übereinstimmung. Die länderspezifische Ermittlung ergibt einen Gesamt-Emissionsfaktor für diese Quellgruppe von 62.500 kg/PJ und liegt damit im unteren Bereich der Spannbreite des Default-Wertes.

Maßnahmen zur Standardisierung von QK und QS werden derzeit erarbeitet.

3.2.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.2)

Die abgeleiteten Emissionsfaktoren bedürfen insbesondere für den Bereich Erdgas einer Evaluierung. Daher wird angestrebt, aktuelle Daten zu erheben. Die Vergabe eines Forschungsprojektes erscheint in diesem Zusammenhang schwierig, da zum Teil selbst den Betreibern der Anlagen keine Daten über die diffusen Emissionen vorliegen und Messungen aufgrund der damit verbundenen hohen Kosten nur vereinzelt durchgeführt werden könnten und damit deren Aussagefähigkeit in Frage gestellt werden würde.

Weitere Aspekte zur Vervollständigung der Inventars sind in den Inventarverbesserungsplan aufgenommen worden.

4 INDUSTRIEPROZESSE (CRF SEKTOR 2)

4.1 Mineralische Produkte: Zement (2.A.1)

4.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.1)

CRF 2.A.1					
Hauptquellgruppe		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2002- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Zement Produktion	I	CO_2	1,21 %	1,20 %	

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[67] (EF)	CS	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	CS
EF Unsicherheiten in %	± 20	- -	- -	- -	- -	- -				
Unsicherheitenverteilung[68]		- -	- -	- -	- -	- -				
Methode EF-Ermittlung[69]	CS	- -	- -	- -	- -	- -				

Die Quellgruppe der Zement (2.A.1) der Mineralischen Produkte ist nach der Emissionshöhe eine Hauptquellgruppe.

Im Jahr 2002 waren deutschlandweit 70 Öfen zum Brennen von Zementklinker mit einer Gesamtkapazität von 131820 t/d in Betrieb. Den größten Anteil haben dabei die Öfen mit Zyklonvorwärmer (46), gefolgt von Öfen mit Rostvorwärmer (16) und Schachtöfen (8) (BDZ, 2004a, S. 7). 31 Unternehmen mit 47 Zementwerken in Deutschland sind dabei Mitglieder des Bundesverbands der Deutschen Zementindustrie (BDZ, 2004b).

Beim Klinkerbrennprozess werden klimarelevante Gase emittiert. Zum weit überwiegenden Teil ist dies CO_2. Der Verein Deutscher Zementwerke (VDZ) hat im Monitoringbericht für das Jahr 2002 eine Klinkerproduktion von 23 954 kt angegeben[70]. Die rohstoffbedingten CO_2-Emissionen können mit einem länderspezifischen Emissionsfaktor von 0,53 t CO_2/t Zementklinker abgeschätzt werden. Aus der Klinkerproduktion resultiert eine rohstoffbedingte CO_2-Emission von 12 695 kt CO_2 im Jahr 2002.

4.1.2 Methodische Aspekte (2.A.1)

Die Aktivitätsraten wurden vom *Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) Düsseldorf* durch Umfragen bei den deutschen Zementwerken und aus Angaben des BDZ zusammengestellt. Dabei handelt es sich im Wesentlichen um die im Rahmen des CO_2-Monitorings veröffentlichten Daten (RWI, 2000). Sie weichen von den in den *Umweltdaten der deutschen Zementindustrie* (VDZ, 2002) veröffentlichten Daten ab. Das ist darauf zurückzuführen, dass die Produktionszahlen in den Umweltdaten und im CO_2-Monitoring aus unterschiedlichen Quellen stammen und unterschiedliche Kriterien bei der Datenerhebung zugrunde gelegt wurden. Während in den Umweltdaten auf Angaben des BDZ zurückgegriffen wird, wo nur die BDZ-Mitgliedswerke berücksichtigt werden, beinhalten die Monitoring-Daten des VDZ alle deutschen Zementwerke. Allerdings wird ein Teil der Daten geschätzt. Darüber hinaus werden an dieser Stelle die Aktivitätsraten der deutschen Zementindustrie um Importe und Exporte von Zementklinker korrigiert, so dass sich die daraus ermittelten CO_2-Emissionen

67 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
68 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
69 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model
70 Diese Angabe ist vorläufig, da der Monitoringbericht für das Jahr 2002 vom Rheinisch-Westfälischen Institut für Wirtschaftsforschung (RWI) in Essen noch nicht veröffentlicht wurde.

wirklich nur auf die Zementmenge beziehen, die aus in Deutschland hergestelltem Zementklinker ermahlen wurde. Für die Jahre 1991 bis 1993 besteht eine Datenlücke in den Aktivitätsdaten, die vom Verband (VDZ) so nicht mehr schließbar ist. Behelfsmäßig sind diese Jahre vorerst interpoliert worden. Für das Jahr 2002 hat der VDZ im Entwurf des Monitoringberichtes eine Klinkerproduktion von 23.954 kt angegeben.

In Tabelle 36 sind die Aktivitätsraten und die daraus ermittelten Klinkerfaktoren für die Jahre 1987 bis 2002 zusammengefasst. Der Klinkerfaktor ergibt sich als Quotient aus Klinkerproduktion und Zementproduktion und hat die Größeneinheit *t Klinker/t Zement*. Er wird für die Ableitung der Emissionsfaktoren für die Klinkerproduktion benötigt (s.u.).

Tabelle 36: Aktivitätsraten und daraus resultierende Klinkerfaktoren in der deutschen Zementindustrie für die Jahre 1987-2002

Jahr	Klinkerproduktion [kt/a]	Zementproduktion (aus dt. Klinker) [kt/a]	Klinkerfaktor [t Klinker/t Zement]
1987	29399	34171	0,860
1990	29054	34749	0,836
1991	29096		
1992	29138		
1993	29180		
1994	29222	35804	0,816
1995	29072	33649	0,864
1996	27668	32858	0,842
1997	28535	33171	0,860
1998	29038	34681	0,837
1999	29462	36558	0,806
2000	28494	34685	0,822
2001	25227	31481	0,801
2002	23954	30773	0,778
Ø			**0,829**

Die Ermittlung der Emissionsfaktoren beruht auf einem quellgruppenspezifischem *bottom-up*-Ansatz, d.h. die Emissionsfaktoren werden durch Aggregierung anlagenspezifischer Daten ermittelt. Die Aggregierung ist bereits zu einem früheren Zeitpunkt und auf Verbandsebene (VDZ, BDZ) vorgenommen worden. Das Verfahren entspricht in Annäherung der Tier 2-Methode der *IPCC-GPG* (IPCC, 2001).

Die CO_2-Emissionen in der Zementindustrie sind sowohl rohstoff- als auch energiebedingt. Rohstoffbedingte CO_2-Emissionen entstehen bei der Entsäuerung des Kalksteins ($CaCO_3 \rightarrow CaO + CO_2$) und haben einen Anteil von etwa 60 % an den CO_2-Gesamtemissionen. Energiebedingte Emissionen entstehen sowohl direkt bei der Verbrennung der Brennstoffe als auch indirekt durch den Verbrauch von elektrischer Energie.

Die rohstoffbedingten CO_2-Emissionen in der Zementindustrie, die durch die Entsäuerung des Kalksteins freigesetzt werden, wurden entsprechend der *IPCC-GPG* nach der folgenden Gleichung ermittelt, wobei der Emissionsfaktor selbst den landesspezifischen Bedingungen angepasst wurde:

CO_2-Emissionen = Emissionsfaktor ($EF_{Klinker}$) x Klinkerproduktion

Der Emissionsfaktor $EF_{Klinker}$ hängt u.a. vom Branntkalkgehalt im Klinker ab. In Deutschland wird der Staub aus der Abgasreinigung dem Klinker zugegeben. Der Kalkgehalt des Klinkers und damit auch der Emissionsfaktor $EF_{Klinker}$ weichen auch daraus resultierend von dem von der IPPC vorgegebenen Default-Wert von 64,6 % bzw. 0,5071 t CO_2 / t Klinker ab. Anhand der Zahlen in Tabelle 37 für die Jahre 1999-2002 wurde ein rohstoffbedingter Emissionsfaktor $EF_{Klinker}$ von durchschnittlich 0,53 t CO_2/t Klinker ermittelt. Die Angaben wurden den *Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2002* (VDZ, 2002) entnommen. Die Datenbasis wird vom BDZ erhoben und vom VDZ in die Umweltdaten eingebunden.

Für die Umrechnung der Emissionsfaktoren EF_{Zement} (in der Größeneinheit t CO_2/t Zement) auf die Größeneinheit t CO_2/t Klinker muss eine Rückwärtsrechnung vorgenommen werden, indem das Verhältnis von Klinker zu Zement (Klinkerfaktor) berücksichtigt wird:

$EF_{Klinker} = EF_{Zement}$ / Klinkerfaktor.

Die jahresspezifischen Klinkerfaktoren wurden anhand der Aktivitätsraten in Tabelle 36 ermittelt.

Tabelle 37: Spezifische CO_2-Emissionen in der Zementindustrie in Deutschland (VDZ, 2002)

Jahr	Rohstoffbedingter EF [t CO_2/t Zement]	Klinkerfaktor [t Klinker/t Zement]	rohstoffbedingter EF [t CO_2/t Klinker]
1999	0,427	0,806	0,530
2000	0,431	0,822	0,525
2001	0,415	0,801	0,518
2002	0,413	0,778	0,531
Ø		0,829	0,526

Tabelle 38 enthält die, nach der oben beschriebenen Methode berechneten, rohstoffbedingten CO_2-Emissionen der deutschen Zementindustrie für die Jahre 1987 bis 2002.

Tabelle 38: Rohstoffbedingte CO_2-Emissionen der deutschen Zementindustrie

Emissionsfaktor: 0,53 t CO_2/t Klinker

Jahr	Klinkerproduktion [Mio. t/a]	CO_2-Emissionen aus Rohstoffen [Mio. t/a]
1987	29399	15,6
1990	29054	15,4
1991	29096	15,4
1992	29138	15,4
1993	29180	15,5
1994	29222	15,5
1995	29072	15,4
1996	27668	14,7
1997	28535	15,1
1998	29038	15,4
1999	29462	15,6
2000	28494	15,1
2001	25227	13,4
2002	23954	12,7

4.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.1)

Mit der Umstellung der Aktivitätsdaten auf Erhebungen im Rahmen des CO_2-Monitorings ermöglicht der aktuelle Stand der Methodendiskussion nun realitätsnahe Berechnungen im ZSE und konsistente Beschreibungen im NIR. Es bestehen weiterhin Unsicherheiten bei der Erfassung der Aktivitätsraten, da ein Teil der Daten nur anhand vorliegender Anlagendaten beim VDZ geschätzt werden kann. Der Klinkerfaktor zur Umrechnung des Emissionsfaktors EF_{Zement} kann durch die Unsicherheiten der Aktivitätsraten bedingt ebenfalls fehlerbehaftet sein.

Hinsichtlich der Zeitreihenkonsistenz siehe auch Kapitel 4.1.6.

Die Ermittlung der für die Emissionsfaktoren angegebenen Unsicherheiten erfolgte durch eine Expertenschätzung gemäß Tier 1 der IPCC-GPG-Vorgaben, Kapitel 6.3 (IPCC, 2001, S. 6.12). In die Schätzung der Unsicherheiten für den Emissionsfaktor der rohstoffbedingten CO_2-Emissionen gingen folgende Fehlerquellen ein:

- die Unsicherheit bei der Erfassung und Übertragung von Daten,
- die Unsicherheit hinsichtlich der durchschnittlich eingesetzten Kalksteinmenge,
- die Unsicherheit durch Verwendung von Durchschnittswerten (z.B. beim Emissionsfaktor für die rohstoffbedingten CO_2-Emissionen).

4.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.1)

Für die Zementindustrie wurde das Berechnungsverfahren umgestellt bzw. die Berechnungsgrundlagen angepasst. Bisher wurden die in den "Umweltdaten der deutschen Zementindustrie" veröffentlichten Daten verwendet. Nach einer nochmaligen Prüfung wurde festgestellt, dass dort nur die im Verband gemeldeten Produzenten erfasst werden. Die tatsächlichen Werte liegen höher. Besser geeignet scheinen daher die für den CO_2-Monitoringbericht bereitgestellten Daten des VDZ, die sich auf die Zementmenge beziehen, die aus in Deutschland hergestelltem Zementklinker ermahlen wurde. Um eine höhere Genauigkeit und Eindeutigkeit zu erreichen, wurde die Datengrundlage auf die

Verbandszahlen für den CO_2-Monitoringbericht umgestellt, wobei diese bis jetzt nur bis zum Jahr 2000 (mit den Daten bis 1999) veröffentlicht wurden.

Zur Qualitätssicherung wurden alle verwendeten Daten des BDZ, des VDZ sowie aus der Literatur auf Plausibilität geprüft. Der ermittelte Emissionsfaktor für die rohstoffbedingten CO_2-Emissionen entspricht in etwa dem Wert, den auch die deutsche Zementindustrie mehrfach veröffentlicht hat. Darüber hinaus wurde der ermittelte Emissionsfaktor für die rohstoffbedingten CO_2-Emissionen mit denen anderer Länder verglichen. Gute Übereinstimmungen konnten festgestellt werden mit Australien, Kanada, Dänemark, Frankreich, Irland, Spanien, Großbritannien und den USA.

Im Rahmen einer von Fachleuten des Umweltbundesamtes durchgeführten Qualitätsprüfung gemäß IPCC-GPG, chapter 2.2.3 und 8.8, (IPCC, 2001, S. 2.42. und 8.15) wurden zudem der ermittelte länderspezifische Emissionsfaktor für die rohstoffbedingten CO_2-Emissionen mit den IPCC-Tier 1-Default-Faktor des IPCC-Reference Manuals verglichen (IPCC et al, 1997, Kapitel 2.3.2, S. 2.6). Dabei wurde eine sehr gute Übereinstimmung festgestellt.

4.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.1)

Für die Emissionsfaktoren wird für den Zeitraum von 1999 bis 2002 mit Hilfe der vorliegenden Daten, die noch ins ZSE eingearbeitet werden müssen, Zeitreihenkonsistenz hergestellt. Die quellenspezifische Überprüfung und eine gegebenenfalls daraus resultierende Rückrechnung für die Zeit zwischen 1990 und 1999 ist derzeit noch nicht abgeschlossen. Dafür fehlen noch Angaben zu den jahresspezifischen Emissionsfaktoren. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass in diesem Zeitraum die rohstoffbedingten CO_2-Emissionen im Gegensatz zu den energiebedingten nicht wesentlich höher bzw. niedriger lagen und somit der Emissionsfaktor annähernd gleich bleibt.

4.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.1)

Zur besseren Bewertung der Datenbasis soll versucht werden, zukünftig bereits die Rohdaten für eine eigene Aggregation heranzuziehen. Bisher werden für die Berichterstattung vorab aggregierte Daten des Vereins Deutscher Zementwerke e.V. verwendet. Es muss jedoch erst geprüft werden, ob die Daten in einer solchen Form zur Verfügung gestellt werden können.

Für die nächste Zeit ist die Eingabe der Datenreihen zu den Aktivitätsdaten in das ZSE geplant. Vorher sollen die interpolierten Werte der Jahre 1991-93 kurzfristig durch Werte ersetzt werden, die nach einem ingenieursmäßigen Ansatz ermittelt werden, der den Good Practice Guidance entspricht. Weiterhin soll auch die Eingabe des Emissionsfaktors für die SO_2-Emissionen erfolgen. Hierzu sind im Vorfeld entsprechende Berechnungen durchzuführen und abzustimmen.

Des Weiteren ist eine quellenspezifische Überprüfung der spezifischen rohstoffbedingten Emissionen für den Zeitraum von 1990 bis 1999 vorzunehmen. Dies kann damit begründet werden, dass in die Ermittlung des Emissionsfaktors für die rohstoffbedingten CO_2-Emissionen nur Daten aus der Zeit von 1999 bis 2002 eingeflossen sind. Allerdings ist nicht zu erwarten, dass ein anderer Emissionsfaktor für den Zeitraum 1990 bis 1999 festgelegt werden muss.

4.2 Mineralische Produkte: Kalk (2.A.2)

4.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.2)

CRF 2.A.2					
Hauptquellgruppe		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2002- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Kalk Produktion	I	CO_2	0,51 %	0,54 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[71] (EF)	D	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NE
EF Unsicherheiten in %	+10/-30	--	--	--	--	--				
Unsicherheitenverteilung[72]	L	--	--	--	--	--				
Methode EF-Ermittlung[73]	D	--	--	--	--	--				

Die Kalkproduktion ist im Jahr 2002 bezogen auf die Emissionshöhe eine Hauptquellgruppe.

Im Jahr 2002 waren in Deutschland ca. 130 Öfen zum Brennen von Kalkstein in Betrieb. Die Kalkproduktion lag, wie aus Tabelle 39 ersichtlich, im Jahr 2002 bei 6670 kt Branntkalk. Bei vollständiger Entsäuerung (0,785 t CO_2/t Branntkalk) entspricht das einer rohstoffbedingten CO_2-Emission von 5236 kt.

Beim Brennen von Kalkstein werden klimarelevante Gase emittiert. Zum weit überwiegenden Teil ist dies CO_2. Rohstoffbedingte CO_2-Emissionen entstehen bei der Kalkproduktion durch die Entsäuerung von Kalziumcarbonat ($CaCO_3$) zu Branntkalk (CaO).

$$CaCO_3 + \text{Wärme} \rightarrow CaO + CO_2$$

Die Produktion von gebranntem Dolomit ($CaCO_3$*$MgCO_3$ + Wärme → CaO*MgO) ist möglich, hat aber in Deutschland mengenmäßig gesehen eine untergeordnete Bedeutung. Diese rohstoffbedingten CO_2-Emissionen wurden daher in die Schätzung nicht mit einbezogen.

4.2.2 Methodische Aspekte (2.A.2)

Die CO_2-Emissionen in der Kalkindustrie sind sowohl rohstoff- als auch energiebedingt. Rohstoffbedingte CO_2-Emissionen entstehen bei der Entsäuerung des Kalksteins ($CaCO_3 \rightarrow CaO + CO_2$) und haben einen Anteil von etwa 67 %[74] an den CO_2-Gesamtemissionen. Energiebedingte Emissionen, die hier nicht berichtet werden, entstehen sowohl direkt bei der Verbrennung der Brennstoffe als auch indirekt durch den Verbrauch von elektrischer Energie.

Die rohstoffbedingten CO_2-Emissionen in der Kalkindustrie, die durch die Entsäuerung des Kalksteins freigesetzt werden, wurden entsprechend der IPCC-GPG nach der folgenden Gleichung ermittelt:

$$CO_2\text{-Emission} = \text{Emissionsfaktor (EF)} \times \text{Branntkalkproduktion}$$

71 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
72 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
73 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model
74 Dieser Wert schwankt in Abhängigkeit von den eingesetzten Brennstoffen. Nach dem Monitoringbericht des Bundesverbandes der Deutschen Kalkindustrie aus dem Jahre 2000 liegt der CO_2-Emissionsfaktor für die brennstoffbedingten Emissionen durchschnittlich bei 0,333 t CO_2/t Branntkalk. Der Anteil der rohstoffbedingten CO_2-Emissionen beträgt demnach 66,7 %.

Für die Austreibung des CO_2 aus dem Rohstoff Kalk im Brennprozess wird die vollständige Entsäuerung angenommen. Aus der Stöchiometrie der chemischen Verbindung Kalziumkarbonat ergibt sich ein Massenanteil von 44 % CO_2 und 56 % Kalziumoxid. Bei vollständiger Entsäuerung wird demnach CO_2 im Verhältnis 44/56 freigesetzt, was einem spezifischen Emissionsfaktor von 0,785 t CO_2/t Branntkalk entspricht

Die Emissionen werden mit Hilfe aggregierter, anlagenspezifischer Aktivitätsraten und mit Hilfe des stöchiometrischen Emissionsfaktors ermittelt. Die Aggregierung der Aktivitätsraten wird auf Verbandsebene (Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie; BV Kalk) vorgenommen. Von einer Differenzierung der Emissionsangaben hinsichtlich verschiedener Produkte (Hart-, Mittel-, Weichbrannt) wird bisher mangels Daten abgesehen bzw. in Bezug auf gelöschten Kalk als nicht notwendig befunden. Das Löschen des Kalks selbst ist nicht emissionsrelevant. Die Emissionen aus dem Brennen von Kalk, der zur Weiterverarbeitung bestimmt ist, sind jedoch berücksichtigt.

Mit dem oben genannten stöchiometrischen Emissionsfaktor wurden die in Tabelle 39 aufgeführten rohstoffbedingten CO_2-Emissionen für das Jahr 1990 und den Zeitraum 1995-2002 ermittelt.

Tabelle 39: Rohstoffbedingte CO_2-Emissionen der deutschen Kalkindustrie

Berichtsjahr	**1990**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**
Produktionin Mio. t	7,50	7,80	7,19	7,29	6,97	6,98	7,16	6,82	6,67
CO_2-Emission in kt	5888	6123	5644	5723	5471	5479	5621	5354	5236

Die vom BV Kalk ermittelten Aktivitätsraten basieren nur auf den im Verband organisierten Kalkwerken. Sie repräsentieren ungefähr 95 % der Gesamtproduktion, weshalb hier auf fiktive 100% hochgerechnet werden mußte. Die 95 %-Daten wurden in den Monitoringberichten der deutschen Kalkindustrie vom Rheinisch-Westfälischen Institut für Wirtschaftsforschung (RWI, 2000) in Essen bis zum Bezugsjahr 1999 veröffentlicht. Für die Jahre 2000 bis 2002 sind die Daten vom Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie übermittelt worden.

4.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.2)

Hinsichtlich der Zeitreihenkonsistenz siehe Kapitel 4.2.6.

Für die Austreibung des CO_2 aus dem Rohstoff Kalk im Brennprozess wird, wie bereits erläutert, die vollständige Entsäuerung angenommen. Bei diesem Vorgehen wird jedoch nicht berücksichtigt, dass es aufgrund unterschiedlicher Produktionsbedingungen (Ofentyp, Brenntemperatur, Produktanforderungen) auch zu Teilentsäuerungen kommen kann. Ebenfalls führen Dolomitanteile im Rohstoff und andere Fremdstoffe zu verfälschten CO_2-Emissionen. Wegen der Qualitätsanforderungen, die die Industrie an ihre Produkte stellt, sind die beschriebenen Verunreinigungen in Hinblick auf die CO_2-Emissionen zu vernachlässigen. Einbindungen von CO_2 aus der Atmosphäre beim Einsatz des Branntkalkes, z.B. in Mörteln oder als Filtermaterial, führen ebenfalls zu abweichenden CO_2-Emissionen. Die CO_2-Einbindungen können von der kalkproduzierenden Industrie bisher nicht bilanziert werden. Es gibt Quellen, in denen mit einer Einbindungsrate von bis zu 30 % gerechnet wird. Dies wurde bei der Abschätzung des Gesamtfehlers nicht berücksichtigt.

Des weiteren sind die rohstoffbedingten CO_2-Emissionen des Brennens von Dolomitgestein in Deutschland nicht erfasst worden. Dem wird jedoch hinsichtlich der Gesamtemissionen wegen der kleinen Produktionsmenge eine eher nachgeordnete Bedeutung zugesprochen.

Die Ermittlung der für die Emissionsfaktoren angegebenen Unsicherheiten erfolgte durch eine Expertenschätzung gemäß Tier 1 der IPCC-GPG-Vorgaben, Kapitel 6.3 (IPCC, 2001, S. 6.12).In die Schätzung der Unsicherheiten für den Emissionsfaktor der rohstoffbedingten CO_2-Emissionen gingen folgende Fehlerquellen ein:

- die Unsicherheit bei der Erfassung und Übertragung von Daten
- die Unsicherheit in Bezug auf die nicht berücksichtigten verschiedenen Entsäuerungsgrade
- die Unsicherheit in Bezug auf Dolomitanteile und andere Verunreinigungen im Kalkstein.

Es bestehen weiterhin Unsicherheiten bei der Erfassung der Aktivitätsraten, da der Anteil der nicht im BV Kalk organisierten Kalkwerke an der Gesamtproduktion anhand vorliegender Anlagendaten beim BV Kalk nur abgeschätzt werden kann.

Die Wiedereinbindung von CO_2 und die CO_2-Emissionen aus dem Brennen von Dolomit finden in den Schätzungen keine Berücksichtigung. Dies führt ebenfalls zu Fehlern, die jedoch in die Unsicherheitenschätzung nicht eingeflossen sind.

4.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.2)

Für die Kalkindustrie wurde das Berechnungsverfahren umgestellt bzw. die Berechnungsgrundlagen angepasst. Der aktuelle Stand der Methodendiskussion ermöglicht nun abgestimmte Berechnungen im ZSE und konsistente Beschreibungen im NIR. Beide müssen jedoch noch miteinander abgestimmt werden.

Zur Qualitätssicherung wurden alle verwendeten Daten des BV Kalk sowie aus der Literatur auf Plausibilität geprüft. Der stöchiometrische Emissionsfaktor für die rohstoffbedingten CO_2-Emissionen entspricht dem Wert, mit dem auch die deutsche Kalkindustrie arbeitet. Darüber hinaus wurde der ermittelte Emissionsfaktor für die rohstoffbedingten CO_2-Emissionen mit denen anderer Länder verglichen. Hierbei ist festzustellen, dass die Emissionsfaktoren anderer Staaten für die rohstoffbedingten CO_2-Emissionen wesentlich kleiner sind. Vermutet wird, dass hierbei bereits die verschiedenen Entsäuerungsgrade der Produkte berücksichtigt sind bzw. statt Branntkalk (CaO) Kalkstein ($CaCO_3$) als Bezugsgröße bei der Ermittlung der Emissionen fungiert.

4.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.2)

Die quellenspezifische Überprüfung und eine gegebenenfalls daraus resultierende Rückrechnung für die Zeit zwischen 1990 und 2002 ist derzeit noch nicht abgeschlossen.

4.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.2)

Bis zum NIR 2005 soll erneut überprüft werden, inwieweit eine Anpassung des Berechnungsverfahrens an die tatsächliche Emissionssituation erforderlich und möglich ist (z.B. im Hinblick auf verschiedene Produktgruppen bzw. Entsäuerungsgrade). Das hätte Folgen auf den Emissionsfaktor. Wenn eine solche Aufgliederung der Produktstatistik

möglich ist, ist zu prüfen ob die Anpassung der Zeitreihen im ZSE rückblickend erfolgen kann oder das Berechnungsverfahren für zukünftige Berichterstattungen umgestellt werden muss.

Die bislang vom BV Kalk übermittelten und teilweise noch nicht veröffentlichten Aktivitätsraten wurden auch in Hinblick auf die notwendige Hochrechnung auf 100 % als plausibel bewertet. Besser wäre es allerdings, zukünftig nur auf veröffentlichte Daten zugreifen zu können. Das weitere Vorgehen muss im Rahmen des Nationalen Systems entschieden werden.

Darüber hinaus ist für die nächste Zeit die Anpassung der Datenreihen im ZSE geplant. Eine grobe Konsistenzprüfung ist bereits erfolgt. Hierbei sind Unstimmigkeiten festgestellt worden. Es muss eine vorläufige Korrektur des Emissionsfaktors für die rohstoffbedingten CO_2-Emissionen erfolgen. Darüber hinaus sind die bereits eingestellten Aktivitätsraten anzupassen[75]. Dafür sind die Angaben des BV Kalk zum Gesamtanteil an der deutschen Kalkproduktion noch einmal zu hinterfragen. Nicht alle deutschen Kalkproduzenten werden vom Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie repräsentiert. Derzeit sind nach Aussage des BV Kalk zwei (eher kleinere) Werke nicht im Verband organisiert. Zur Ermittlung der absoluten Emissionen in Deutschland wurde der nicht berücksichtigte Teil geschätzt und auf 100 % hochgerechnet. Für das Jahr 1990 und den Zeitraum 1995-2002 wurde im Nachhinein festgelegt, dass der BV Kalk 95 % (statt wie im NIR 2003 berichtet 90 %[76]) der deutschen Kalkproduktion repräsentiert, obwohl dieser Anteil über die Jahre variieren kann. Die Schwankungsbreite wird jedoch momentan als gering eingeschätzt. Es ist zu prüfen, ob die Bestimmung eines jahresspezifischen Anteils noch nachträglich möglich ist. Eine Anpassung der Zeitreihe im ZSE könnte dann im Nachhinein erfolgen. Die Auswirkung dieser Maßnahme wird jedoch als gering eingeschätzt.

Die Qualität der Unsicherheitenschätzung soll verbessert werden.

Für zukünftige Berichterstattungen ist geplant, auch die Emissionen aus dem Brennen von Dolomit abzuschätzen, obwohl ihnen eine geringere Bedeutung zugeschrieben wird.

4.3 Chemische Industrie: Ammoniak Produktion (2.B.1)

4.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.B.1)

CRF 2.B.1

75 Bisher wurde auf die Daten des Statistischen Bundesamtes zurückgegriffen. Diese Zahlen sind aus folgenden Gründen nicht zu verwenden:

- Es werden nur Kalkwerke mit mehr als 20 Beschäftigten erfasst.
- Das Statistische Bundesamt fragt bei den Anlagenbetreibern nach Produkten und nicht nach der Menge an gebranntem Kalk. Das bedeutet, dass Branntkalk der zu hydraulischem Kalk oder gelöschtem Kalk verarbeitet wird, hier nicht separat erfasst wird, wobei die erfaßten Massen voneinander abweichen.
- Fehlzuordnungen sind möglich (Es könnte z.B. sein , dass gebrannter Kalk aus der Zuckerindustrie bei der Kalkindustrie erfasst wird.)

Dagegen wird beim BV Kalk die Menge ofenfallender Kalk (d.h. gebrannter Kalk) separat erfasst.

76 Diese Angabe wurde als erste grobe Schätzung vom BV Kalk für den NIR 2003 übermittelt. Im Nachgang hat der BV Kalk den Anteil der organisierten Kalkwerke an der Gesamtproduktion höher eingeschätzt und auf 95 % korrigiert. Diese Angabe basiert auf genaueren Annahmen und einem größeren Hintergrundwissen. Noch genauere Angaben sind aufgrund fehlender Daten zu den nicht im Verband organisierten Kalkwerken derzeit nicht möglich.

Hauptquellgruppe		Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission	2002- Anteil an der Gesamtemission	Trend
	NO				

Schadstoff	CO_2	CH_4	HFC´s	PFC´s	SF_6	N_2O	NO_X	CO	NMVOC	SO_2
Emissionsfaktor[77] (EF)										
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[78]										
Methode EF-Ermittlung[79]										

Die Herstellung von Ammoniak erfolgt auf Basis von Wasserstoff und Stickstoff nach dem Haber-Bosch-Verfahren. Wasserstoff wird aus Synthesegas gewonnen. Er wird in einem hochintegrierten Verfahren in einem Steam Reforming-Prozess meist auf der Basis von Erdgas erzeugt. Stickstoff wird durch Luftzerlegung bereitgestellt.

Die verschiedenen Anlagenarten zur Herstellung von Ammoniak können aufgrund des hochintegrierten Charakters des Verfahrens nicht in einzelne Aggregate unterteilt und als Verfahrensteile getrennt voneinander verglichen werden. Beim Steam Reforming werden folgende Verfahren unterschieden:

- ACP - Advanced Conventional Process (weiterentwickeltes konventionelles Verfahren) mit einem befeuerten Primär-Reformer und sekundärer Reformierung mit Luftüberschuss (stöchiometrisches H/N-Verhältnis)
- RPR - Reduced Primary Reformer Process (Reduzierte primäre Reformierung) unter milden Bedingungen in einem befeuerten Primär-Reformer und sekundärer Spaltung mit Luftüberschuss (unterstöchiometrisches H/N-Verhältnis)
- HPR - Heat Exchange Primary Reformer Process (Primäre Reformierung mit Wärmeaustausch) autothermische Spaltung mit Wärmeaustausch unter Einsatz eines mit Prozessgas beheizten Dampfreformers (Wärmeaustausch-Reformer) und eines separaten Sekundärreformers oder eines kombinierten autothermischen Reformers und Verwendung von Überschussluft oder angereicherter Luft (unterstöchiometrisches oder stöchiometrisches H/N-Verhältnis).

Weiterhin ist folgendes Verfahren im Einsatz:

- Partielle Oxidation - Vergasung von Fraktionen schweren Mineralöls oder Vakuumreststoffen bei der Herstellung von Synthesegas

Die meisten Anlagen arbeiten nach dem Prinzip des Steam Reformings mit Naphtha oder Erdgas. Nur 3 % der europäischen Anlagen werden nach dem Verfahren der Partiellen Oxidation betrieben.

Kohlendioxidemissionen können bei folgenden Schritten entstehen:

- Umwandlung von Kohlenmonoxid zu Kohlendioxid,
- Absorption von Kohlendioxid,
- Methanisierung von Restmengen von Kohlendioxid.

77 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
78 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
79 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model

4.3.2 Methodische Aspekte (2.B.1)

Die Kohlendioxidemissionen sind abhängig von der Menge und Zusammensetzung der Einsatzstoffe. Es kann davon ausgegangen werden, dass der gesamte Kohlenstoff in Kohlendioxid umgewandelt und früher oder später in die Luft emittiert wird. In Deutschland wird an drei Produktionsstandorten Kohlendioxid zu Harnstoff weiterverarbeitet. An einem Standort wird ein Teil des Kohlendioxids zum Verkauf in Flaschen abgefüllt. In allen Fällen muss jedoch mit einer späteren Emission von Kohlendioxid in die Luft gerechnet werden.

Die Daten zu den Kohlendioxidemissionen aus der Ammoniakherstellung stammen aus einem Papier „Final BAT Reference Document on Ammonia Production“, das 1995/96 als ein vorläufiges BAT-Merkblatt erarbeitet wurde (EIPPCB). Bei den Daten handelt es sich um Durchschnittswerte aus europäischen Ländern.

Der Emissionsfaktor wird im allgemeinen wie folgt abgeschätzt:

Emission (kt) = Verbrauchsmenge an Erdgas (kt) x Kohlenstoffgehalt x 44/12

Alternativ kann eine Abschätzung auch wie folgt durchgeführt werden:

Emission (kt) = Ammoniak-Produktionsmenge (kt) x Emissionsfaktor (kt/kt)

4.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.1)

Der Emissionsfaktor ist nur ein Durchschnittswert, der in Anbetracht der unterschiedlichen Produktionsbedingungen die genaue Situation nicht wiedergeben kann.

Da es in Deutschland nur sieben Ammoniakhersteller gibt, könnte eine direkte Kontaktaufnahme mit Bitte um Mitteilung ihrer Kohlendioxidemissionen die Datenlage verbessern.

4.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.1)

Maßnahmen zur Standardisierung von QK und QS werden derzeit erarbeitet.

4.3.5 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.B.1)

Zur Zeit sind keine Verbesserungen geplant.

4.4 Chemische Industrie: Salpetersäureproduktion (2.B.2)

4.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.B.2)

CRF 2.B.2

Hauptquellgruppe		Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission	2002- Anteil an der Gesamtemission	Trend
Salpetersäureproduktion (Nitric Acid Production)	I	N_2O	0,37 %	0,39 %	fallend

Schadstoff	CO_2	CH_4	HFC´s	PFC´s	SF_6	N_2O	NO_X	CO	NMVOC	SO_2
Emissionsfaktor[80] (EF)	NO	NO	NO	NO	NO	CS	CS	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[81]										
Methode EF-Ermittlung[82]										

Die N_2O-Emissionen aus der Salpetersäureproduktion sind im Jahr 2002 nach der Emissionshöhe eine Hauptquellgruppe.

Bei der Produktion von Salpetersäure entsteht in einer Nebenreaktion Distickstoffoxid. In Deutschland gibt es derzeit insgesamt sechs Anlagen zur Herstellung von Salpetersäure.

Die Herstellung von HNO_3 erfolgt in zwei Verfahrensschritten:

a) **Oxidation** von NH_3 zu NO und

b) **Umwandlung** von NO in NO_2 und **Adsorption** in H_2O

Einzelheiten des Verfahrens werden nachstehend beschrieben:

Katalytische Oxidation von Ammoniak

Ein Ammoniak-Luft-Gemisch im Verhältnis von 1:9 wird in Gegenwart von einem mit Rhodium und/oder Palladium legierten Platin-Katalysator bei einer Temperatur zwischen 800 und 950° C oxidiert. Die entsprechende Reaktion nach dem Ostwald-Verfahren ist wie folgt:

$$4\ NH_3 + 5\ O_2 \rightarrow 4\ NO + 6\ H_2O$$

Gleichzeit werden durch folgende unerwünschte Nebenreaktionen Stickstoff, Stickstoffoxid und Wasser gebildet:

$$4\ NH_3 + 3\ O_2 \rightarrow 2\ N_2 + 6\ H_2O$$

$$\mathbf{4\ NH_3 + 4\ O_2 \rightarrow 2\ N_2O + 6\ H_2O}$$

Alle drei Oxidationsreaktionen sind exotherm. Die Wärme kann zurückgewonnen werden und zur Erzeugung von Dampf für den Prozess bzw. zur Abgabe an andere Betriebe und/oder zur Vorwärmung der Restgase genutzt werden. Das Reaktionswasser wird während der Abkühlung der Reaktionsgase in einem Kühlkondensator kondensiert und in die Absorptionssäule überführt.

4.4.2 Methodische Aspekte (2.B 2)

4.4.2.1 Aktivitätsdaten

Die Aktivitätsdaten werden vom Statistischen Bundesamt übernommen (Produzierendes Gewerbe, Fachserie 4, Reihe 3.1: Produktion im Produzierenden Gewerbe). Hierbei gibt es über den Zeitverlauf keine konsistenten Zeitreihen, so dass einige Anpassungen vorgenommen werden mussten:

80 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
81 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
82 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model

Für die alten Bundesländer liegen für 1990-1992 Produktionsangaben (Melde-Nr. 4123 10) vor, die von N auf HNO_3 (*63/14) umgerechnet wurden. Für die neuen Bundesländer liegt für 1990 nur ein Schätzwert vor. Für 1991-1992 liegen Produktionsangaben (Melde-Nr. 4123 10) vor, die von N auf HNO_3 (*63/14) umgerechnet wurden.

Ab 1993 werden die Produktionsangaben nicht mehr nach alten und neuen Bundesländern getrennt ausgewiesen; weshalb die Angaben für die alten und neuen Bundesländer für 1993 und 1994 gemäß ihres Anteils an der Gesamtproduktion von 1992 ermittelt wurden.

Seit der Umstellung der Bundesstatistik werden für die Jahre 1995-2001 Produktionsangaben nach der Melde-Nr. 2415 10 503 verwendet und von N auf HNO_3 (*63/14) umgerechnet. Seit 2002 wird diese einzeln benötigte Position vom Statistischen Bundesamt nicht mehr ausgewiesen, so dass seither die zusammenfassende Produktionsangabe unter der Melde-Nr. 2415 10 500 (Salpetersäure, Nitriersäuren) verwendet werden muss. Dieser Wert wird mit dem Anteil der Salpetersäure an diesem Gesamtposten im Jahr 2001 (0,693) multipliziert und von N auf HNO_3 (*63/14) umgerechnet.

4.4.2.2 Emissionsfaktoren und Emissionen

Die bekannten Daten zu N_2O beruhen auf Messungen. Die Emissionen sind abhängig von den technischen Gegebenheiten und den Betriebsbedingungen und variieren stark sowohl von Anlage zu Anlage als auch anlagenintern.

4.4.2.2.1 Anforderungen aus den internationalen Berichterstattungsrichtlinien

Die Lachgas-Emissionen E_{N2O} [kg] berechnen sich aus der Aktivitätsrate [t HNO_3], einem zugehörigen Emissionsfaktor [kg N_2O/t HNO_3] und ggf. der Effizienz und relativen Betriebszeit einer Anlage zur N_2O-Emissionsreduktion, wobei:

$$E_{N2O} = AR \times EF \times (1 - N_2O\text{-Minderungsfaktor} \times \text{rel. Betriebszeit Minderungssystem})$$

AR = Aktivitätsrate

EF = Emissionsfaktor

Die relative Betriebszeit der Anlage zur N_2O-Minderung wurde aufgenommen, um Ausfallzeiten berücksichtigen zu können. Alternativ kann auch der gesamte letzte Term in den EF aufgenommen werden.

Da die EF sehr stark vom Typ der Anlage und verwendeter N_2O-Reduktionsmethode abhängen, sollen für Hauptquellgruppen die Emissionen auf Anlagenebene bestimmt werden. Dafür müssen jeweils Aktivitätsrate und Emissionsfaktor bestimmt oder Emissionsmessungen in jeder Anlage durchgeführt werden. Falls die Daten vom Betreiber zur Verfügung gestellt werden, muss sichergestellt sein, dass ausreichende QK/QS-Maßnahmen durchgeführt werden.

Die in den Richtlinien angegebenen EF liegen zwischen kleiner 2 und 19 kg N_2O/t HNO_3 und hängen stark von Alter, Bauart und verwendeter NO_x-Minderungstechnologie ab. Falls zwar Produktionsdaten aber keine Emissionsmessungen zu jedem Anlagentyp vorliegen, sollen adäquate Default-Werte aus den Richtlinien verwendet werden. Über verschiedene Anlagentypen aggregierte Aktivitätsraten sollen nur verwendet werden, falls keine detaillierteren Daten ermittelt werden können.

Um anlagenspezifische EF zu bestimmen, sind normalerweise regelmäßige Messungen zu unterschiedlichen Zeitpunkten ausreichend, um systematische Fehler zu vermeiden und den

gewünschten Grad an Genauigkeit zu erreichen. In der Regel ist es gute Praxis, Messungen und Analysen immer dann durchzuführen, wenn es zu signifikanten Änderungen im Prozessablauf einer Anlage kommt, die sich auf die Entstehungsrate von N_2O auswirken. Darüber hinaus soll durch diese Messungen sichergestellt werden, dass die Betriebsbedingungen konstant geblieben sind. Die Anlagenbetreiber sollten jährlich zu den verwendeten Minderungstechnologien befragt werden und ihre Verwendung bestätigen. Eine genaue Bestimmung der Emissionsraten und der Effizienz des N_2O-Minderungssystems erfordern Messungen des kontrollierten und des unkontrollierten Abgasstroms. Gibt es nur Messdaten der kontrollierten Abgase, ist es gute Praxis, die Emissionen auf diesen Daten zu basieren. In dem Fall sollten Schätzungen der Effizienz des N_2O-Minderungssystems nur für Auskunftszwecke genutzt und nicht in den Emissionsberechnungen verwendet werden.

Für europäische Anlagen („dual pressure, double absorption“) wird als Default-Wert 8-10 kg N_2O/t vorgeschlagen, für ältere Anlagen vor 1975 10-19 kg N_2O/t. Durch eine Nicht-selektive katalytische Reduktion (NSCR) zur Verminderung von NO_x-Emissionen wird auch N_2O zerstört, die Minderungsrate wird mit 80-90% angegeben. Andere Methoden zur NO_x-Minderung haben keinen Einfluss auf die N_2O-Emissionen oder können sie sogar steigern.

4.4.2.2.2 Stand der Berichterstattung in der Bundesrepublik Deutschland

Der N_2O-Emissionsfaktor wird seit 1990 konstant mit 5,5 kg N_2O/t HNO_3 angesetzt. Dabei wird in dem zugrundegelegten Forschungsvorhaben[83] aus dem Jahr 1993 davon ausgegangen, dass für die Produktion von Salpetersäure 283 kg NH_3/t HNO_3 eingesetzt und von diesem Ammoniak ca. 1,5 % in N_2O umgesetzt werden. In einer Kontrollrechnung nach Industrieangaben (3120 m^3 Abgas/t HNO_3 und 500-1000 ppm N_2O) wurde der obige Emissionsfaktor größenordnungsmäßig mit 3,1-6,2 kg N_2O/t HNO_3 bestätigt.

Die NO_x-Emissionen basieren für den gesamten Zeitraum auf UBA-spezifischen Emissionsfaktoren, die im Zeitablauf stark zurückgegangen sind. In diesem Trend wird eine Prognose für 2010 zugrundegelegt, nach der bis dahin die durchschnittlichen spezifischen Emissionen in der Größenordnung von modernen Anlagen von 1997 liegen (0,75 kg/t).

Emissionsfaktoren aus Anlagendaten stehen zur Zeit nicht zur Verfügung.

Ab 2010 dürfen Altanlagen den geltenden Emissionswert von 800 mg N_2O/m³ der TA Luft 2002 nicht mehr überschreiten.

Tabelle 40: N_2O- und NO_x-Emissionsfaktoren aus der Salpetersäureproduktion

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
N_2O [kg/Mg]	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
NO_x [kg/Mg]	7,9	6,6	5,0	3,7	3,0	2,5	2,1	1,8	1,6	1,5	1,4	1,35	1,29

Vor dem Hintergrund der sachlichen Abhängigkeiten zwischen den Emissionsfaktoren der beiden Schadstoffe (siehe Kap. 4.4.2.2.1) ist eine Konstantschreibung der N_2O-Emissionsfaktoren nicht plausibel und muß verbessert werden.

Tabelle 41: N_2O- und NO_x-Emissionen aus der Salpetersäureproduktion

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
N_2O [Gg]	15,1	12,0	11,0	11,0	11,1	12,7	12,1	12,1	12,0	12,5	13,4	11,8	12,9
NO_x [Gg]	21,7	14,3	10,1	7,3	6,1	5,8	4,6	4,0	3,5	3,4	3,4	2,9	3,0

[83] M. Schön, R. Walz et al., 1993: Emissionen der Treibhausgase Distickstoffoxid und Methan in Deutschland, Phase 1

4.4.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.2)

Unsicherheiten zu Aktivitätsraten und Emissionsfaktoren werden bisher noch nicht erfasst. Ein standardisiertes Verfahren zur Qualitätssicherung der Emissionsberechnung wird derzeit erarbeitet.

Für die Emissionsermittlung wird i.d.R. nicht nur die Produktionsmenge benötigt, die abgesetzt wird, sondern die gesamte, evtl. im Betrieb auch direkt weiterverwendete Menge. Aufbauend auf der Vermutung, dass ein wesentlicher Teil nicht vermarktet wird, ist zu prüfen, ob die nicht marktgehandelten Produktionsmengen in der Produktionsstatistik erfasst werden. Ferner ist zu verifizieren, ob alle Anlagen vom Statistischen Bundesamt berücksichtigt werden.

Die unter 4.4.2.1 beschriebene Vorgehensweise ab 2002 bedarf einer Überprüfung.

4.4.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.2)

Ein standardisiertes Verfahren zur Qualitätssicherung der Emissionsberechnung wird derzeit erarbeitet. Darüber hinaus ist zu klären, welche QK/QS Maßnahmen bei den verfügbaren Datenquellen bereits vorhanden bzw. einführbar sind.

4.4.5 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.B.2)

Sofern keine Emissionsmessungen für die einzelnen Anlagentypen vorliegen, sollen bei vorhandenen Aktivitätsraten für die Emissionsfaktoren, auf der Grundlage der Default-Werte aus den Richtlinien, adäquate länderspezifische Emissionsfaktoren abgeleitet werden. Für die Ableitung der Emissionsfaktoren ist relevant, inwieweit die Aktivitätsraten in der gleichen Differenzierung vorliegen, wie die Emissionsfaktoren. Aggregationen sollen nur durchgeführt werden, wenn für die einzelnen Typen detaillierte Aktivitätsraten fehlen.

Im Jahre 2010 müssen in Deutschland alle Altanlagen die Anforderungen der TA Luft 2002 erfüllen. Der Grenzwert von 800 mg/m^3 für N_2O-Emissionen kann durch die Installation einer Anlage zur katalytischen Reduktion eingehalten werden. Vor diesem Hintergrund wird es möglich sein, genauere Emissionsfaktoren zu ermitteln.

4.5 Chemische Industrie: Adipinsäure Produktion (2.B.3)

4.5.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.B.3)

CRF 2.B.3

Hauptquellgruppe		Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission	2002- Anteil an der Gesamtemission	Trend
Adipinsäure Produktion (Adipic Acid Production)	t	N_2O	1,51 %	0,30 %	fallend

Schadstoff	CO_2	CH_4	HFC´s	PFC´s	SF_6	N_2O	NO_X	CO	NMVOC	SO_2
Emissionsfaktor[84] (EF)										
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[85]										
Methode EF-Ermittlung[86]										

Die Adipinsäure Produktion ist im Jahr 2002 nach dem Trend eine Hauptquellgruppe.

Im technischen Maßstab wird Adipinsäure durch Oxidation von Cyclohexanol mit Salpetersäure hergestellt. Bei dieser Reaktion werden erhebliche Mengen an Lachgas (N_2O) gebildet. Dies wurde bis Ende 1993 von den beiden alleinigen deutschen Herstellern vollständig in die Atmosphäre emittiert. Ein Hersteller hat eine Anlage zur thermischen Zersetzung von Lachgas in Stickstoff und Sauerstoff patentiert und seitdem in Betrieb. Die Zersetzung erfolgt quantitativ, d.h. Emissionen von Lachgas in die Atmosphäre erfolgen nicht, sofern es zu keinen Ausfallzeiten kommt. Ende 1997 nahm der andere Hersteller eine katalytische Reaktoranlage in Betrieb, die bei Dauerbetrieb eine N_2O-Zersetzungsrate von 97-98% erreicht. Im März 2002 wurde eine Anlage eines weiteren Herstellers in Betrieb genommen, die ebenfalls mit einer thermischen N_2O-Zersetzung betrieben wird. Nach anfänglichen technischen Problemen läuft die Anlage seit 2003 im Dauerbetrieb.

4.5.2 Methodische Aspekte (2.B.3)

Bis etwa zur Mitte der 90er Jahre wurden nur die Produktionsmengen von den Herstellern zur Verfügung gestellt. Für die Berechnung der Lachgasemissionen wurden für diesen Zeitraum die IPCC-Default-Emissionsfaktoren bzw. solche von Null für die quantitativ zersetzte Produktion verwendet. Für den folgenden Zeitraum konnten die direkten Emissionsangaben des verbliebenen Herstellers mit der emissionsrelevanten Produktion verwendet werden. Gleichzeitig standen hier weiterhin die Produktionsdaten zur Verfügung. Entsprechenden Umfang haben auch die Angaben des hinzugekommenen dritten Herstellers.

Schwankungen der Emissionsangaben für den jüngeren Zeitraum ergeben sich aus Störungen der Minderungsanlagen (Brandschaden, Ausfall von Anlagenteilen).

4.5.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.3)

Wegen der in den vorherigen Kapiteln dargelegten Veränderungen der Anlagen und der zur Verfügung gestellten Angaben ist die Konsistenz nicht vollständig gegeben.

Die Unsicherheiten bezüglich der zur Verfügung gestellten Daten werden als gering eingeschätzt. Aus der Bandbreite in Höhe von +/- 10 % des IPCC-Emissionsfaktors, welcher für die Emissionsberechnung von 1990 bis teilweise 1996 verwendet wurde, resultieren entsprechende Unsicherheiten. Ebenso ist unbekannt, ob die oben beschriebene quantitative Zersetzung für die gesamte Produktionsmenge erreicht werden konnte.

84 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
85 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
86 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model

4.5.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.3)

Die Angaben der Hersteller unterliegen einem hohen Vertrauensschutz. Dies wurde den Firmen auch zugesichert. Aus diesem Grund konnten in den CRF-Tabellen lediglich die Emissionsangaben ausgewiesen werden. Verifizierende Berechnungen konnten nicht durchgeführt werden. Es kann aber darauf hingewiesen werden, dass die Angaben teilweise auch Genehmigungsbehörden von den Herstellern zur Verfügung gestellt worden sind.

4.5.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.B.3)

Quellenspezifische Rückrechnungen sind noch nicht erfolgt.

Es ist aber davon auszugehen, dass nach Durchführung der im folgenden Kapitel beschriebenen Verbesserungen zumindest kleinere Korrekturen für den gesamten Berichtszeitraum notwendig werden könnten.

4.5.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.B.3)

Es wird angestrebt, dass kurzfristig alle Betreiber die gesamten relevanten Angaben für den Berichtszeitraum zur Verfügung stellen.

4.6 Chemische Industrie: Methanemissionen aus sonstigen Produktionsprozessen (2.B.5)

4.6.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.B.5)

CRF 2.B.5					
Hauptquellgruppe		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2002- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[87] (EF) Ruß	NO	D	NO	NO	NO	NO	NO	D	NO	D
Emissionsfaktor[88] (EF) Ethylen, Styrol	NO	D	NO	NO	NO	NO	NO	NO	D	NO
Emissionsfaktor[89] (EF) Methanol, Dichlorethylen	NO	D	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[90]										
Methode EF-Ermittlung[91]										

Verschiedene chemische Produktionsprozesse wie die Herstellung von Ruß, Ethylen (Ethen), Dichloroethylen, Styrol oder Methanol sind NMVOC- und potentielle Methan–Emissionsquellen. CH_4 kann als Nebenprodukt von Industrieprozessen entstehen und in die Atmosphäre ausgestoßen werden. Bisher wurden diese Quellen im deutschen Treibhausgasinventar noch nicht berücksichtigt. Neben Methan könnten weitere Treibhausgase emittiert werden, obgleich hierzu bisher keine Erkenntnisse vorliegen.

87 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
88 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
89 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
90 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
91 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model

4.6.2 Methodische Aspekte (2.B.5)

In den internationalen Richtlinien wird nur sehr knapp auf diese Emittentengruppe eingegangen. In den IPCC Guidelines werden als potentielle Quellen, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, die Produktion von Ruß, Ethylen, Dichlorethylen, Styrol und Methanol aufgeführt. Darin werden Emissionsfaktoren für die Prozesse aufgelistet, die in Studien aus den Jahren 1987 und '88 ermittelt wurden: Diese IPCC-Default EF sind in der folgenden Tabelle 42 aufgeführt.

Tabelle 42: IPCC default Emissionsfaktoren ([kg CH_4 / t]) für CH_4 aus sonstigen Prozessen der chemischen Industrie

Ruß	Styrol	Ethylen	Dichlorethylen	Methanol
11	4	1	0,4	2

Die IPCC Good Practice Guidance geht nicht weiter auf das Thema ein.

Aus folgenden Angaben der Inventarberichte anderer Länder können sich möglicherweise Hinweise auf für Deutschland zu verwendende EF ergeben:

- Japan:
  Aus repräsentativen Abgasmessungen wurden EF gebildet, die teilweise mehr als 30-80 mal kleiner als die IPCC-Defaults sind. Dies liegt an Minderungsmaßnahmen (Methanwiedergewinnung, Abfackelung), die vermutlich in den IPCC-Defaults noch nicht berücksichtigt wurden.
- Portugal:
  Der 25 % unter dem IPCC-Default liegende EF aus der Rußproduktion wurde aus Messungen 1990-94 bei dem einzigen Produzenten bestimmt.

Tabelle 43: In Deutschland verwendete Emissionsfaktoren für sonstige der oben betrachteten Schadstoffe

	Ruß [kg CO / t]	**Ruß** [kg SO_2 / t]	**Ethylen** [kg NMVOC / t]	**Styrol** [kg NMVOC / t]
1990	4,8 / 5	19,5 / 1)	5	0,25
1991	4,6 / 5	19 / 20	5	0,25
1992	4,4 / 5	18,5 / 20	5	0,25
1993	4,2	18	5	0,25
1994	4	17,5	5	0,25
1995	3,75	17	5	0,25
1996	3,5	16	5	0,25
1997	3,25	15	5	0,25
1998	3	14	5	0,25
1999	2,9	13,4	5	0,25
2000	2,8	12,8	5	0,25
2001	2,7	12,54	5	0,25

Anmerkung:

Wenn zwei EF angegeben werden, bezieht sich der zweite Wert auf die neuen Bundesländer.

Die Angaben für NMVOC wurden der European Commission (Hrsg.; 1994) entnommen. Die Angaben der EF für CO und SO_2 bei der Herstellung von Ruß basieren auf Annahmen des zuständigen Experten im Umweltbundesamt.

Die folgenden Aktivitätsraten für Deutschland (

Tabelle 45) wurden der Produktionsstatistik (Tabelle 44) des Statistischen Bundesamtes / DESTATIS entnommen.

Tabelle 44: Meldenummern der Produktionsstatistik

Produktion	Ruß	Ethylen	Styrol
- 1994	unbekannt	422111	422460
ab 1995	241311300	241411300	241412500

Tabelle 45: Aktivitätsraten von Ruß, Ethylen und Styrol ([t])

Produktion		Ruß	Ethylen	Styrol
	Gebiet			
1990	D	401000	3071829	1289781
1990	ABL	394000	3071829	1289781
1990	NBL	7000	0	0
1990	D	382000	3059474	1208046
1991	ABL	380000	3059474	1208046
1991	NBL	2000	0	0
1992	D	377000	3335942	1130836
1992	ABL	376000	3335942	1130836
1992	NBL	1000	0	0
1993	D	335000	3904814	1041505
1993	ABL	335000	3904814	1041505
1993	NBL	0	0	0
1994	D	299000	4182722	1150723
1994	ABL	299000	4182722	1150723
1994	NBL	0	0	0
1995	D	330799	4163377	1080531
1996	D	315587	3814680	1151244
1997	D	337579	4186421	1099974
1998	D	343319	4269586	1182697
1999	D	338542	4894764	1096934
2000	D	345976	5119316	1089573
2001	D	348371	5005029	957750
2002	D			

D: Deutschland; ABL: Alte Bundesländer; NBL: Neue Bundesländer

Die Daten für die Ethenproduktion bis 1992 und die Rußproduktion bis 1994 entstammen dem Statistischen Jahrbuch für die Bundesrepublik Deutschland (Angaben für Ruß 1990 in der Ausgabe 1992 auf S. 234 und für die NBL 1991 und 1992 geschätzt) ,.

Die Daten für die Rußproduktion ab 1995 und die Ethen- und Styrolproduktion ab 1990 entstammen dem Statistischen Bundesamt (Produzierendes Gewerbe, Fachserie 4, Reihe 3.1, Produktion im Produzierenden Gewerbe).

In Analogie zur Methodik in anderen Quellgruppen könnte eine Tier 1-Berechnung mit folgender Formel durchgeführt werden:

Emissionen = Emissionsfaktor x Aktivitätsrate

Wenn die dabei ermittelten Emissionen sich als gering erweisen, reicht eine Schätzung nach diesem Tier 1-Verfahren. Sollte sich herausstellen, dass es sich entgegen den Erwartungen um eine Hauptquellgruppe handelt, müssten nationale Emissionsfaktoren bestimmt oder

sogar detaillierte Messungen in den einzelnen Anlagen durchgeführt werden (sogenannte Tier 2/3-Berechnung).

Die nicht verbrennungsbedingten Emissionen in den neuen Bundesländern vor 1991 sind bereits in den nicht disaggregierbaren Summenangaben bis 1990 enthalten, so dass hier keine Angabe möglich ist.

4.6.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.5)

Die teilweise unvollständig vorliegenden Zeitreihen für Ethen, Styrol und Ruß müssen verifiziert werden. Dabei ist zu klären, ob mit vertretbarem Aufwand geeignete Aktivitätsdaten für die gesamte Zeitreihe verfügbar sind und mit welchen Unsicherheiten hier zu rechnen ist.

Für Dichloroethylen und Methanol liegen für die deutschen Inventare keine Aktivitätsdaten und keine nationalen Emissionsfaktoren vor. Es muß geprüft werden, ob die vorhandenen IPCC-Default-Emissionsfaktoren repräsentativ für Deutschland sind oder durch andere nationale Emissionsfaktoren ersetzt werden können.

Da die Prozesse der chemischen Industrie nicht abschließend in den IPCC-Guidelines aufgeführt sind, sollte noch geklärt werden, ob weitere relevante Bereiche signifikante Mengen an Methan emittieren, für die ggf. die Datenverfügbarkeit zu prüfen ist. Insbesondere könnten bei der petrochemischen Produktion weitere Emissionen vorkommen.

4.6.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.5)

Eine quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung ist bisher nicht erfolgt.

4.6.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.B.5)

Quellenspezifische Rückrechnungen sind noch nicht erfolgt.

4.6.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.B.5)

Auf dem geplanten NaSE-Workshop soll dieser Bereich gesondert behandelt werden.

4.7 Metallproduktion: Eisen- und Stahlproduktion (2.C.1)

4.7.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.C.1)

CRF 2.C.1					
Hauptquellgruppe		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2002- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	NO				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[92] (EF)	D	NO	NO	NO	NO	NO	D	D	D	D
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[93]										
Methode EF-Ermittlung[94]										

In Deutschland wird in sechs integrierten Hüttenwerken Rohstahl auf Erzbasis erzeugt. Produktionseinrichtungen sind Sinteranlagen, Hochöfen und Oxygenstahlwerke mit anschließenden Stranggießeinrichtungen und Warmwalzstraßen.

Die Rohstahlerzeugung auf Schrottbasis erfolgt in Elektrolichtbogenöfen in 16 Elektrostahlwerken mit anschließenden Stranggießeinrichtungen und Warmwalzstraßen.

Wesentliche Emissionsquellen sind bei:

- **Sinter** (Sinteranlagen) - Sinterbandabgas
- **Roheisen** (Hochofen) - Hochofenbeschickung, -abstich und Winderhitzer
- **Oxygenstahl** (Oxygenstahlwerk) - Konverter(ab)gas
- **Elektrostahl** (Elektrostahlwerk) - Deckellochabgase
- **Warmwalzstahl** (Warmwalzwerke) - Abgase von Wärmebehandlungsöfen

Emissionen klimarelevanter Schadstoffe, insbesondere CO, CO_2, NO_X, SO_2 und NMVOC sind bei allen Prozessstufen gegeben.

4.7.2 Methodische Aspekte (2.C.1)

Für CO_2 wird als Emissionsfaktor der IPCC Default-Wert von 1,6 t/t Eisen oder Stahl angenommen. Die Aktivitätsrate im Jahr 2002 lag bei 31.809 kt Rohstahl (DESTATIS,a). Daraus ergibt sich eine Emission für das Jahr 2002 von 50.894,4 kt CO_2.

Für NO_X wird als Emissionsfaktor der IPCC Default-Wert von 76 g/t Roheisen (Roheisengewinnung) plus 40 g/t Stahl (Stahlverarbeitung, Walzwerk) angenommen. Die Aktivitätsrate im Jahr 2002 lag für die Roheisengewinnung bei 29.427 kt (DESTATIS, b) und für die Stahlverarbeitung bei 37.763 kt (warmgewalzte Stahlerzeugnisse) (DESTATIS, c). Die NO_X -Emission für 2002 liegt bei 3,747 kt.

Für NMVOC wird als Emissionsfaktor der IPCC Default-Wert von 100 g/t Roheisen (Beschickung des Hochofens) plus 20 g/t Roheisen (Roheisenabstich) plus 30 g/t Stahl (Stahlverarbeitung, Walzwerk) angenommen. Die Aktivitätsrate im Jahr 2002 lag für die Roheisengewinnung bei 29.427 kt (DESTATIS, b) und für die Stahlverarbeitung bei 37.763 kt

92 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
93 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
94 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model

(warmgewalzte Stahlerzeugnisse) (DESTATIS, c). Es ergibt sich eine NMVOC-Emission für das Jahr 2002 von 4,664 kt.

Für CO wird als Emissionsfaktor der IPCC Default-Wert von 1300 g/t Roheisen (Beschickung des Hochofens) plus 112 g/t Roheisen (Roheisenabstich) plus 1 g/t Stahl (Stahlverarbeitung, Walzwerk) angenommen. Die Aktivitätsrate im Jahr 2002 lag für die Roheisengewinnung bei 29 427 kt (DESTATIS, b) und für die Stahlverarbeitung bei 37.763 kt (warmgewalzte Stahlerzeugnisse) (DESTATIS, c).Es resultiert eine emittierte Menge an CO im Jahr 2002 von 41,589 kt.

Für SO_2 wird als Emissionsfaktor wird ein mittlerer IPCC Default-Wert von 2000 g/t Roheisen (Beschickung des Hochofens) plus 30 g/t Roheisen (Roheisenabstich) plus 45 g/t Stahl (Stahlverarbeitung, Walzwerk) angenommen. Die Aktivitätsrate im Jahr 2002 lag für die Roheisengewinnung bei 29.427 kt (DESTATIS, b) und für die Stahlverarbeitung bei 37.763 kt (warmgewalzte Stahlerzeugnisse) (DESTATIS, c). Es ergibt sich für das Jahr 2002 eine Emissionsmenge von 61,436 kt SO_2.

4.7.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.C.1)

Die Abschätzung der Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz ist aufgrund fehlender Daten bisher nicht erfolgt.

4.7.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.C.1)

Maßnahmen zur Standardisierung von QK und QS werden derzeit erarbeitet.

4.7.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.C.1)

Wegen der mangelhaften Datenlage, ist eine Rückrechnung bisher nicht möglich.

4.7.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.C.1)

Es ist vorgesehen, eine umfassende Datengrundlage zu schaffen, die es ermöglicht, prozess- und energiebedingte Emissionen getrennt zu ermitteln.

Anhand dieser Daten wird es möglich sein, Unsicherheiten abzuschätzen und quellenspezifische Rückrechnungen durchzuführen.

4.8 Metallproduktion: Primäraluminiumproduktion (2.C.3)

4.8.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.C.3)

CRF 2.C.3					
Hauptquellgruppe		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2002- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Aluminium Produktion	xt	PFC´s	0,20 %	0,04 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[95] (EF)	CS	NE	NO	CS	NO	NO	NE	CS	NO	CS
EF Unsicherheiten in %	15			15						
Unsicherheitenverteilung[96]	N			N						
Methode EF-Ermittlung[97]	T3			T3						

Die Primäraluminiumproduktion ist dem Trend nach eine Hauptquellgruppe.

In Deutschland wird in fünf Hütten Aluminium in Elektrolyseöfen mit vorgebrannten Anoden erzeugt. Wesentliche Emissionsquellen sind die Abgase der Elektrolyseöfen und diffusen Emissionen über Hallendächer. An klimarelevanten Schadstoffen werden insbesondere CO, CO_2, SO_2, CF_4 und C_2F_6 emittiert.

Die größte Quelle für FKW-Emissionen ist in Deutschland trotz erheblicher Reduktionen seit 1990 weiterhin die Produktion von Primäraluminium. FKW entstehen hier im Produktionsprozess als Nebeneffekt der elektrolytischen Reduktion von Aluminiumoxid (aus Tonerde) zu Aluminium. Durch umfangreiche Modernisierungsmaßnahmen in deutschen Aluminiumhütten und der Stilllegung von Produktionskapazitäten sanken die absoluten Emissionen aus diesem Sektor zwischen 1995 und 2002 um 71 %. Hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung des FKW-Emissionen ist eine Stagnation auf niedrigem Niveau zu erwarten.

4.8.2 Methodische Aspekte (2.C.3)

Die Produktionsmenge für das Jahr 2002 ist dem Monitoringbericht der Aluminiumindustrie für das Jahr 2002 entnommen. Der durchschnittliche Anodenverbrauch liegt bei 430 kg Petrolkoks je Tonne Aluminium. In der Tabelle 46 sind die prozessbedingten Emissionsfaktoren dargestellt.

Die bei der Erzeugung von Primäraluminium anfallende Gesamtabgasmenge je Tonne Aluminium wurde mit einem mittleren Konzentrationswert, der aus mehreren Einzelwerten verschiedener Anlagen mit entsprechender Gewichtung gebildet wurde, multipliziert. Die Emissionsfaktoren berücksichtigen auch diffuse Emissionsquellen, wie Hallendachemissionen. Die verwendeten Emissionswerte für CO sind Ergebnisse aus Emissionsmessungen im Rahmen von Investitionsvorhaben.

Die SO_2- und CO_2-Emissionsfaktoren wurden aus dem spezifischen Anodenverbrauch errechnet. Die Anoden bestehen aus Petrolkoks; dieser weist spezifische Schwefelgehalte auf, woraus ein SO_2-Emissionsfaktor berechnet werden kann. Der CO_2-Emissionsfaktor vermindert sich theoretisch um den Anteil, der sich aus einem CO-Anteil von 180 kg/t Al

95 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
96 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
97 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model

ergibt, da sich auch CO lediglich aus dem Verbrauch der Anoden bilden kann. Dies ist in dem unten genannten CO_2- Faktor nicht berücksichtigt .

Die in der Tabelle 46 genannten Emissionsfaktoren wurden mit den Emissionsangaben in BAT-Merkblättern und anderen Quellen (z.B. der VDI Richtlinie 2286 Blatt 1) verglichen.

Tabelle 46: AR und prozessbedingte EF der Primäraluminiumproduktion im Jahr 2002

	Produktion	**Emissionsfaktoren [kg/t]**						
	[kt]	CO_2	CF_4	C_2F_6	NO_X	SO_2	C gesamt	CO
Primäraluminium	654,502	1367	0,09	0,01	kA	6,02	kA	180

Für die FKW-Emissionen aus Primäraluminiumhütten liegen aufgrund einer Selbstverpflichtung der Aluminiumindustrie Emissionsangaben vor. Seit 1998 berichtet die Aluminiumindustrie jährlich über die Entwicklung der FKW-Emissionen aus diesem Sektor. Die Messdaten werden nicht veröffentlicht, liegen dem Umweltbundesamt aber vor.

Basis für Berechnungen der CF_4 Emissionen sind die im Jahr 2001 in allen deutschen Hütten durchgeführten Messungen. Hierbei wurden je nach Technologie spezifische CF_4-Emissionswerte pro Anodeneffekt[98] ermittelt. Die Zahl der Anodeneffekte wird in den Hütten erfasst und dokumentiert. Die CF_4-Gesamtemission 2002 wurde durch Multiplikation der gesamten Anodeneffekte in 2002 mit der in 2001 ermittelten spezifischen CF_4-Emission pro Anodeneffekt errechnet. Der Gesamtemissionsfaktor für CF_4 ergibt sich durch Addition der CF_4-Emissionen der fünf Hütten dividiert durch die Gesamtaluminiumproduktion der Hütten. C_2F_6 und CF_4 entstehen im festen Verhältnis von etwa 1:10. Die Ermittlung der FKW-Emissionen nach dieser Methode erfolgt seit 2001.

4.8.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.C.3)

Die Emissionsangaben zu FKW, CO, CO_2 und SO_2 genügen dem Tier 3b Ansatz und werden entsprechend als sehr genau bewertet.

Für CO, CO_2 und SO_2 besteht eine Zeitreihenkonsistenz. Die Daten für FKW's (Erfassen der Häufigkeit der Anodeneffekte) werden erst seit 2001 ermittelt. Eine Zeitreihe kann bis 1990 auf der Grundlage der Schätzungen bzw. Ermittlungen der Aluminiumindustrie erstellt werden. Diese genügt in der Zeit vor 2001 nicht dem Tier 3b-Ansatz, sondern weist wesentlich höhere Unsicherheiten auf und kann entsprechend dem Tier 1b-Ansatz eingestuft werden.

4.8.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.C.3)

Die Ermittlung der spezifischen FKW-Emissionen während der Anodeneffekte erfolgte durch Messungen der Industrie in 2001 an allen Primäraluminium produzierenden Anlagen in Deutschland. Die Menge der entstehenden FKW's hängt vor allem von der Dauer der Anodeneffekte ab. Dauer und Häufigkeit der Anodeneffekte können vom Betreiber beeinflusst und minimiert werden. Der deutsche Emissionsfaktors für CF_4, aufgrund von Anodeneffekten, liegt bei 0,09 kg/t Aluminium. Er liegt somit knapp unter dem vom International Aluminium Institute (IAI) bekannt gegebenen internationalen Durchschnittsfaktor von 0,11 kg/t für Point Feeder-Anlagen. Der Emissionsfaktor erscheint somit verifiziert.

98 „...Zu organischen Fluoriden kommt es jedoch nur unter besonderen Bedingungen, wenngleich diese in Intervallen von Stunden bis zu mehreren Tagen am Ofen immer wieder eintreten. Diese Bedingungen werden als Anodeneffekt bezeichnet. ... Das Gas an der Anode ändert seine Zusammensetzung von CO2 zu CO und zu 5 bis 20% CF4....“ (ÖKO-RECHERCHE 1996)

Aktivitätsangaben werden von der Industrie jährlich erhoben und u.a. dem Statistischen Bundesamt gemeldet. Die Zeitreihe erscheint plausibel und weist keine Inkonsistenzen auf. Es wird davon ausgegangen, dass diese Angaben qualitätsgesichert erhoben werden.

4.8.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.C.3)

Bis 1998 basierten die Emissionsangaben auf Befragungen der Hütten zu Produktionskapazitäten und eingesetzten Techniken (Anzahl und Dauer von Anodeneffekten), um die Emissionen rechnerisch zu ermitteln. Diese Methode (Tier 1 b) ist gegenüber der Messung als weniger genau zu bewerten. Damit kann eine Zeitreihe bis 1990 auf der Grundlage der Schätzungen bzw. Ermittlungen der Aluminiumindustrie erstellt werden. Eine Rekalkulation entsprechend dem obigen Tier 3b-Ansatzes ist jedoch nicht möglich.

4.8.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.C.3)

Zur Zeit sind keine weiteren Verbesserungen geplant.

4.9 Metallproduktion: SF_6 in der Aluminium- und Magnesiumproduktion (2.C.4)

4.9.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.C.4)

CRF 2.C.4				
Hauptquellgruppe	**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2002- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
SF_6 in der Aluminium- und Magnesiumproduktion	SF6	0,01 %	0,02 %	steigend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[99] (EF)					-					
EF Unsicherheiten in %					-					
Unsicherheitenverteilung[100]					-					
Methode EF-Ermittlung[101]					-					

Der Einsatz von SF_6 in der Aluminium- und Magnesiumproduktion ist nach dem Trend eine Hauptquellgruppe.

Zur Entfernung (Entgasung) von Wasserstoff sowie von Alkali- und Erdalkalimetallen und Feststoffen werden in Aluminiumschmelzen vor dem Gießen die Inertgase Stickstoff und/oder Argon eingeleitet, um bei den Gussteilen Porosität zu verhindern. Zur Reinigung werden hingegen Halogene (Chlor, Fluor etc.) eingebracht. Zum Spülen von Sekundäraluminium-Schmelzen genügen in der Regel Inertgase ohne Additive. In einigen wenigen, meist kleineren, Sekundäraluminium-Gießereien sowie in Labors kam in der Vergangenheit ein Reinigungssystem aus Inertgasen zum Einsatz, denen SF_6 in Konzentrationen von 1 oder 2,5 % zugesetzt war. Eine Überprüfung des Marktes für SF_6 in der Aluminiumproduktion hat ergeben, dass diese Reinigungssysteme heute nicht mehr eingesetzt werden (kein Verkauf in Deutschland). Vereinzelt wird aber reines SF_6 als Reinigungsgas eingesetzt.

99 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
100 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
101 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model

Beim Gießen von Magnesium wird SF_6 als Schutzgas über der Schmelze eingesetzt, um ihre Oxidation und Entzündung zu verhindern. SF_6 wird in dieser Anwendung seit Mitte der 70er Jahre genutzt. Es trat dabei in Konkurrenz zu SO_2. Da SF_6 einfacher als das stark toxische SO_2 zu handhaben ist, setzte es sich in vielen neuen Gießereien durch. Schutzgas wird in Deutschland nur bei der Verarbeitung von Magnesium verwendet, das in Barren importiert wird.

4.9.2 Methodische Aspekte (2.C.4)

Die in Deutschland zur Reinigung von Aluminiumschmelzen eingesetzte SF_6–Menge emittiert vollständig beim Gebrauch (Verbrauch = Emission). Die Gleichsetzung von Verbrauch und Emission entspricht der IPCC-Methode (IPCC Guidelines, 1996).

Eine Abfrage bei den beiden bisher einzigen Anbietern der SF_6-haltigen Gasemischung hat ergeben, dass diese seit dem Jahr 2000 nicht mehr vermarktet wird.

Erstmals für das Berichtsjahr 2002 erfolgte eine Gegenüberstellung der SF_6-Verkaufszahlen des Gasehandels mit den Angaben zu Verbrauchsmengen in der Industrie. Dadurch gelang die Identifizierung von SF_6-Anwendern im Bereich Aluminiumguss. In den Vorjahren musste auf der Basis der vorhandenen Informationen davon ausgegangen werden, dass nur das SF_6-haltige Reinigungssystem und kein reines SF_6 eingesetzt wird. Eine Abfrage bei den einzelnen Gießereien erfolgte daher nicht.

Die in der Magnesiumgussproduktion eingesetzte Menge an SF_6 (Verbrauch, Aktivität) wird in Einklang mit den überarbeiteten IPCC Guidelines (IPPC et al, 1997) den Emissionen gleichgesetzt. Der SF_6-Verbrauch wird durch direkte Befragung der Gießereien nach ihrem jährlichen Verbrauch ermittelt. Dies ist möglich, da die Anzahl der Gießereien überschaubar ist. Die ermittelten Einsatzdaten werden mit den ebenfalls erfragten Verkaufsmengen der Gasehändler in diesem Sektor abgeglichen.

Die beschriebene Methode wurde für die Berichtsjahre 1995, 1997, 1998, 2000, 2001 und 2002 angewandt. Die fehlenden Jahresdaten wurden durch Interpolation gewonnen.

Die in den CRF-Tabellen angegebenen Emissionsfaktoren ergeben sich über eine Rückrechnung aus der Produktionsmenge an Metall und den ermittelten Emissionen (= Verbrauch). Sie wurden nicht zur Emissionsberechnung genutzt.

Tabelle 47 zeigt den aktuellen Stand der Datenmeldung (Berichtsjahr 2002) im Überblick. Für die Berichtsjahre 1995 bis 2000 gelten zum Teil andere Faktoren.

Tabelle 47: Überblick über Datenmeldung und verwendete Emissionsfaktoren in TABLE 2(II)s1, C. Metall Produktion

	Datenmeldung 2002	**Stoff**
SF_6 in der Aluminiumproduktion	ja [Equ. 3.12]	SF_6
SF_6 in Magnesiumgießereien	ja [Equ. 3.12]	SF_6

Equ. = Equation; Gleichung aus den IPCC Guidelines

4.9.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.C.4)

Wie in Kapitel 4.9.2 angegeben, ergeben sich die in den CRF-Tabellen angegebenen Emissionsfaktoren lediglich rechnerisch aus der Produktionsmenge an Metall und den ermittelten Emissionen (= Verbrauch). Eine Quantifizierung von Unsicherheiten ist daher nicht zielführend.

Die Unsicherheiten für die Emissionen ergeben sich direkt aus den Unsicherheiten der ermittelten Verwendungsmengen. Die in den Mg-Gießereien ermittelten Verwendungsmengen werden als ausreichend genau bewertet, da sie durch direkte Abfrage der Einkäufe gewonnen wurden. Die über zwei Wege (Gießerei, Gasehandel, s.o.) ermittelten Verwendungsmengen zeigen eine gute Übereinstimmung. Eine Quantifizierung der Unsicherheit ist nicht möglich.

Die in den Al-Gießereien ermittelten Verwendungsmengen werden z.Z. noch als ungenau bewertet. Die Zeitreihe der SF_6-Emissionen aus der Aluminiumproduktion ist durch die im Rahmen der Berichterstattung erstmals für das Jahr 2002 ermittelte, zusätzliche Quelle inkonsistent. Die für die vorangegangenen Berichtsjahre ermittelten Emissionen werden, da sie diese Quelle nicht erfasst haben, als unsicher bewertet und müssen einer erneuten Überprüfung unterworfen werden. Die für das Berichtsjahr 2002 geschätzten Emissionen bedürfen noch einer endgültigen Verifizierung. Eine Quantifizierung der Unsicherheit ist nicht möglich.

4.9.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.C.4)

Die Qualitätssicherung/-kontrolle erfolgt für die Verbrauchsmengen in den Mg-Gießereien durch einen Abgleich der Abfrageergebnisse aus den Gießereien mit den Verkaufszahlen für SF_6 insgesamt und aus dem Gasehandel. Für die Verbrauchsmengen in den Al-Gießereien erfolgte erstmalig für das Berichtsjahr 2002 ein Abgleich der Verkaufszahlen mit den Verwendungsmengen in der Industrie, der eine Lücke aufzeigte. Dies führte zur Identifikation der neuen Quelle.

Die Daten für das Berichtsjahr 2002 wurden, wie bereits für die meisten Vorjahre, im Auftrag des Umweltbundesamtes durch einen externen Experten erhoben. Die Qualitätssicherung erfolgt im Wesentlichen durch den externen Experten. Darüber hinaus werden die Daten - soweit möglich - durch den Fachbegleiter des UBA bei Abnahme geprüft.

Eine standardisierte Methodik zur QS/QK wird derzeit vom UBA in Zusammenarbeit mit einem Forschungsnehmer entwickelt.

4.9.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.C.4)

Rekalkulationen wurden bisher nicht vorgenommen, werden aber für die Quelle SF_6 aus der Aluminiumproduktion für die Berichtsjahre vor 2002 erforderlich. Eine Rekalkulation ist im Zusammenhang mit der Datenerhebung für das Berichtsjahr 2003 geplant.

Zukünftig wird mit besseren Verbrauchsdaten von den Magnesium-Gießereien gerechnet. Dies kann im Berichtsjahr 2003 Rekalkulationen erforderlich machen.

4.9.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.C.4)

Für die nächsten Jahre ist eine regelmäßige Überprüfung der Marktentwicklung für SF_6 in der Aluminiumproduktion geplant. In diese Überprüfung werden der Gasehandel und die Anwender von SF_6 einbezogen. Es ist geplant, mit den Anwendern eine regelmäßige Datenübergabe zu vereinbaren.

Es ist geplant, die zukünftigen Möglichkeiten und Verbesserungen der Datenerhebung für SF_6 in der Magnesiumverarbeitung gemeinsam mit den Magnesiumverarbeitern durchzuführen.

4.10 Andere Produktionen (2.D.1): Zellstoff- und Papierherstellung

4.10.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.D.1)

CRF 2.D.1					
Hauptquellgruppe		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2002- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	NO				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[102] (EF)	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	CS
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[103]										
Methode EF-Ermittlung[104]										

Alle Emissionen an klimarelevanten Gasen aus der Zellstoff- und Papierindustrie in Deutschland resultieren aus der Verbrennung von Energieträgern und werden daher in Kapitel 3.1 als energiebedingte Emissionen berichtet. Prozessbedingte Emissionen an klimarelevanten Gasen im Sinne der *IPCC Good Practice Guidelines* (IPCCC) gibt es bei der Zellstoff- und Papiererzeugung nicht.

Bei der Herstellung von Zellstoff nach dem Sulfatverfahren (1 von 5 Zellstoffanlagen in Deutschland) wird zur Ausschleusung von Carbonat aus dem Laugenkreislauf dieses an Calcium gebunden (Kaustifizierung) und in einem eigenen Kalkofen unter Freisetzung von CO_2 zu Branntkalk gebrannt, der dann wieder zur Kaustifizierung genutzt wird. Die brennstoffbedingten CO_2-Emissionen des Kalkofens sind über die Brennstoffangaben bereits als energiebedingte Emissionen berücksichtigt. Das aus dem eingesetzten $CaCO_3$ freigesetzte CO_2 ist entsprechend der *IPCC Good Practice Guidelines* mit dem Emissionsfaktor „0“ zu bewerten, da dessen Kohlenstoff ausschließlich aus dem aufgeschlossenen Holz stammt. Der Verlust an Calcium aus dem Kreislauf wird ausschließlich durch Zugabe von Branntkalk ausgeglichen und führt hier somit ebenfalls nicht zu berichtsrelevanten CO_2-Emissionen (das bei der Herstellung des Branntkalks freigesetzte CO_2 ist bereits in den Angaben für die Kalkindustrie (CRF 2A2) enthalten).

4.10.2 Methodische Aspekte (2.D.1)

Entfällt, da es in der Zellstoff-, Papier- und Druckindustrie keine prozessbedingten Emissionen an klimarelevanten Gasen im Sinne der *IPCC Good Practice Guidelines* gibt.

4.10.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.D.1)

Entfällt, da es in der Zellstoff-, Papier- und Druckindustrie keine prozessbedingten Emissionen an klimarelevanten Gasen im Sinne der *IPCC Good Practice Guidelines* gibt.

4.10.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.D.1)

Entfällt, da es in der Zellstoff-, Papier- und Druckindustrie keine prozessbedingten Emissionen an klimarelevanten Gasen im Sinne der *IPCC Good Practice Guidelines* gibt.

102 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
103 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
104 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model

4.10.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.D.1)

Entfällt, da es in der Zellstoff-, Papier- und Druckindustrie keine prozessbedingten Emissionen an klimarelevanten Gasen im Sinne der *IPCC Good Practice Guidelines* gibt.

4.10.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.D.1)

Entfällt, da es in der Zellstoff-, Papier- und Druckindustrie keine prozessbedingten Emissionen an klimarelevanten Gasen im Sinne der *IPCC Good Practice Guidelines* gibt.

4.11 Produktion von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF_6 (2.E)

CRF 2.E					
Hauptquellgruppe		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2002- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Production of Halocarbons and SF_6, hier Fugitive emissions	t	SF_6	0,28 %	0,12 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[105] (EF)			-		0,01					
EF Unsicherheiten in %			-							
Unsicherheitenverteilung[106]			-							
Methode EF-Ermittlung[107]			-							

Die Produktion von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF_6 ist, bezogen auf die diffusen Emissionen, nach dem Emissionstrend eine Hauptquellgruppe.

Die Angabe eines Emissionsfaktors für die Stoffgruppe HFKW ist nicht möglich, da es sich um mehrere Quellen handelt und für die Berechnung der aus diesen Quellen resultierenden Emissionen unterschiedliche EF verwendet werden. Die den Emissionsangaben zu Grunde liegenden EF können den CRF-Tabellen entnommen werden.

Tabelle 48 zeigt den aktuellen Stand der Datenmeldung (Berichtsjahr 2002) im Überblick. Für die Berichtsjahre 1995 bis 2001 gelten zum Teil andere Faktoren. Die vollständige Berichterstattung ist teilweise (herstellungsbedingte Emission) genauer untergliedert in weitere Subquellgruppen. Auch sind die Faktoren für jede Subquellgruppe einzeln angegeben, während hier nur ein Überblick gegeben werden kann.

105 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
106 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
107 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model

Tabelle 48: Überblick über Datenmeldung und verwendete Emissionsfaktoren in TABLE 2(II)s1, E. (a) Produktion von Halogenkohlenwasserstoffen und SF_6

	Datenmeldung 2002	Stoff
1. By-Product Emissionen Produktion von HFCKW-22 Sonstige	 ja [Tier 1] NO	 HFKW-23
2. Herstellungsbedingte Emission	ja [Tier 1]	HFKW, SF_6

4.11.1 By-Product Emissionen (2.E.1)

4.11.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.E.1)

Der HFKW-23 fällt als Nebenprodukt der Herstellung des HFCKW-22 an. Nach Angaben des größten Herstellers in Deutschland (es gibt zwei Hersteller) handelt es sich um ca. 3% der HFCKW-22-Produktion, die zwangsläufig bei der Synthese anfallen und nicht zur Weiterverarbeitung (z.B. zu Kältemitteln) oder zur stofflichen Zersetzung aufgefangen werden. Dabei ist es technisch bedingt unvermeidlich, dass ein Teil in die Atmosphäre entweicht.

Seit Inbetriebnahme der FCKW-Spaltanlage in Frankfurt im Jahr 1994 wird der bei der HFCKW-22 Produktion entstehende überschüssige HFKW-23 dort direkt der Hochtemperaturspaltung mit Rückgewinnung von Flusssäure zugeführt, d.h. es entstehen keine Emissionen. An der zweiten deutschen Produktionsanlage entstehender HFKW-23 wird zum großen Teil an der Produktionsanlage aufgefangen und entweder als Kältemittel HFKW-23 oder - nach weitergehender destillativer Reinigung - als Ätzgas für die Halbleiterindustrie vermarktet. Der nicht verkäufliche Überschuss wird seit wenigen Jahren nach Frankfurt an die Spaltanlage geliefert. Durch diese Maßnahme konnten die Emissionen seit 1995 maßgeblich gesenkt werden. Nach wie vor wird jedoch ein erheblicher Teil nicht aufgefangen, so dass in der zweiten HFCKW-22-Anlage noch By-Product Emissionen vorkommen, die der Betreiber heute auf ca. 0,5 % der HFCKW-22-Produktion schätzt (im Berichtsjahr 2001 noch 1 %). Die Möglichkeiten von direkt der Produktion nachgeschalteten Zerstörungstechnologien werden zur Zeit überprüft.

4.11.1.2 Methodische Aspekte (2.E.1)

Für die Berichtsjahre 1995 bis 2002 sind die Emissionen des zuletzt genannten Herstellers anhand der HFCKW-22 Produktionsmenge, einer jährlichen Messung der HFKW-23-Konzentration im Abgas, der HFKW-23 Verkaufsmenge und der Menge an HFKW-23, welche der Spaltanlage zugeführt wurde, berechnet worden (über eine Massenbilanz), wobei für das Berichtsjahr 1995 bei der ersten Produktionsanlage seit Jahresmitte Maßnahmen (Spaltanlage) zur Vermeidung von Emissionen zu Grunde gelegt wurden. Die Produktionsmengen von R 22 und die verkauften- sowie entsorgten Mengen des HFKW-23 wurden vom Hersteller mitgeteilt. Der in den CRF-Tabellen angegebene Emissionsfaktor ergibt sich somit über eine Rückrechnung aus der Produktionsmenge und den anhand der Massenbilanz ermittelten Emissionen. Mit Hilfe des derart berechneten EF werden unter Bezug auf die jährliche Produktionsmenge die Emissionen an HFKW-23 ermittelt.

Der IPCC Default-Emissionsfaktor wird aufgrund der ergriffenen Emissionsminderungsmaßnahmen (Spaltanlage) nicht verwendet.

4.11.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.E.1)

Die sich aus der genannten Massenbilanz ergebende Berechnung der Emissionen wird als sehr genau bewertet. Die Unsicherheiten können nicht quantifiziert werden (maximale Emissionsmenge sind gemäß IPCC 4 % der Produktionsmenge).

In Zusammenarbeit mit dem Hersteller von R 22 (betroffen ist nur die zweite Produktionsanlage, da die erste Produktionsanlage, wie in Kapitel 4.11.1.1 beschrieben keine Emissionen verursacht) wird an einer ständigen Verbesserung der Datenqualität (einschließlich EF) gearbeitet.

Die Zeitreihe spiegelt die getroffenen Maßnahmen wider.

4.11.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.E.1)

Zur Überprüfung der Plausibilität der Daten wurden die Produktionsmengen, die Angaben der Hersteller zu ergriffenen Maßnahmen und die angegebenen Emissionsfaktoren herangezogen. Eine Überprüfung der zu Grunde liegenden Angaben erfolgte bisher nicht, ist aber im Zusammenhang mit anderen Maßnahmen (siehe 0 und 4.11.1.5) geplant.

Die Daten für das Berichtsjahr 2002 wurden, wie bereits für die meisten Vorjahre, im Auftrag des Umweltbundesamtes durch einen externen Experten erhoben. Die Qualitätssicherung erfolgt im Wesentlichen durch den externen Experten. Darüber hinaus werden die Daten – soweit möglich - durch den Fachbegleiter des UBA bei Abnahme geprüft.

Eine standardisierte Methodik zur QS/QK wird derzeit vom UBA in Zusammenarbeit mit einem Forschungsnehmer entwickelt.

4.11.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.E.1)

In Zusammenarbeit mit dem zweiten Hersteller werden die Daten für die vorangegangenen Berichtsjahre weiter auf ihre Plausibilität geprüft und ggf. verbessert. Dies kann zu Rekalkulationen führen.

4.11.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.E.1)

Vom betroffenen Hersteller waren zunächst Messungen zur Verbesserung der Datenqualität geplant. Da sich dies technisch als nicht realisierbar erwiesen hat, wird nun an einer Verbesserung der Datenberechnung gearbeitet.

4.11.2 Herstellungsbedingte Emissionen (2.E.2)

4.11.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.E.2)

In Deutschland gibt es ein einziges Unternehmen, das an zwei Standorten diese Gase produziert. Das Unternehmen meldet seit 2001 (rückwirkend bis zum historischen Produktionsbeginn) sowohl die Produktion als auch die dabei auftretenden Verluste. Als einziger Hersteller von HFKW in Deutschland und als – mittlerweile – einziger Hersteller von SF_6 in Europa genießt das Unternehmen Vertrauensschutz. Die Daten werden dem Umweltbundesamt gemeldet, aber dann nur aggregiert weitergegeben.

4.11.2.2 Methodische Aspekte (2.E.2)

Für die Berichtsjahre 1995 bis 2002 sind die Emissionen anhand der HFKW und SF_6-Produktionsmengen über stoff- und anlagenspezifische, vom Hersteller angegebene EF (s. CRF-Tabellen) geschätzt worden. Die Produktionsmengen wurden vom Hersteller mitgeteilt (vertraulich).

Teilweise werden vom Hersteller in anderen Ländern produzierte Mengen über den Standort Deutschland vermarktet, teilweise (z. B. HFKW-227 für die pharmazeutische Industrie) in Deutschland aufgereinigt. Die für die Berichterstattung erforderliche exakte Trennung der in Deutschland produzierten, lediglich weiteren Prozessen unterzogenen oder vermarkteten Mengen war in den Berichtsjahren bis 2001 zum Teil nicht eindeutig.

4.11.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.E.2)

Für die Berechnung wurden stoffspezifische, vom Hersteller angegebene EF verwendet. Angaben zur Unsicherheit liegen nicht vor.

Durch die Ungenauigkeiten in der Zuordnung der Produktionsmengen wurden bis zum Jahr 2001 vor allem für den HFKW-227 zu hohe Produktionsmengen (Standort Deutschland) angenommen, mit der Folge zu hoher Emissionsmeldungen. Für das Berichtsjahr 2002 wurde die erforderliche Trennung Produktion/Aufreinigung/Verkauf verbessert. Die für die Berechnung der Emissionen zu Grunde gelegten Produktionszahlen können zukünftig als genau angenommen werden.

4.11.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.E.2)

Die Daten für das Berichtsjahr 2002 wurden, wie bereits für die meisten Vorjahre, im Auftrag des Umweltbundesamtes durch einen externen Experten erhoben. Die Qualitätssicherung erfolgt im Wesentlichen durch den externen Experten. Darüber hinaus werden die Daten – soweit möglich - durch den Fachbegleiter des UBA bei Abnahme geprüft.

Eine standardisierte Methodik zur QS/QK wird derzeit vom UBA in Zusammenarbeit mit einem Forschungsnehmer entwickelt.

4.11.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.E.2)

Rekalkulationen fanden bisher nicht statt, werden aber für die Berichtsjahre bis 2001 nach Feststellung der in Deutschland real produzierten Mengen erforderlich.

4.11.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.E.2)

Der Hersteller überprüft zukünftig die Angaben zu Produktionsmengen im Hinblick auf den tatsächlichen Produktionsstandort. Die Datensicherheit gilt dann als ausreichend.

4.12 Verbrauch von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF_6 (2.F)

CRF 2.F					
Hauptquellgruppe		**Schadstoff (HQG)**	**1995- Anteil an der Gesamtemission**	**2002- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Consumption of Halocarbons and SF_6	l / t	HFC´s	0,01 %	0,03 %	steigend
Consumption of Halocarbons and SF_6	l / t	SF_6	0,30 %	0,36 %	steigend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[108] (EF)			-							
EF Unsicherheiten in %			-							
Unsicherheitenverteilung[109]			-							
Methode EF-Ermittlung[110]			-							

Der Verbrauch von halogenierten Kohlenwasserstoffen (HFC) und SF_6 ist für HFC nach Emissionshöhe und Trend und für SF_6 nach dem Level eine Hauptquellgruppe.

Halogenierte Kohlenwasserstoffe und SF_6 werden in verschiedenen Anwendungen eingesetzt. Während die eingesetzten Stoffe in einigen, so genannten offenen Anwendungen vollständig und noch im selben Jahr emittieren, kommt es in anderen Anwendungen zu großen Speichermengen (stock). Aus diesem „stock“ emittieren sie ganz oder teilweise über die gesamte Nutzungsphase und bei der Entsorgung. Die Angabe eines gemittelten Emissionsfaktors ist daher nicht möglich oder sinnvoll. Die meisten der verwendeten EF sind CS, einige auch D und M.

Die in einem Berichtsjahr langsam aus dem „stock“ entweichende, sowie bei der Herstellung und Entsorgung emittierende Menge an HFKW, FKW und SF_6 stellen die „aktuellen Emissionen (A)“ dar, wie sie in Table 2(I)s2 angegeben sind. Demgegenüber entspricht der „stock“ den in 2(I)s2 angegebenen potentiellen Emissionen (P), wobei die durchschnittlich im Berichtsjahr vorhandene Menge (average annual stocks) zu Grunde gelegt ist. Nicht im „stock“ einbezogen sind Mengen aus der reinen Lagerhaltung. Diese Mengen unterliegen starken Schwankungen, so dass eine Erfassung dieser Mengen weder möglich ist noch die Angabe eines Durchschnittwertes sinnvoll wäre. Für die Teilquellgruppen „Solvents“ und „Semiconductor Manufacture“ können die potentiellen Emissionen aus Gründen der Vertraulichkeit nicht angegeben werden. Bei offenen Anwendungen (Aerosols/ Metered Dose Inhalers) werden die jährlichen Emissionen den innerhalb von 12 Monaten in den Verkehr gebrachten Mengen gleichgesetzt (100 % Emission im Verkaufsjahr). Damit gibt es dort keinen sich jährlich erhöhenden „stock“. Die potentiellen Emissionen entsprechen somit in etwa (unterschiedlicher Bezugszeitraum) den aktuellen Emissionen in einem Berichtsjahr.

Tabelle 49 zeigt den aktuellen Stand der Datenmeldung (Berichtsjahr 2002) im Überblick. Für die Berichtsjahre 1995 bis 2000 gelten zum Teil andere Faktoren. Die vollständige Berichterstattung ist in vielen Bereichen genauer untergliedert in weitere Subquellgruppen. Auch sind die Faktoren für jede Subquellgruppe einzeln angegeben, während hier nur ein Überblick gegeben werden kann.

108 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
109 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
110 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model

Tabelle 49: Überblick über Datenmeldung und verwendete Emissionsfaktoren in TABLE 2(II)s1, F. (a) Verbrauch von Halogenkohlenwasserstoffen und SF_6

	Datenmeldung 2002	**Stoff**	**Herstellungs-faktor**	Lebenszeit-faktor
1. Kälte- und Klimaanlagen [Tier 2]				
Haushaltskälte	**ja [Tier 2]**	HFKW	0,0015	0,003
Gewerbekälte	**ja [Tier 2]**	HFKW, FKW	0,0015	0,015-0,15
Transportkälte	**ja [Tier 2]**	HFKW	0,0015	0,05-0,15
Industrielle Kälte	**ja [Tier 2]**	HFKW	0,0015	0,07
Stationäre Klimaanlagen	**ja [Tier 2]**	HFKW	0,0001-0,0015	0,02-0,06
Mobile Klimaanlagen				
Mobile Klimaanlagen, Lkw	**ja [Tier 2]**	HFKW	0,0020	0,13
Mobile Klimaanlagen, Pkw	**ja [Tier 2]**	HFKW	0,0025	0,10
Mobile Klimaanlagen, Busse	**ja [Tier 2]**	HFKW	0,0020	0,15
Mobile Klimaanlagen, Schiffe	**ja [Tier 2]**	HFKW	0,01	0,05
Mobile Klimaanlagen, Schienenfahrzeuge	**ja [Tier 2]**	HFKW	0,0020	0,05
2. Schaumherstellung[Tier 2]				
Hartschaum mit 365mfc	**ja [Tier 2]**	HFKW	0,10	0,005
Sandwichelemente	**ja [Tier 2]**	HFKW	0,10	0,005
Integralschaum	**ja [Tier 2]**	HFKW	1,00	NA
Montageschaum (134a)	**ja [Tier 2]**	HFKW	0,03	1,00
Montageschaum (152a)	**ja [Tier 2]**	HFKW	NA	1,00
XPS-Schaum (134a)	**ja [Tier 2]**	HFKW	0,27	0,0066
XPS-Schaum (152a)	**ja [Tier 2]**	HFKW	1,00	NA
Weichschaum	**NO**	HFKW		
3. Feuerlöschmittel	**ja [national]**	HFKW	0,0015	0,01
4. Aerosole/ Dosieraerosole				
Dosieraerosole	**ja [Equ. 3.35]**	HFKW	0,02	1,00
Sonstige	**ja [Equ. 3.35]**	HFKW	0,004	1,00
5. Lösemittel	**ja [Equ. 3.36]**	HFKW		1,00
6. Halbleiterproduktion	**ja [Tier 2]**	HFKW, FKW, SF_6		0,15-0,52
7. Elektrische Betriebsmittel				
	Datenmeldung 2002	**Stoff**	**Herstellungsfaktor**	**Lebenszeitfaktor**	**Entsorgungsfaktor**
Schaltanlagen	**ja [Tier 3a]**	SF_6	0,020	0,01	0,015
Sonstige	**Ja**	SF_6	0,15	0,08	1
8. Sonstige					
Sportschuhe	**ja [Equ. 3.23]**	SF_6			1
NAEWF (ehemals AWACS) Wartung	**ja [national]**	SF_6	0,00	0,05	
Autoreifen	**ja [Equ. 3.23]**	SF_6	0,002		1
Isolierglasscheiben	**ja [Equ. 3.24ff]**	SF_6	0,33	0,01	1
Tracergas	**Ja [Equ. 3.35]**	SF_6		1,00	

Equ. = Equation; Gleichung aus den IPCC Good Practice Guidance

4.12.1 Kälte und Klimaanlagen (2.F.1)

Unternehmen setzen wasserstoffhaltige Fluorkohlenwasserstoffe (HFKW) seit Anfang der 90er Jahre in zunehmenden Umfang vorwiegend als Ersatzstoffe für die die Ozonschicht schädigenden und klimaschädlichen FCKW und H-FCKW ein. Die HFKW-Emissionen sind seit 1995 stark gestiegen. Dieser Trend hält weiterhin an.

Die Verwendung als Kältemittel in der stationären und mobilen Kühlung ist mit 44 % heute eine der Hauptquellen der HFKW-Emissionen. Der Anteil, den stationäre Kälte- und Klimaanlagen an den HFKW-Emissionen haben, betrug im Jahr 2002 knapp 20 %.

4.12.1.1 Kälte- und stationäre Klimaanlagen (2.F.1)

4.12.1.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.1)

Die Quellgruppe Kälte- und stationäre Klimaanlagen ist für halogenierte Kohlenwasserstoffe nach der Emissionshöhe und dem Trend als Hauptquellgruppe identifiziert worden.

Dieser Bereich lässt sich grob in die Quellgruppen Haushaltskälte, Gewerbekälte, Transportkälte, industrielle Kälte und stationäres Klima (siehe Tabelle 49) gliedern.

Die mit Abstand wichtigsten reinen HFKW-Kältemittel sind in Deutschland der HFKW-134a und die Gemische 404A und 507, die beide hauptsächlich aus 125 und 143a bestehen. Der Anteil von 134a und 404A/507 an den jährlichen Neuverbräuchen beträgt zusammen über 90%.

4.12.1.1.2 Methodische Aspekte (2.F.1)

Die Gesamtemissionen für jede Quellgruppe/Subquellgruppe und jedes Kältemittel setzen sich aus den Teilemissionen Herstellung-, Nutzungs- und Entsorgungsemissionen zusammen. Diese werden separat erhoben.

Für die Berechnung der HFKW-Emissionen aus den Quellgruppen der Kälte- und stationären Klimaanlagen wurden folgende Eckdaten erhoben/geschätzt:

- Umfang der quellgruppenspezifischen HFKW-Bestände.
- Zusammensetzung dieser Bestände nach verschiedenen HFKW-Kältemitteln.
- Sektorspezifische Emissionsfaktoren aus dem laufenden Betrieb.
- Rate der Kältemittel-Rückgewinnung bei der Entsorgung.
- Mittlere Anlagenlebensdauer (wegen des Zeitpunkts erster Entsorgungsemissionen).

Bis auf die Rückgewinnungsrate, für die mangels empirischer Basis bis auf weiteres generell ein vom IPCC (IPCC, 99?) vorgeschlagener Standardwert von 70 % der ursprünglichen Kältemittelfüllung unterstellt wird, sind alle den Emissionsdaten zugrundeliegenden Faktoren in Tabelle 49 wiedergegeben. Da der Einsatz von HFKW erst seit 1993 erfolgt, sind die Rückgewinnungsraten bislang ohne Bedeutung.

Für die Ermittlung und Aufgliederung des Gesamtbestandes in Quellgruppen, Ermittlung der Verbräuche in den einzelnen Berichtsjahren, für die absoluten Umfänge und die internen Kältemittelzusammensetzungen der Bestände wurden nicht nur direkte nationale Informationen (Abfrage Verkaufsdaten, Produktionsdaten, Verwendungsdaten) eingeholt, sondern auch zahlreiche in jüngerer Zeit veröffentlichte nationale und internationale Studien ausgewertet.

Die verwendeten Emissionsfaktoren sind das Ergebnis von Literaturauswertungen und umfangreichen Expertenbefragungen. Zu beachten ist auch, dass für die verschiedenen Berichtsjahre eine Anpassung der Emissionsfaktoren an die technische Entwicklung vorgenommen wurde. Die Methode wurde jedoch nicht geändert.

4.12.1.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.1)

Im Bereich der Kälte- und stationären Klimaanlagen steht die Zeitreihenentwicklung (Anstieg) in direktem Zusammenhang mit dem vermehrten Einsatz von HFKW als Ersatzstoffe für FCKW und den in der Folge steigenden potenziellen und aktuellen Emissionen. Der zunächst starke Anstieg flacht inzwischen etwas ab. Für eine belastbare Interpretation bleiben die Emissionen in den nächsten Jahren abzuwarten.

Gerade bei den Emissionsfaktoren ist Vorsicht angeraten. Die in der Literatur zu findende breite Streuung von Emissionsfaktoren für identische Anwendungen ist nur teilweise Folge technischer Veränderung der Anlagendichtheit oder Ausdruck nationaler Unterschiede. In großem Maße resultiert sie aus realer Unsicherheit, da es noch zu wenig solide empirische Erforschungen ihrer Größen gibt, zu denen eine Studie über Supermarkt-Emissionen in Deutschland zählt.

Aufgrund der genannten Unsicherheit bei den Emissionsfaktoren, aber auch aufgrund der Vielzahl von Einzelanwendungen (Anlagen) wird für die Emissionsdaten noch Präzisierungsbedarf gesehen. Zur Verbesserung der Angabensicherheit wurden die Daten mit den Verkaufsdaten (stoffbezogen) der Hersteller abgeglichen.

Bis zum Berichtsjahr 2001 hatte Deutschland nur aggregierte Emissionen über alle Quellgruppen gemeldet. Im Rahmen der Emissionserhebung für die Jahre 1999 bis 2001 und die Emissionserhebung für das Berichtsjahr 2002 wurden auch die Emissionen der Berichtsjahre 1995 bis 1998 überprüft und aufgrund neuer Erkenntnisse zu Einsatzmengen und Emissionsfaktoren aktualisiert. Diese Informationen stehen häufig erst mit erheblichem Zeitverzug zur Verfügung und mussten daher zunächst geschätzt werden. Alle Daten unterliegen daher auch weiterhin einer kontinuierlichen Verbesserung. So wurde der Lebenszeitfaktor für die Industriekälte basierend auf neuen Erkenntnissen leicht geändert. Alle weiteren EF blieben gegenüber dem Vorjahr konstant. Alle vorgenommenen Änderungen sind nicht auf eine Änderung des methodischen Ansatzes, sondern lediglich auf verbesserte Aktivitäten und technische Informationen zurückzuführen. Eine systematische Quantifizierung von Unsicherheit ist bisher noch nicht erfolgt.

4.12.1.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.1)

Die Daten für das Berichtsjahr 2002 wurden, wie bereits für die meisten Vorjahre, im Auftrag des Umweltbundesamtes durch einen externen Experten erhoben. Die Qualitätssicherung erfolgt im Wesentlichen durch den externen Experten. Darüber hinaus werden die Daten – soweit möglich - durch den Fachbegleiter des UBA bei Abnahme geprüft.

Eine standardisierte Methodik zur QS/QK wird derzeit vom UBA in Zusammenarbeit mit einem Forschungsnehmer entwickelt.

Die erhobenen Angaben zum Umfang der quellgruppenspezifischen HFKW-Bestände, zur Zusammensetzung dieser Bestände nach verschiedenen HFKW-Kältemitteln, den EF etc. unterliegen einer ständigen Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung, die jedoch bisher

nicht standardisiert ist. Es werden regelmäßig verschiedene Quellen (Umweltstatistik, Produktions- und Verkaufszahlen etc.) herangezogen und diese durch Rücksprache mit Experten (Anwendern, Kältemittelherstellern, Lieferanten etc.) auf ihre Belastbarkeit geprüft.

4.12.1.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F.1)

Wegen der Komplexität des Bereichs und des hohen Anlagenbestands erfolgt eine kontinuierliche Verbesserung der Datengrundlage (Aufteilung der Kälteanlagenarten, der Kältemittelarten, der Anlagenzahl etc.). Die mit der jährlichen Datenermittlung gewonnenen neuen Erkenntnisse fließen kontinuierlich in die Berechnung der Emissionen ein. Damit kommt es auch zu Änderungen der Emissionsangaben vorangegangener Berichtsjahre. Für das Jahr 2004 (Berichtsjahr 2003) ist eine umfangreiche Rekalkulation auf Basis des dann erreichten Kenntnisstandes vorgesehen.

4.12.1.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F 1)

Es wird zukünftig versucht, die Daten durch zeitnahe Abfragen zu den Verbräuchen (Reparatur, Nachfüllmengen etc.) zu verbessern. Aufgrund der großen Anlagenzahl (mehrere Millionen), werden die Emissionsangaben aber voraussichtlich mit Unsicherheiten behaftet bleiben. Weitere Möglichkeiten der Datengewinnung und –verbesserung werden derzeit evaluiert. Eine erste Bewertung dieser Möglichkeiten wird bis zum Jahr 2004 angestrebt.

4.12.1.2 Mobile Klimaanlagen (2.F.1)

4.12.1.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.1)

Die Quellgruppe Mobile Klimaanlagen ist für halogenierte Kohlenwasserstoffe nach der Emissionshöhe und dem Trend als Hauptquellgruppe identifiziert worden.

Mobile Klimaanlagen sind Fahrzeugklimaanlagen in Personenkraftwagen (Pkw), Lastkraftwagen bzw. Nutzfahrzeugen (Nfz), Bussen, Landmaschinen, Schienenfahrzeugen und auf Schiffen. Bei Kältemittel-Bestand, -Verbrauch und -Emissionen dominieren die Pkw-Anlagen mit jeweils etwa 90% Anteil. Fast die Hälfte aller Kältemittelemissionen (inkl. der stationären Quellen) entfallen auf Klimaanlagen von Pkw. Damit sind allein auf diese Quelle 22 % aller HFKW-Emissionen zurückzuführen.

Etwa seit 1993 werden wasserstoffhaltige Fluorkohlenwasserstoffe (HFKW) als ozonschichtneutrale Ersatzstoffe für FCKW und HFCKW eingesetzt. Das HFKW-Kältemittel in mobilen Klimaanlagen ist heute fast ausschließlich R134a. Lediglich bei der Umrüstung alter R12-Klimaanlagen wurde zu einem geringen Anteil statt R134a ein Drop-In-Kältemittel (Gemisch) eingefüllt, das jedoch seinerseits zu 88% aus R134a besteht.

4.12.1.2.2 Methodische Aspekte (2.F.1)

Die Gesamtemissionen für jede Quellgruppe/Subquellgruppe und jedes Kältemittel setzen sich aus den Teilemissionen Herstellungs-, Nutzungs- und Entsorgungsemissionen zusammen. Diese werden separat erhoben.

Für die Berechnung der HFKW-Emissionen (ausschließlich HFKW-134a) aus mobilen Klimaanlagen wurden folgende Eckdaten erhoben/geschätzt:

- Umfang der quellgruppenspezifischen HFKW-Bestände.

- Sektorspezifische Emissionsfaktoren aus dem laufenden Betrieb und resultierend aus Unfällen.
- Rate der Kältemittel-Rückgewinnung bei der Entsorgung.
- Mittlere Anlagenlebensdauer (wegen des Zeitpunkts erster Entsorgungsemissionen).

Prinzipiell gilt das für den Sektor der stationären Anlagen Gesagte. Jedoch können die Jahresverbräuche von HFKW über die Neuzulassungen die Produktion, den Im- und Export von Pkw, die den Großteil dieses Sektors ausmachen, statistisch recht genau ermittelt werden. Darüber hinaus wurden die modellspezifischen Ausstattungsquoten mit Klimaanlagen und die zugehörigen Füllmengen ermittelt.

Die verwendeten Emissionsfaktoren sind das Ergebnis von Literaturauswertungen, Messungen (Pkw), Auswertungen von Werkstattdokumentationen und umfangreichen Expertenbefragungen. Zu den regulären Emissionen während des Betriebs kommen hier noch Emissionen durch Unfälle und andere äußere Einflüsse hinzu.

Für das Berichtsjahr 2002 sind erstmals wenig relevante Quellen (z. B. Landmaschinen) aufgenommen). Im Gegenzug sind für dieses Berichtsjahr erstmalig nicht alle deutschen Schiffe, sondern nur solche unter deutscher Flagge berücksichtigt. Die sich daraus ergebenden Änderungen sind aber marginal.

4.12.1.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.1)

Die Datenqualität der Emissionen aus mobilen Klimaanlagen ist recht gut und besser als in der Kälte- und stationären Klimatechnik.

Die Zeitreihen zeigen einen signifikanten Anstieg der Emissionen seit 1995. Dieser steht im Bereich mobile Klimaanlagen in direktem Zusammenhang mit dem vermehrten Einsatz von Klimaanlagen in Fahrzeugen, dem daraus resultierenden vermehrten Einsatz von HFKW und den in der Folge steigenden potenziellen und aktuellen Emissionen.

Auf der Grundlage der Ergebnisse des Gutachtens des Umweltbundesamtes und einer EU-Studie über Leckageraten mobiler Klimaanlagen (EU-Kommission, 2003) wurden die bisher angenommenen Emissionsfaktoren bestätigt. Insgesamt werden die EF als gut bewertet. Für genaue Angaben zu Unsicherheiten wird auf die genannten Studien/Gutachten verwiesen. Die jährlichen Verbräuche und damit der jährliche Gesamtbestand können mit ausreichender Qualität ermittelt werden. Auch liegen Informationen zur Ausstattungsquote der Fahrzeuge mit Klimaanlagen und zu den Füllmengen in guter Qualität vor. Lediglich bei den Nutzfahrzeugen sind die Angaben mit größeren Unsicherheiten behaftet. Eine Qualifizierung der Unsicherheiten für die einzelnen Daten ist bisher nicht erfolgt.

4.12.1.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.1)

Die Daten für das Berichtsjahr 2002 wurden, wie bereits für die meisten Vorjahre, im Auftrag des Umweltbundesamtes durch einen externen Experten erhoben. Die Qualitätssicherung erfolgt im Wesentlichen durch den externen Experten. Darüber hinaus werden die Daten – soweit möglich - durch den Fachbegleiter des UBA bei Abnahme geprüft.

Eine standardisierte Methodik zur QS/QK wird derzeit vom UBA in Zusammenarbeit mit einem Forschungsnehmer entwickelt.

Alle für die Berechnung erforderlichen Angaben (s.o.) werden seit 1993 kontinuierlich erfasst und auf ihre Plausibilität geprüft; einer standardisierten Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung unterliegen sie nicht.

4.12.1.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F.1)

Für diesen Bereich werden nur in geringem Umfang (zusätzliche, eher unbedeutende Quellen, Neuorganisation der Emissionszuordnung) Rekalkulationen erforderlich.

4.12.1.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F 1)

Weitere Verbesserungsmöglichkeiten stehen erst am Anfang der Diskussion.

4.12.2 Schaumherstellung (2.F.2)

4.12.2.1 PU-Schaumprodukte (2.F.2)

4.12.2.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.2)

Die Quellgruppe PU-Schaumprodukte ist für halogenierte Kohlenwasserstoffe nach der Emissionshöhe und dem Trend als Hauptquellgruppe identifiziert worden.

PU-Schaumprodukte sind aus Weichschaum, Integralschaum und Hartschaum. Für Weichschaum werden keine HFKW als Treibmittel benötigt. In Hartschäumen kommen HFKW erst seit 1998 als Treibmittel zum Einsatz. Zwischen 1995 und 1997 wurden HFKW nur bei Integralschaum eingesetzt.

Als neues Treibmittel wird neben den HFKW 134a, 245 und 152a der HFKW-365mfc eingesetzt. Dieser Stoff kann noch nicht über die CRF-Tabelle berichtet werden, da er in den vorgegebenen Formaten nicht berücksichtigt ist. Dem Berichtsjahr 2002 sind gemäß unseren Erhebungen im Jahr 2003 HFKW-365mfc-Emissionen in Höhe von 21,5 t der Anwendung PU-Schaumprodukte zuzuordnen. Wird diesem Stoff ein GWP_{100} von 890 zu Grunde gelegt, entspricht dies Emissionen in Höhe von 0,02 Mio. t CO_2-Äquivalenten.

4.12.2.1.2 Methodische Aspekte (2.F.2)

Die Emissionsdaten basieren zum einen auf den in Deutschland produzierten Mengen an Schaumprodukten (produktionsbezogene Emissionen), zum zweiten auf den in Deutschland eingesetzten Mengen an Schaumprodukten (Verkauf in Deutschland). Aus dem Verkauf lassen sich über die angegebenen Emissionsfaktoren die Emissionen im ersten Jahr, in den Folgejahren und am Ende der Lebenszeit berechnen (Tier 2).

Bis auf die Rückgewinnungsrate, für die mangels empirischer Basis generell die vom IPCC (IPCC, 99?) vorgeschlagenen quellgruppenspezifischen Standardwerte unterstellt werden, sind alle den Emissionsdaten zugrundeliegenden Bestimmungsfaktoren (Eckdaten) in Tabelle 49 wiedergegeben. Da der Einsatz von HFKW erst seit 1998 erfolgt, sind die Rückgewinnungsraten bislang ohne Bedeutung.

Für die Ermittlung und Aufgliederung des Gesamtbestandes in Quellgruppen (Platten, bzw. "Sandwich" und Integral), der Verkäufe (HFKW-haltiger Schaum) in den einzelnen Berichtsjahren und für die Zusammensetzung der Treibmittel wurden nationale Informationen (Abfrage Verkaufsdaten, Produktionsdaten, Verwendungsdaten) eingeholt und auch zahlreiche in jüngerer Zeit veröffentlichte internationale Studien ausgewertet.

Die verwendeten Emissionsfaktoren sind wie im Sektor Kälte/Klima das Ergebnis von Literaturauswertungen und umfangreichen Expertenbefragungen. Zu beachten ist auch, dass für die verschiedenen Berichtsjahre eine Anpassung der Emissionsfaktoren an die technische Entwicklung sowie Änderung der Treibmittel vorgenommen wurde.

Die verwendeten EF und sonstigen Eckdaten sind für die Berichterstattung ermittelt und mit Ausnahme der Rückgewinnungsrate meist CS.

4.12.2.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.2)

Die Emissionsangaben für die zurück liegenden Jahre werden als relativ genau bewertet, da die eingesetzten HFKW-Mengen derzeit noch eher klein sind. Allerdings wird in Zukunft aufgrund der erwarteten Produktvielfalt ein guter Marktüberblick schwieriger.

Eine Quantifizierung der Unsicherheiten für die EF und die AR ist nicht möglich. Während die EF als hinreichend genau bewertet werden, sind die AR wegen der Produktvielfalt mit größeren Unsicherheiten behaftet. Bisher kann der Markt wegen des noch geringen Einsatzes von HFKW aber noch gut durch Abfragen und Schätzungen erfasst werden.

Die Zeitreihe beginnt erst nach 1995 und zeigt einen zunächst geringen Anstieg der Emissionen. Beides steht in Einklang mit der historischen Entwicklung des HFKW-Einsatzes in dieser Anwendung, der in Folge des langen HFCKW-Einsatzes erst langsam beginnt.

4.12.2.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.2)

Die Daten für das Berichtsjahr 2002 wurden, wie bereits für die meisten Vorjahre, im Auftrag des Umweltbundesamtes durch einen externen Experten erhoben. Die Qualitätssicherung erfolgt im Wesentlichen durch den externen Experten. Darüber hinaus werden die Daten - soweit möglich - durch den Fachbegleiter des UBA bei Abnahme geprüft.

Eine standardisierte Methodik zur QS/QK wird derzeit vom UBA in Zusammenarbeit mit einem Forschungsnehmer entwickelt.

Die Evaluierung von speziellen QS/QK-Maßnahmen stehet noch am Anfang.

4.12.2.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F.2)

Der Einsatz von HFKW erfolgt erst seit 1998. Im Rahmen der Emissionserhebungen für das Berichtsjahr 2001 wurden die Daten für die Berichtsjahre 1998 bis 2000 überprüft. Weitere Rekalkulationen werden voraussichtlich nicht erforderlich.

4.12.2.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.2)

Neue Möglichkeiten der Datengewinnung werden derzeit evaluiert. Eine erste Bewertung dieser Möglichkeiten wird bis zum Jahr 2004 angestrebt.

4.12.2.2 PU-Montageschaum (2.F.2)

4.12.2.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.2)

Die Quellgruppe PU-Montageschaum ist für halogenierte Kohlenwasserstoffe nach der Emissionshöhe und dem Trend als Hauptquellgruppe identifiziert worden.

Bei Polyurethan-Montageschaum aus der Dose ist Deutschland der weltgrößte Einzelmarkt. Es werden Dosengrößen zwischen 300 und 750 ml vertrieben. HFKW und Propan/Butan

werden in Kombination mit Dimethylether (DME) als Treibmittel eingesetzt. In Deutschland und generell in Mitteleuropa hat die Industrie den Einsatz von HFKW meist aus ökonomischen Gründen reduziert. Zunehmend wird der HFKW-152a – dieser besitzt ein geringeres Treibhauspotenzial - statt des HFKW-134a eingesetzt. Außerdem wurden die HFKW-Mengen pro Dose durch eine Erhöhung des Anteils brennbarer Treibmittel reduziert.

4.12.2.2.2 Methodische Aspekte (2.F.2)

Rechnerisch hat eine durchschnittliche Dose ein Schaumgewicht von 660 g, wovon ca. 18 % Treibmittel sind. Diese waren 1997 Mischungen aus etwa 40 % der leicht brennbaren Gase Propan, Butan, Dimethylether (DME) und etwa 60 % HFKW, die schwerer (152a) oder nicht entflammbar (134a) sind. Der HFKW-Anteil im Treibgas ist seit 1995 rückläufig: 1995 betrug er in der 660-g-Dose 84 Gramm, 1997 nur noch 75 g. Heute sind maximal 70 g oder weniger als 10 % des Schaumgewichts an HFKW enthalten. Die über alle Dosen (Winterschäume, Pistolenschäume etc.) enthaltene Durchschnittsmenge an HFKW beträgt nach Herstellerangaben 30 g. Für die Emissionsberechnung wird angenommen, dass die Dosen nach Verkauf vom professionellen Handwerker oder vom Heimwerker zügig angewendet werden. Die HFKW-Emission des Jahres n wird daher in Übereinstimmung mit den IPCC-Guidelines mit dem Absatz des Jahres n gleichgesetzt. Dazu kommen Befüllungsverluste aus der inländischen Produktion des laufenden Jahres n. Verbrauchte Dosen sind bei der Entsorgung nicht vollständig leer, sondern enthalten noch etwa 8 % der ursprünglichen Schaummenge einschließlich Treibgas. Dieses Treibgas gelangt mit Zeitverzögerung zum größten Teil ebenfalls in die Atmosphäre. Das gilt auch für die 30 % Dosen, die in die zentrale Rückgewinnungsanlage für PU-Schaum-Dosen gebracht werden.

Die Annahmen zu Verlusten bei der Produktion und der Entsorgung, die Angaben zur Füllmenge und zum Verhältnis der Treibmittel beruhen auf wiederholten Expertenbefragungen (Expertenschätzungen). Die Gesamtmengen an verbrauchten Dosen sind Verkaufszahlen in Deutschland.

In Anlehnung an die IPCC Methode wird angenommen, dass sämtliches, eingesetztes HFKW emittiert. Die Verwendungsmengen basieren auf der Absatzmenge (Dosen) und der darin durchschnittlich enthaltenen Menge an HFKW.

4.12.2.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.2)

Während die Absatzmenge gut erfasst werden kann und als hinreichend genau beurteilt wird, werden die Herstellerangaben zu den enthaltenen HFKW-Mengen als eher niedrig bewertet. Eine Verifizierung war für dieses Berichtsjahr nicht möglich, weshalb in Ermangelung einer besseren Quelle die Herstellerangaben für die Berechnung herangezogen wurden. Die Unsicherheit der Größe „HFKW-Menge/Dose“ wird auf den Faktor 1,7 (entspricht einer maximalen Durchschnittsmenge von 50g/Dose) geschätzt.

Die Zeitreihe für diese Anwendung beginnt wegen des frühen FCKW-Ausstiegs aus dieser Anwendung bereits vor 1995 und zeigt einen Abwärtstrend der Emissionen. Dies ist auf die kontinuierliche Reduktion der HFKW-Mengen je Dose (durch vermehrten Einsatz von halogenfreien Treibmitteln) zurück zu führen (siehe Kapitel 4.12.2.2.2).

4.12.2.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.2)

Die Daten für das Berichtsjahr 2002 wurden, wie bereits für die meisten Vorjahre, im Auftrag des Umweltbundesamtes durch einen externen Experten erhoben. Die Qualitätssicherung erfolgt im Wesentlichen durch den externen Experten. Darüber hinaus werden die Daten – soweit möglich - durch den Fachbegleiter des UBA bei Abnahme geprüft.

Eine standardisierte Methodik zur QS/QK wird derzeit vom UBA in Zusammenarbeit mit einem Forschungsnehmer entwickelt.

Die Evaluierung von für diesen Sektor speziellen QS/QK-Maßnahmen stehen noch am Anfang.

4.12.2.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F.2)

Im Berichtsjahr 2001 wurden aufgrund von Gesprächen mit dem „Arbeitskreis Polyurethanschäume“ Rekalkulationen vorgenommen, die den Anteil von HFKW in der einzelnen Dose und die HFKW-Zusammensetzung zwischen 152a und 134a betrafen. Wegen bestehender Unsicherheiten sind erneute Rekalkulationen im nächsten Berichtsjahr nicht ausgeschlossen.

4.12.2.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.2)

Die Vorgehensweise entspricht dem Tier 2 Ansatz. Daten über inländische Produktion, Export und Import sind bekannt. Lediglich bezüglich der durchschnittlichen HFKW-Menge besteht noch Verifizierungsbedarf. In Zusammenarbeit mit den Herstellern wird an der weiteren Verbesserung der Datenlage gearbeitet werden.

4.12.2.3 XPS-Hartschaum (2.F.2)

4.12.2.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.2)

Die Quellgruppe XPS-Hartschaum ist für halogenierte Kohlenwasserstoffe nach der Emissionshöhe und dem Trend als Hauptquellgruppe identifiziert worden.

Für XPS-Platten gibt es vor 1999 keine Verbräuche und Emissionen von HFKW, da noch HFCKW oder bereits CO_2 eingesetzt wurde.

Ab 2000 haben sich einige Inlandshersteller an HFKW-Lösungen orientiert. Seit 2001 kommen als Treibmittel neben CO_2 die HFKW 152a und 134a zum Einsatz, und zwar entweder allein oder untereinander vermischt.

4.12.2.3.2 Methodische Aspekte (2.F.2)

Der Einsatz halogenierter Treibmittel pro Kubikmeter Schaumstoff liegt bei 3 bis 3.5 kg. Davon emittieren bereits auf der Produktionsanlage im Falle 134a mindestens 25 %, im Falle 152a fast das ganze Treibmittel. Auffangen und Rückgewinnung wurden erprobt - bislang aber aus technischen und ökonomischen Gründen nicht umgesetzt.
Soweit mit 152a geschäumt wird, diffundiert das restliche Treibmittel noch weitgehend vollständig im Fabriklager aus den Platten. 134a dagegen bleibt im Produkt und gast fast so langsam wie 142b aus. Die Halbwertszeit liegt für eine 100 mm dicke Platte für 134a bei 76, für 142b bei 84 Jahren. Der hier verwendete jährliche Emissionsfaktor von 0,66% für den gesamten Produktmix orientiert sich an der 100 mm Plattenstärke.

Die verwendeten Emissionsfaktoren sind auch hier das Ergebnis von Literaturauswertungen und umfangreichen Hersteller- und Expertenbefragungen. Sie sind, wie auch sonstige Eckdaten für die Berichterstattung ermittelt und meist CS.

Die Emissionsdaten basieren zum einen auf den in Deutschland produzierten XPS-Mengen (produktionsbezogene Emissionen), zum zweiten auf den in Deutschland eingesetzten XPS-Mengen (Verkauf in Deutschland). Aus dem Verkauf lassen sich über die angegebenen Emissionsfaktoren die Emissionen im ersten Jahr, in den Folgejahren und am Ende der Lebenszeit berechnen (Tier 2).

4.12.2.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.2)

Eine Quantifizierung der Unsicherheiten für die EF und die AR ist nicht möglich. Der XPS-Markt ist in Deutschland wegen weniger Hersteller überschaubar. Da die EF und AR in Zusammenarbeit mit den Herstellern erarbeitet sind, werden sie als hinreichend genau bewertet.

Die Zeitreihe beginnt erst nach 1995 und zeigt einen deutlichen Anstieg der Emissionen. Beides steht in Einklang mit der historischen Entwicklung des HFKW-Einsatzes in dieser Anwendung.

4.12.2.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.2)

Die Daten für das Berichtsjahr 2002 wurden, wie bereits für die meisten Vorjahre, im Auftrag des Umweltbundesamtes durch einen externen Experten erhoben. Die Qualitätssicherung erfolgt im Wesentlichen durch den externen Experten. Darüber hinaus werden die Daten - soweit möglich - durch den Fachbegleiter des UBA bei Abnahme geprüft.

Eine standardisierte Methodik zur QS/QK wird derzeit vom UBA in Zusammenarbeit mit einem Forschungsnehmer entwickelt.

Die Evaluierung von für diesen Sektor speziellen QS/QK-Maßnahmen stehen noch am Anfang.

4.12.2.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F.2)

Es wurden keine Rekalkulationen vorgenommen.

4.12.2.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.2)

In Zusammenarbeit mit den Herstellern und Verbänden wird die Möglichkeit eines Monitoring-Systems diskutiert. Der Prozess steht noch am Anfang.

4.12.3 Feuerlöschmittel (2.F.3)

4.12.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.3)

Die Quellgruppe Feuerlöschmittel ist für halogenierte Kohlenwasserstoffe nach der Emissionshöhe und dem Trend als Hauptquellgruppe identifiziert worden.

Die bis 1991 als Feuerlöschmittel erlaubten Halone sind seitdem weitgehend durch ökologisch unbedenkliche Stoffe ersetzt worden. In Anlagen zur Beflutung von zu löschenden Innenräumen kommen statt Halon 1301 vor allem Inertgase (Stickstoff, Argon)

zum Einsatz. Handlöscher für den gezielten Löschstrahl enthalten statt Halon 1211 jetzt Pulver, CO_2 oder Schaum.

Von den aus den USA stammenden Vorschlägen zum Halonersatz (HFKW-23 und 236fa, HFKW-227, FKW-218 und FKW-3110) wurde in Deutschland 1997 der HFKW-227 zugelassen. Er wird unter dem Handelsnamen FM-200 im wesentlichen von einem lizenzierten Unternehmen angeboten. Ein weiterer HFKW (HFKW-23) wurde im Jahr 2002 zugelassen und wird bisher noch nicht eingesetzt. Der HFKW 236fa ist zwar in Deutschland seit dem Jahr 2001 zugelassen, wird aber nur im militärischen Bereich eingesetzt.

4.12.3.2 Methodische Aspekte (2.F.3)

Die Emissionsangaben zum HFKW 227 basieren auf statistischen Erhebungen eines Unternehmens zu Einsatzmengen, Nachfüllmengen, Fehlauslösungen, Auslösungen im Brandfall und Probeflutungen in Deutschland (in Anlehnung an Tier 2). Damit wird nicht der gesamte Markt erfasst, da es einen weiteren Anbieter gibt. Dieser hat jedoch nur einen sehr geringen Marktanteil. Die Berücksichtigung dieses Anbieters erfolgt durch einen Aufschlag von etwa 5 % (bereits in den Daten enthalten, Schätzung des Marktführers).

Die Angaben zum HFKW-236 basieren auf einer in der Zulassung festgelegten Berichtspflicht und werden als sehr gut bewertet.

4.12.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.3)

Die Daten zum HFKW-227 und zum HFKW-236 werden als gut und sehr gut bewertet. Die Zeitreihen beginnen erst nach 1995 und zeigen einen Anstieg der Emissionen, der in Einklang mit der zunehmenden Verwendung der HFKW als Feuerlöschmittel steht.

4.12.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.3)

Die Daten werden – soweit möglich - durch das UBA geprüft.

Eine standardisierte Methodik zur QS/QK wird derzeit vom UBA in Zusammenarbeit mit einem Forschungsnehmer entwickelt.

4.12.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F 3)

Es wurden keine Rekalkulationen vorgenommen.

4.12.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.3)

Verbesserungen sind derzeit nicht erforderlich.

4.12.4 Aerosole/ Dosieraerosole (2.F.4)

4.12.4.1 Asthma-Dosieraerosole (2.F.4)

4.12.4.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.4)

Die Quellgruppe Asthma-Dosieraerosole ist für halogenierte Kohlenwasserstoffe nach der Emissionshöhe und dem Trend als Hauptquellgruppe identifiziert worden.

In Deutschland kam das erste Dosieraerosol mit dem Treibmittel 134a im April 1996 auf den Markt, 1997 und 1998 folgten je zwei weitere. Mittlerweile gibt es für fast alle

Wirkstoffgruppen genug HFKW getriebene Dosieraerosole, so dass auf FCKW verzichtet werden kann. Zum Einsatz kommt außer dem HFKW-134a auch der HFKW-227.

4.12.4.1.2 Methodische Aspekte (2.F.4)

Die Emissionsdaten basieren auf Verkaufszahlen von Dosieraerosolen in Deutschland, die über Befragungen (Produzenten) erhoben wurden. Es wird sachgerecht von einer 100%-igen Emission im Verkaufsjahr ausgegangen.

4.12.4.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.4)

Die Daten werden als sehr gut bewertet. eine Quantifizierung der Unsicherheiten ist bisher nicht erfolgt.

Die Zeitreihe beginnt wegen der erstmaligen Verwendung von HFKW im Jahr 1996 erst in diesem Jahr und zeigt einen Anstieg der Emissionen, der in Einklang mit der zunehmenden Verwendung der HFKW als FCKW-Ersatzstoffe steht.

4.12.4.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.4)

Die Daten für das Berichtsjahr 2002 wurden, wie bereits für die meisten Vorjahre, im Auftrag des Umweltbundesamtes durch einen externen Experten erhoben. Die Qualitätssicherung erfolgt im Wesentlichen durch den externen Experten. Darüber hinaus werden die Daten – soweit möglich - durch den Fachbegleiter des UBA bei Abnahme geprüft. Eine standardisierte Methodik zur QS/QK wird derzeit vom UBA in Zusammenarbeit mit einem Forschungsnehmer entwickelt.

4.12.4.1.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.4)

Es wurden keine Rekalkulationen vorgenommen.

4.12.4.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.4)

Bisher sind keine weiteren Verbesserungen in der Planung.

4.12.4.2 Sonstige Aerosole (2.F.4)

4.12.4.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.4)

Die Quellgruppe Sonstige Aerosole ist für halogenierte Kohlenwasserstoffe nach der Emissionshöhe und dem Trend als Hauptquellgruppe identifiziert worden.

In Deutschland werden HFKW in einer Reihe von Aerosolprodukten in jeweils geringen Mengen (Stückzahlen) eingesetzt und verkauft. Als Beispiel können Kälte- und Druckluftsprays in der Elektronik, aber auch Insektizidsprays oder sogenannte „Novelties“ genannt werden.

4.12.4.2.2 Methodische Aspekte (2.F.4)

Die Emissionsdaten basieren auf Schätzungen zum Absatz von Aerosolen in Deutschland, die über Befragungen (Produzenten, Verband) erhoben wurden. Es wird auch hier sachgerecht von einer 100%-igen Emission im Verkaufsjahr ausgegangen.

4.12.4.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.4)

Gegenüber den Emissionsangaben zu Dosieraerosolen werden diese Angaben als nicht sehr gut bewertet, da aufgrund der Vielzahl von Produkten der Marktüberblick begrenzt ist. Auch sind hohe Importmengen, vor allem bei den „Novelties“ problematisch. Derzeit können die Unsicherheiten nicht quantifiziert werden.

4.12.4.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.4)

Die Daten für das Berichtsjahr 2002 wurden, wie bereits für die meisten Vorjahre, im Auftrag des Umweltbundesamtes durch einen externen Experten erhoben. Die Qualitätssicherung erfolgt im Wesentlichen durch den externen Experten. Darüber hinaus werden die Daten – soweit möglich - durch den Fachbegleiter des UBA bei Abnahme geprüft.

Die ermittelten Daten werden auf ihre Plausibilität durch einen Vergleich mit Vorjahresdaten geprüft; deutlichen Veränderungen wird nachgegangen.

Eine standardisierte Methodik zur QS/QK wird derzeit vom UBA in Zusammenarbeit mit einem Forschungsnehmer entwickelt.

4.12.4.2.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.4)

Es wurden keine Rekalkulationen vorgenommen.

4.12.4.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.4)

Verbesserungen sind gemeinsam mit dem Industrie-Verband in die Wege geleitet. Des weiteren wird die Möglichkeit der Nutzung weiterer Datenquellen (Umweltstatistikgesetz) geprüft.

4.12.5 Lösemittel (2.F.5)

4.12.5.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.5)

Die Quellgruppe Lösemittel ist für halogenierte Kohlenwasserstoffe nach der Emissionshöhe und dem Trend als Hauptquellgruppe identifiziert worden.

Der Einsatz von HFKW als Lösemittel war in Deutschland bis zum Jahr 2001 verboten (2.BImSchV) und ist auch heute noch stark eingeschränkt, da jede Anwendung einzeln beantragt werden muss. Die Anträge werden geprüft und eine Bewilligung wird nur im Sonderfall erteilt. Bisher sind fast keine Anwendungen bekannt.

4.12.5.2 Methodische Aspekte (2.F.5)

Die Emissionen resultieren ausschließlich aus dem Einsatz von HFKW-43-10mee ab dem Jahr 2001 und sind das Ergebnis einer Hersteller-Befragung. Da der HFKW-43-10mee nur von einem Hersteller vermarktet und nur als Lösemittel eingesetzt wird, genießt das Unternehmen Vertrauensschutz. Die Daten werden dem Umweltbundesamt seit dem Jahr 2003 gemeldet, aber nicht veröffentlicht. Rückwirkende Daten (Berichtsjahr 2001) werden im Berichtsjahr 2003 berücksichtigt.

Die Emissionen im Jahr n werden dem Verbrauch des Jahres n sachgerecht gleichgesetzt.

4.12.5.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.5)

Die Daten werden als gut bewertet.

Die Zeitreihe beginnt wegen der erstmaligen Verwendung von HFKW im Jahr 2001 erst in diesem Jahr. Dies steht in Einklang mit der Änderung der gesetzlichen Regelung zu halogenierten Lösemitteln (novellierte 2. BImSchV).

4.12.5.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.5)

Eine Überprüfung der gelieferten Daten erfolgt bisher wegen der sehr geringen Relevanz nicht. Es wird auf die geplanten Verbesserungen hingewiesen.

Eine standardisierte Methodik zur QS/QK wird derzeit vom UBA in Zusammenarbeit mit einem Forschungsnehmer entwickelt.

4.12.5.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.5)

Es wurden keine Rekalkulationen vorgenommen. Für das Berichtsjahr 2001 wird ggf. eine Rekalkulation im kommenden Berichtsjahr durchgeführt.

4.12.5.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.5)

Es ist beabsichtigt, die bei den zuständigen Länderbehörden eingegangenen und bewilligten Ausnahmeanträge für den Einsatz von HFKW abzufragen, falls sich ein relevanter Einsatz abzeichnet.

4.12.6 Sonstige (2.F.6)

4.12.6.1 Halbleiterproduktion (2.F.6)

4.12.6.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.6)

Die Subquellgruppe Halbleiterproduktion ist für halogenierte Kohlenwasserstoffe nach Emissionshöhe und Trend und für SF_6 nach der Emissionshöhe als Hauptquellgruppe identifiziert worden.

In der Halbleiterindustrie werden vorwiegend FKW als Ätzgase zum Strukturätzen und zur Kammerreinigung benötigt und in großem Umfang eingesetzt. Daneben werden aber auch HFKW, SF_6 und NF_3 in den Produktionsprozess eingebracht. Die Emissionen können nicht allein anhand der eingesetzten Mengen (Verkäufe des Gasehandels) ermittelt werden. Die Differenz zwischen Verbrauch und Emission resultiert erstens aus der nur partiellen chemischen Umsetzung im Plasmareaktor und zweitens aus der Wirkung nachgeschalteter Abgasreinigungsanlagen. Außerdem muss ein Rückstand von ca. 10 % pro Gasflasche als Nicht-Verbrauch beachtet werden. Die effektiven Emissionen sind vor allem von den eingesetzten Abgasreinigungstechnologien abhängig.

4.12.6.1.2 Methodenbeschreibung (2.F.6)

Ab dem Jahr 2001 liegen aufgrund einer freiwilligen Zusage der Halbleiterindustrie gute Emissionsangaben für diese Quellgruppe für alle Einzelstoffe vor. Die Emissionsdaten werden nach dem Tier 2 Ansatz für jede Produktionsstätte berechnet, aggregiert und vom Verband (ZVEI, Bauelemente) an das Umweltbundesamt gemeldet. Die Basisdaten für die

Berechnung sind ebenso wie die Emissionsdaten nicht öffentlich, können aber zum Zweck einer Überprüfung eingesehen werden.

4.12.6.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.6)

Die Daten werden als sehr gut bewertet.

Die Zeitreihe zeigt einen kontinuierlichen Anstieg der Emissionen bis zum Jahr 2000. Die im Jahr 2001 signifikant verringerten Emissionen nahmen im Jahr 2002 wieder zu. Beides ist auf wirtschaftliche Einflüsse (Verringerung der Halbleiter-Produktion) und ggf. auf greifende Emissionsminderungsmaßnahmen zurück zu führen. Für eine differenzierte Beurteilung bleibt die weitere Entwicklung abzuwarten.

4.12.6.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.6)

Die Daten werden auf ihre Plausibilität geprüft und haben einen Verbands-internen Prozess der Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung durchlaufen.

Eine standardisierte Methodik zur QS/QK wird derzeit vom UBA in Zusammenarbeit mit einem Forschungsnehmer entwickelt.

4.12.6.1.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.6)

Bis zum Berichtsjahr 2000 basierten die Emissionsangaben auf Befragungen der Halbleiterhersteller zu Produktionskapazitäten, eingesetzten Stoffmengen und eingesetzten Techniken. Auch diese Emissionsangaben werden als relativ genau bewertet. Es wurden keine Rekalkulationen vorgenommen.

4.12.6.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.6)

Eine genaue Festlegung der Datenerhebung und Emissionsberechnung wird gemeinsam mit dem Verband angestrebt.

4.12.6.2 Elektrische Betriebsmittel (2.F.6)

4.12.6.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.6)

Die Subquellgruppe Elektrische Betriebsmittel ist für SF_6 nach der Emissionshöhe als Hauptquellgruppe identifiziert worden.

Elektrische Betriebsmittel für die Stromversorgung sind bei weitem der größte Einzelverbraucher von SF_6 in Deutschland. Aufgrund der hohen Exportquote von über 80% wird allerdings nur ein geringer Teil in neuen Geräten und Anlagen dem inländischen Bestand zugeführt.

SF_6 findet vor allem in Schaltanlagen und Schaltgeräten der Hochspannung (110-380 kV) und der Mittelspannung (10-30 kV) Verwendung. Dabei wirkt das Gas sowohl als Lösch- als auch als Isoliermittel anstelle von Luft. Im Niederspannungsbereich (< 1 kV) ist seine Verwendung nicht üblich.

4.12.6.2.2 Methodenbeschreibung (2.F.6)

Die Emissionen werden seit 1996 nach einem vom Umweltbundesamt gemeinsam mit den Herstellern und Betreibern entwickelten, sehr detaillierten Konzept ermittelt. Es werden die installierte Menge am Ende eines Jahres und die Emissionen an den einzelnen Quellen

(Werksverluste der Hersteller, Montageverluste der Hersteller, Leckagen bei Betreibern - einschließlich Wartung - und Entsorgung) ermittelt.

Bis einschließlich des Berichtsjahres 2001 sind nur die größten SF_6-Anwendungen in diesem Bereich systematisch erfasst worden. Durch die intensive Diskussion (Monitoring, Maßnahmen) konnten weitere SF_6-Anwendungen (Wandler, Durchführungen) ermittelt und für das Berichtsjahr 2002 erstmals in die Berichtserstattung einbezogen werden.

4.12.6.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.6)

Die Daten werden als gut bewertet. Dennoch ergeben sich Unsicherheiten, die von nicht bekannten Anwendungen herrühren. Eine Quantifizierung der Unsicherheiten ist nicht möglich.

Durch die in diesem Berichtsjahr erstmalige Erfassung weiterer SF_6-Anwendungen kommt es in der Zeitreihe im Jahr 2002 zu einem sprunghaften Anstieg der Emissionen.

4.12.6.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.6)

Die Daten werden auf ihre Plausibilität geprüft und haben einen Verbands-internen Prozess der Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung durchlaufen.

Eine standardisierte Methodik zur QS/QK wird derzeit vom UBA in Zusammenarbeit mit einem Forschungsnehmer entwickelt.

4.12.6.2.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.6)

Da noch keine ausreichenden Informationen über die in den vorangegangenen Jahren verwendeten Mengen in den „neuen“ Anwendungen vorliegen, wurden keine Rekalkulationen vorgenommen. Im nächsten Bericht sind umfangreiche Rekalkulationen vorgesehen.

4.12.6.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.6)

Zukünftig soll eventuell auch in Deutschland zur Vereinheitlichung der Methoden das in Europa verwendete CAPIEL-Konzept eingesetzt werden. Hierbei werden die Gesamtemissionen (E) nach dem Schema E = verbrauchte Menge – installierte/vorhandene Menge ermittelt. Es wird auch der Export und der Import berücksichtigt. Das CAPIEL-Konzept entspricht den Vorgaben der Emissionsberechnung nach den UNFCCC Anleitungen zur Berichterstattung (Tier 3b).

Die neu in die Berichterstattung aufgenommenen Anwendungen werden bei der Umgestaltung berücksichtigt und die Datengrundlage und die kontinuierliche Datenerfassung auch für diese Anwendungen verbessert.

4.12.6.3 Sportschuhe (2.F.6)

4.12.6.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.6)

Die Subquellgruppe Sportschuhe ist für SF_6 nach der Emissionshöhe als Hauptquellgruppe identifiziert worden.

Der Einsatz von SF_6 erfolgt in den Sohlen von Sportschuhen zur Verbesserung der Dämpfung.

4.12.6.3.2 Methodenbeschreibung (2.F.6)

Die Emissionsangaben (relevante Verkäufe an solchen Sportschuhen in Deutschland und damit die Gesamtmenge in Deutschland) beruhen auf Herstellerangaben für die EU. Diese Angaben wurden auf Deutschland heruntergerechnet, wobei die Bevölkerungszahl als Kriterium genutzt wurde. Die Daten liegen dem Umweltbundesamt seit dem Berichtsjahr 2001 vor, werden aber aus Gründen der Vertraulichkeit nur in aggregierter Form veröffentlicht.

4.12.6.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.6

Die eingesetzten Mengen können den Emissionen gleichgesetzt werden, wobei analog zur IPCC-Methode bei Autoreifen eine Zeitverzögerung von drei Jahren angenommen wird.

Trotz der guten Datenqualität für die EU (Herstellerangabe) ist die Verteilung auf die Mitgliedsstaaten mit nicht unerheblichen Unsicherheiten verbunden.

Eine Quantifizierung der Unsicherheiten ist nicht möglich.

4.12.6.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.6)

Die Daten für das Berichtsjahr 2002 wurden, wie bereits für die meisten Vorjahre, im Auftrag des Umweltbundesamtes durch einen externen Experten erhoben. Die Qualitätssicherung erfolgt im Wesentlichen durch den externen Experten. Darüber hinaus werden die Daten – soweit möglich - durch den Fachbegleiter des UBA bei Abnahme geprüft. Eine standardisierte Methodik zur QS/QK wird derzeit vom UBA in Zusammenarbeit mit einem Forschungsnehmer entwickelt. Derzeit ist unklar, ob diese auf diese Quelle angewandt wird.

4.12.6.3.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.6)

Es wurden keine Rekalkulationen vorgenommen.

4.12.6.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.6)

Es sind keine Verbesserungen erforderlich. Der Einsatz von SF_6 erfolgte letztmalig im Jahr 2003.

4.12.6.4 AWACS Wartung (2.F.6)

4.12.6.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.6)

Die Subquellgruppe AWACS Wartung ist für SF_6 nach der Emissionshöhe als Hauptquellgruppe identifiziert worden.

SF_6 wird in den großen militärischen Aufklärungsflugzeugen vom Typ NAEWF (ehemals AWACS) als Isolationsmedium für das Radar eingesetzt. Es soll elektrische Überschläge in den sog. Hohlleitern zur Antenne hin verhindern, in denen hohe Spannungen von über 135 kV herrschen.

4.12.6.4.2 Methodenbeschreibung (2.F.6)

Die Emissionsangaben basieren auf Angaben zu Verbrauchsmengen zur Befüllung/Nachfüllung der NAEWF-Flotte (ehemals AWACS-Flotte) der NATO. Bisher sind alle Emissionen, da sie in Deutschland entstehen, in die Berichtserstattung aufgenommen. Formal ist diese Vorgehensweise für die zukünftigen Berichtsjahre zu prüfen.

4.12.6.4.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.6)

Die Emissionsangaben für die Berichtsjahre bis 2001 basierten auf Schätzungen auf Basis einer Erhebung im Jahr 1996. Die Emissionsdaten der Jahre 1997 bis 2001 sind daher mit entsprechenden, nicht-quantifizierbaren Unsicherheiten behaftet.

Für das Berichtsjahr 2002 sind die Verbrauchsmengen neu erhoben worden. Dies führte zu einer signifikanten Erhöhung gegenüber dem Berichtsjahr 2001. Die Qualität der erhobenen Daten wird als sehr gut bewertet.

4.12.6.4.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.6)

Die Daten für das Berichtsjahr 2002 wurden, wie bereits für die meisten Vorjahre, im Auftrag des Umweltbundesamtes durch einen externen Experten erhoben. Die Qualitätssicherung erfolgt im Wesentlichen durch den externen Experten. Darüber hinaus werden die Daten - soweit möglich - durch den Fachbegleiter des UBA bei Abnahme geprüft.

Eine Überprüfung der Daten für die Berichtsjahre 1997 bis 2001 ist bisher nicht erfolgt, wohingegen die Daten für die Berichtsjahre 1996 und 2002 durch direkte Befragung erhoben wurden. Eine darüber hinaus gehende QS/QK ist in dieser Anwendung nicht erforderlich.

Eine standardisierte Methodik zur QS/QK wird derzeit vom UBA in Zusammenarbeit mit einem Forschungsnehmer entwickelt; ihre Anwendung auf diese Quelle ist noch offen.

4.12.6.4.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.6)

Es wurden bisher keine Rekalkulationen vorgenommen.

4.12.6.4.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.6

Zukünftig soll die Abfrage der Verbrauchsmenge regelmäßig erfolgen. Außerdem ist eine Überprüfung der Methode („Zugehörigkeit der Emissionen“) vorgesehen.

4.12.6.5 Autoreifen (2.F.6)

4.12.6.5.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.6)

Die Subquellgruppe Autoreifen ist für SF_6 nach der Emissionshöhe als Hauptquellgruppe identifiziert worden.

Weitere Emissionsquelle für SF_6 sind in Deutschland weiterhin Autoreifen, die aus Imagegründen - die verbesserte Druckkonstanz ist nicht praxisrelevant - mit SF_6 befüllt sind. Reifenhersteller verzichten aufgrund der Klimarelevanz von SF_6 inzwischen auf Werbung für diese Anwendung. Dies hat zu einem deutlichen Rückgang geführt. Heutige Emissionen stammen zum überwiegenden Teil aus alten Reifenbefüllungen.

Das Spitzenverbrauchsjahr war 1995. Hier Bestand bei über 500 der rd. 3500 Verkaufsstellen des deutschen Reifenfachhandels die Möglichkeit, die Reifen mit SF_6-Gas zu befüllen.

4.12.6.5.2 Methodenbeschreibung (2.F.6)

Ermittelt werden die Emissionen anhand der Verbrauchsmengen, die über Gasehändler und Hersteller (SF_6) abgefragt werden. Die Emissionen folgen dem Verbrauch im Abstand von

ca. 3 Jahren, wenn der Reifen demontiert wird. Diese Annahme entspricht der IPCC-Methode.

4.12.6.5.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.6)

Eine Quantifizierung der mit der Verwendung der Verkaufsangaben der Gasehändler und Hersteller (Schätzung der in diesen Markt gehenden Menge) als Äquivalent zu der verwendeten Menge verbundenen Unsicherheiten ist nicht möglich. Es muss aber davon ausgegangen werden, dass nicht sämtliche in einem Jahr an die Werkstätten verkaufte Menge direkt an den Kunden weiter gegeben wird und damit Verkauf im Jahr n = Verwendung im Jahr n ist. Dies hat aber lediglich Einfluss auf den Zeitpunkt der Emissionen, nicht auf die Höhe.

Insgesamt wird bei den Herstellerangaben von weit größeren Unsicherheiten als bei den Angaben der Gasehändler ausgegangen.

Darüber hinaus werden eventuell von den Werkstätten genutzte andere Bezugsquellen für SF_6 nicht erfasst; eine Befragung aller Werkstätten ist nicht realisierbar.

4.12.6.5.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.6)

Die Daten für das Berichtsjahr 2002 wurden, wie bereits für die meisten Vorjahre, im Auftrag des Umweltbundesamtes durch einen externen Experten erhoben. Die Qualitätssicherung erfolgt im Wesentlichen durch den externen Experten. Darüber hinaus werden die Daten - soweit möglich - durch den Fachbegleiter des UBA bei Abnahme geprüft.

Eine Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung erfolgte in den vergangenen Berichtsjahren durch den Abgleich der Angaben der Gasehändler mit den Angaben des Herstellers.

Eine standardisierte Methodik zur QS/QK wird derzeit vom UBA in Zusammenarbeit mit einem Forschungsnehmer entwickelt; ihre Anwendung auf diese Quelle ist noch offen.

4.12.6.5.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.6)

Es wurden keine Rekalkulationen vorgenommen.

4.12.6.5.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.6)

Wegen der insgesamt sinkenden Bedeutung der gesamten Anwendung werden keine Verbesserungen bei der Datenqualität angestrebt.

4.12.6.6 Isolierglasfenster (2.F.6)

4.12.6.6.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.6)

Die Subquellgruppe Isolierglasfenster ist für SF_6 nach der Emissionshöhe als Hauptquellgruppe identifiziert worden.

Bei Mehrscheiben-Isolierglas, das sich in den siebziger Jahren gegen Einfachverglasung bei Fenstern und Glasfassaden durchgesetzt hatte, wird SF_6 seit 1975 zur Erhöhung der Schalldämmung in den Scheibenzwischenraum gefüllt. Gegenwärtig stellen Emissionen aus Schallschutzfenstern die größte Emissionsquelle von SF_6 dar. Die durch SF_6 erzielte geringfügige Verbesserung der Schalldämmung ist allerdings mit einer schlechteren

Wärmedämmleistung verbunden. Die höhere Prioritätensetzung in Richtung Wärmeschutz, z. B. durch die Wärmeschutzverordnung, aber auch das hohe Treibhauspotenzial von SF_6, haben dazu geführt, dass der Einsatz von SF_6 in dieser Anwendung seit Mitte der 90er Jahre zurück geht.

4.12.6.6.2 Methodenbeschreibung (2.F.6)

Für die Emissionsermittlung wird zunächst der Gesamtverbrauch an SF_6 beim Gasehandel und die verkaufte Menge des Herstellers (SF_6) erhoben. Die Emissionen können zwar nicht diesem Verbrauch gleichgesetzt werden, folgen diesem aber verzögert. Die SF_6-Emissionen aus Schallschutzscheiben setzen sich aus drei unterschiedlichen Kategorien zusammen, deren quantitative Bedeutung sich im Zeitverlauf ändert: Befüllungsverluste von durchschnittlich 33 % des Einsatzes fallen ausschließlich im Fertigungsjahr an und sind direkt dem jährlichen SF_6-Verbrauch proportional. Bestandsemissionen sind die Gasverluste aus der befüllten Scheibe in Höhe von etwa 1 % jährlich während ihrer gesamten Lebensdauer, die im Durchschnitt 25 Jahre beträgt. Entsorgungsverluste fallen am Ende der Nutzungsphase der Scheiben an - 25 Jahre nach den Befüllungsemissionen.

Die Berechnung erfolgt nach dem oben genannten Schema, die sich mit der IPCC-Methode deckt, so dass von qualitativ guten Emissionsdaten ausgegangen werden kann.

4.12.6.6.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.6)

Eine Quantifizierung der mit der Verwendung der Verkaufsangaben der Gasehändler und Hersteller (Schätzung der in diesen Markt gehenden Menge) als Äquivalent der verwendeten Menge verbundenen Unsicherheiten ist nicht möglich. Im Gegensatz zur Anwendung in Autoreifen kann aber davon ausgegangen werden, dass der überwiegende Teil der in einem Jahr verkauften Menge auch direkt verwendet wurde. Insgesamt wird auch hier bei den Herstellerangaben von weit größeren Unsicherheiten als bei den Angaben der Gasehändler ausgegangen.

Da davon auszugehen ist, dass andere Bezugsquellen für SF_6 keine große Relevanz haben, werden diese auch nicht erfasst.

4.12.6.6.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.6)

Die Daten für das Berichtsjahr 2002 wurden, wie bereits für die meisten Vorjahre, im Auftrag des Umweltbundesamtes durch einen externen Experten erhoben. Die Qualitätssicherung erfolgt im Wesentlichen durch den externen Experten. Darüber hinaus werden die Daten - soweit möglich - durch den Fachbegleiter des UBA bei Abnahme geprüft.

Eine Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung erfolgte in den vergangenen Berichtsjahren durch den Abgleich der Angaben der Gasehändler mit den Angaben des Herstellers.

Eine standardisierte Methodik zur QS/QK wird derzeit vom UBA in Zusammenarbeit mit einem Forschungsnehmer entwickelt; ihre Anwendung auf diese Quelle ist noch offen.

4.12.6.6.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.6)

Es wurden keine Rekalkulationen vorgenommen.

4.12.6.6.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.6)

Es sind derzeit keine weiteren Verbesserungen beabsichtigt.

4.12.6.7 Spurengas (2.F.6)

4.12.6.7.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.6)

Die Quellgruppe Spurengas ist für SF_6 nach der Emissionshöhe als Hauptquellgruppe identifiziert worden.

Als stabiles und auch in extrem geringer Konzentration gut nachweisbares Spurengas wird SF_6 für die Untersuchung bodennaher und atmosphärischer Luftströmungen und Gasausbreitungen eingesetzt.

4.12.6.7.2 Methodenbeschreibung (2.F.6)

Die Emissionen können den verwendeten Mengen gleichgesetzt werden. Die verwendeten Mengen werden anhand von Expertenschätzungen ermittelt. Die Abfrage erfolgt nur etwa alle fünf Jahre (1996, 2002), da die Einsatzmengen nach Expertenmeinung nur minimal variiert.

4.12.6.7.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.6)

Die ermittelten Mengen werden als relativ ungenau bewertet. Dies gilt insbesondere für die Jahre zwischen den Erhebungen. Anhand der Zeitreihe zeigt sich allerdings, dass die Einsatzmengen (Emissionen) ohnehin nur marginalen Änderungen unterliegen.

4.12.6.7.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.6)

Die Daten für das Berichtsjahr 2002 wurden, wie bereits für die meisten Vorjahre, im Auftrag des Umweltbundesamtes durch einen externen Experten erhoben. Die Qualitätssicherung erfolgt im Wesentlichen durch den externen Experten. Darüber hinaus werden die Daten - soweit möglich - durch den Fachbegleiter des UBA bei Abnahme geprüft.

Eine Überprüfung der Daten für die Berichtsjahre 1997 bis 2001 ist bisher nicht erfolgt, wohingegen die Daten für die Berichtsjahre 1996 und 2002 durch direkte Befragung erhoben wurden. Eine darüber hinaus gehende QS/QK ist in dieser Anwendung nicht erforderlich.

Eine standardisierte Methodik zur QS/QK wird derzeit vom UBA in Zusammenarbeit mit einem Forschungsnehmer entwickelt; ihre Anwendung auf diese Quelle ist noch offen.

4.12.6.7.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.6)

Es wurden keine Rekalkulationen vorgenommen.

4.12.6.7.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.6)

Wegen der sehr geringen Relevanz dieser Anwendung sind derzeit keine Verbesserungen beabsichtigt.

5 LÖSEMITTEL UND ANDERE PRODUKTVERWENDUNG (CRF SEKTOR 3)

5.1 Beschreibung der Quellgruppe (3)

CRF 3					
Hauptquellgruppe		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2002- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	NO				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[111] (EF)	NO	NO	NO	NO	NO		NO	NO		NO
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[112]										
Methode EF-Ermittlung[113]										

In dieser Quellgruppe werden die Emissionen aus der Anwendung chemischer Produkte zusammengefasst. Gegenwärtig sind eine grobe Berechnung der Emissionen aus der Anwendung von N_2O zu Narkosezwecken sowie Angaben zur Freisetzung von Lösemitteln aus deren Anwendung in Industrie, Gewerbe und Haushalten enthalten.

Ebenso umfasst die Quellgruppe alle NMVOC-Emissionen, die aus dem Gebrauch von Lösemitteln bzw. aus der Anwendung lösemittelhaltiger Produkte emittiert werden. In den IPCC Guidelines wird die Subgruppierung dieser Quellgruppe (Sektor 3) in die Kategorien des IPCC Common Reporting Formats (CRF) 3A, 3B, 3C und 3D so beschrieben, wie in der folgenden Tabelle 50 dargestellt.

Tabelle 50: CRF-Kategorien in der Hauptkategorie 3

CRF Berichtskategorien	**Bezeichnung der Kategorien**
3A	Paint application
3B	Degreasing & dry cleaning
3C	Chemical products manufacture & processing
3D	Other

Da die NMVOC-Emissionen von einer Vielzahl Substanzen herrühren, sind für diesen Bereich bislang keine Detailberichte vorgesehen (keine CRF-Detailtabellen für NMVOC-Emissionen).

Um der sehr heterogenen Struktur der vier Berichtskategorien bei der Datenermittlung besser gerecht zu werden, wurden im Rahmen der Datenermittlung für den vorliegenden Bericht die UNECE/EMEP Substrukturen verwendet, die auf der CORINAIR97 (CORINAIR: **CO**ordination d' **IN**formation Environmentale; Teilprojekt **AIR**) SNAP-Systematik[114] basieren.

Für die Kategorie 3D „other" ergibt sich damit die folgende Detailstruktur:

- Behandlung von Glas- und Mineralwolle
- Druckindustrie (Druckanwendungen)
- Extraktion von Ölen und Fetten
- Anwendung von Klebstoffen und Haftmaterialien

111 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
112 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
113 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model
114 hier in der Detaillierung des sogenannten SNAP Level 3

- Anwendung von Holzschutzmitteln
- Anwendung von Unterbodenschutz und Fahrzeugkonservierung
- Häusliche Verwendung von Lösemitteln (ohne Farben und Lacke)
- Entwachsen von Fahrzeugen
- Herstellung von pharmazeutischen Produkten
- Häusliche Verwendung von pharmazeutischen Produkten
- sonstige

Für die Definition von „NMVOC“ wird auf die VOC-Definition der EG-Lösemittelrichtlinie zurückgegriffen[115]. Zur Konkretisierung des Begriffes „Lösemittelanwendung“ (solvent use) wird für die Lösemitteldefinition ebenfalls auf die EG-Lösemittelrichtlinie zurückgegriffen[116].

Dabei ist jedoch zu beachten, dass einige dieser flüchtigen organischen Verbindungen sowohl als Lösemittel als auch als chemische Reaktionskomponente eingesetzt werden, z. B. Toluol - als Lösemittel in Lacken und Klebstoffen und als Reaktionskomponente bei der Herstellung von Toluoldiisocyanat (TDI) - oder Methylethylketon (Butanon) - als Lösemittel in Druckfarben und als Ausgangsmaterial bei der Synthese von Methylethylketonperoxid. VOC (genauer Stoffe oder die Mengenanteile von Stoffen oder Produkten), die als chemische Reaktionskomponente eingesetzt werden, werden dementsprechend in dieser Quellgruppe nicht betrachtet.

Durch die skizzierte Abgrenzung der Quellgruppe wird ein sehr heterogenes Feld von Emissionsquellen einbezogen. Dies gilt für:

- den Anteil und die Flüchtigkeit der eingesetzten VOC.
  Die Spannbreite reicht von der Verwendung von leichtflüchtigen Einzelstoffen als Lösemittel z.B. bei Reinigungsvorgängen über den Einsatz von Produkten mit Lösemittelgemischen z.B. in Farben & Lacken bis zu Anwendungen, in denen nur kleine Teile der Zubereitung (auch) Lösemitteleigenschaft haben, wie dies z.B. bei der Polystyrolschaumherstellung der Fall ist.
- die sehr unterschiedlichen Emissionsbedingungen; von völlig umweltoffenen Lösemitteleinsätzen, wie bei der Verwendung von Kosmetika, bis zu weitgehend geschlossenen Anwendungen wie bei der Extraktion von nativen Ölen oder in Anlagen zur chemischen Reinigung.

5.2 Methodische Aspekte (3)

Die Berechnung der N_2O-Emissionen aus der Anwendung als Narkosemittel beruht auf einer Extrapolation der statistischen Anlagenerhebung im Jahr 1990. Damals wurde festgestellt, dass im Gebiet der ehemaligen DDR eine Anlage zur Produktion von N_2O für Narkosezwecke existiert hat. Die Anlage war zum damaligen Zeitpunkt noch nicht lange im Betrieb (Errichtung im Jahr 1988). Die Produktionskapazität betrug etwa 1200 t pro Jahr. Nach Recherche fand kein Export oder Import dieses Stoffes statt, so dass von der vollständigen Anwendung im Land ausgegangen wurde. Über die hierdurch für die ehemalige DDR ermittelte Pro-Kopf-Emission wurde unter der Annahme gleicher

115 Demnach sind flüchtige organische Verbindungen (VOC) alle organischen Verbindungen, die bei 293,15 K einen Dampfdruck von mindestens 0,01 kPa oder unter den entsprechenden Gebrauchsbedingungen eine entsprechende Flüchtigkeit haben.

116 Demnach ist ein organisches Lösemittel eine flüchtige organische Verbindung, die, ohne sich chemisch zu verändern, alleine oder in Kombination mit anderen Stoffen Rohstoffe, Produkte oder Abfallstoffe auflöst oder als Reinigungsmittel zur Auflösung von Verschmutzungen, als Lösungsmittel, als Dispersionsmittel oder als Mittel zur Einstellung der Viskosität oder der Oberflächenspannung oder als Weichmacher oder Konservierungsmittel verwendet wird.

Verhältnisse eine N_2O-Emission von 6200 t für Deutschland in grober Näherung festgelegt. Dieser Wert wurde seither konstant fortgeschrieben.

Die Berechnung der NMVOC-Emissionen erfolgt auf der Basis eines produktverbrauchs-orientierten Ansatzes. Dabei werden die NMVOC-Mengen, die über Lösemittel oder lösemittelhaltige Produkte in die Quellkategorien eingetragen werden, ermittelt und über spezifische Emissionsfaktoren die NMVOC-Emissionen berechnet. Diese Methodik ist unter der Bezeichnung „consumption-based emissions estimating" explizit als eine von zwei für die Emissionsberechnung des Sektor 3 anzuwendenden Methoden aufgeführt.

Die Methodik erfordert - differenziert nach den Quellkategorien - valide Informationen über die folgenden Eingangsgrößen:

- die im Berichtsjahr eingesetzten Mengen an VOC-haltigen (Vor-) Produkten und Hilfsmitteln,
- den VOC-Gehalt dieser Produkte (Stoffe und Zubereitungen),
- die jeweiligen Anwendungs- und Emissionsbedingungen (bzw. den daraus resultierenden spezifischen Emissionsfaktor).

Um der sehr heterogenen internen Struktur der 4 Subkategorien 3A – 3D gerecht zu werden, werden diese Eingangsgrößen auf der Ebene von 37 differenzierten Quellbereichen (analog zu SNAP Level 3) bestimmt und die errechneten NMVOC-Emissionen anschließend aggregiert. Die eingesetzten Produkt-/Stoffmengen werden auf der Ebene von Produktgruppen unter Verwendung der Produktions- und der Außenhandelsstatistik ermittelt. Wo verfügbar, werden die so ermittelten Inlandsverbrauchsmengen durch den Abgleich mit Branchenstatistiken weiter verifiziert.

Für die durchschnittlichen VOC-Gehalte sowie die Emissionsfaktoren werden Werte angesetzt, die auf Expertenschätzungen (Fachgutachten und Branchendialoge) für die einzelnen Quellgruppen bzw. Quellgruppenbereiche basieren. Damit ergeben sich die in Tabelle 51 dargestellten NMVOC-Emissionen aus der Lösemittelverwendung.

Tabelle 51: NMVOC Emissionen aus der Lösemittelverwendung 2002

GREENHOUSE GAS SOURCE AND SINK CATEGORIES	NMVOC [Gg]
Total Solvent and Other Product Use	827.564
A. Paint Application	291,157
B. Degreasing and Dry Cleaning	42,958
C. Chemical Products, Manufacture and Processing	35.429
D. Other (as specified)	458.021

Für die Berechnung der NMVOC-Emissionen ist die Außenhandelsstatistik für das Jahr 2002 Voraussetzung, die erst im ersten Quartal des Jahres 2004 in der abschließenden Fassung veröffentlicht wird, weshalb die Angaben für 2002 voraussichtlich später noch einmal überarbeitet werden müssen.

5.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (3)

Die Angaben für die N_2O-Emissionen aus der Narkosemittelverwendung sind Resultat einer Schätzung, die über die gesamte Zeitreihe fortgeschrieben wurde. Insofern ist die Zeitreihe konsistent, aber auch mit großen Unsicherheiten verbunden. Für die NMVOC-Emissionen liegt zum Berichtszeitpunkt eine Fehlerbetrachtung auf der Basis von Expertenschätzungen für alle Eingangsgrößen (in allen 37 differenzierten Quellbereichen) nach der Methode der

Fehler-Fortpflanzung vor. Die Tabelle 52 zeigt die so ermittelten Fehlerbandbreiten für die Berichtskategorien.

Tabelle 52: Expertenschätzung der Unsicherheiten (Tier 1)

GREENHOUSE GAS SOURCE AND SINK CATEGORIES	Unsicherheiten	
Total Solvent and Other Product Use	+ 32,4 %	- 31,8 %
A. Paint Application	+ 32,0 %	- 33,6 %
B. Degreasing and Dry Cleaning	+ 71,5 %	- 50,6 %
C. Chemical Products, Manufacture and Processing	+ 9,9 %	- 10,8 %
D. Other (please specify)	+ 30,1 %	- 30,0 %

Die bestehenden Unsicherheiten liegen derzeit überwiegend in der mangelnden Trennschärfe der Basis-Statistiken (Produktions- und Außenhandelsstatistik) in Hinblick auf die Unterteilung in VOC-haltige und VOC-freie Produkte sowie in Bezug auf die Verwendung in verschiedenen Quellbereichen mit sehr unterschiedlichen Emissionsbedingungen.

5.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (3)

Die im Emissionsinventar verwendeten Daten für die NMVOC-Emissionen wurden in einem aktuellen Forschungsprojekt erhoben und im Rahmen dieses Projekts auf methodische und materielle Konsistenz, Plausibilität und Vollständigkeit evaluiert. Im Zuge dieser Überprüfung erfolgte auch eine Methodenoptimierung, die in Abstimmung mit den betroffenen Wirtschaftsbereichen durchgeführt wurde.

Gegenüber älteren Emissionsberechnungen für den Bereich der Lösemittelverwendung wirken sich erhöhte Produkteinsatzmengen emissionssteigernd und im Rahmen der Methodenoptimierung aktualisierte und weiter differenzierte VOC-Gehalte und Emissionsfaktoren emissionsmindernd aus.

Relevant beim Abgleich mit älteren Emissionsberechnungen ist eine durch das Projekt initiierte Prüfung und Korrektur einer Fehlmeldung im Rahmen der Produktionsstatistik. Hier wurden in der Vergangenheit relevante Mengen (> 100 kT) an Ausgangsstoffen für die chemische Industrie fehlerhaft als andere organische Lösemittel gemeldet. Diese Korrektur führte zu einer Reduktion der Gesamtemissionen im Bereich der Quellgruppe Sektor 3 um ebenfalls ca. 100 kT.

5.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (3)

Durch die mehrfache Umstellung der zugrunde liegenden Basisstatistiksysteme ist eine konsistente quellenspezifische Rückrechnung problematisch und mit Ausnahme der unter Kapitel 5.4 genannten derzeit nicht vorgesehen.

5.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (3)

In diesem Jahr ist ein Forschungsvorhaben ausgeschrieben, welches, unter anderem, die Emissionen aus der stofflichen Freisetzung von N_2O bei den verschiedenen möglichen Anwendungen untersuchen wird. Es werden die jeweiligen Möglichkeiten (u.a. auch Sprengstoffherstellung) geprüft, methodische Festlegungen getroffen, Dokumentationen vorgenommen und die relevanten Neuberechnungen als Rekalkulation bzw. auch als Ergänzung des Inventars durchgeführt.

Für NMVOC ist zur Verminderung der Datenunsicherheit vorgesehen, für weitere emissionsrelevante Quellgruppen-Bereiche einen Abgleich der verwendeten Eingangsgrößen (Mengen und VOC-Gehalte) mit Branchendaten vorzunehmen.

Darüber hinaus ist es im Rahmen der periodischen Fortschreibung der Quellgruppen-Emissionen notwendig, weitere Fachgespräche mit Branchenverbänden zu führen, um Vereinbarungen über die regelmäßige Übermittlung von differenzierten Branchendaten zu treffen. Entsprechende Aktivitäten sind für das 1. Halbjahr 2004 geplant.

6 LANDWIRTSCHAFT (CRF SEKTOR 4)

Die deutschen Inventare der Gase Methan (CH_4), Nichtmethan-Kohlenwasserstoffe (NMVOC), Kohlenstoffdioxid (CO_2), Ammoniak (NH_3), Distickstoffoxid (N_2O) und Stickstoffmonooxid (NO) aus landwirtschaftlichen Quellen wurden unter Nutzung der jeweiligen Handbücher der UN ECE (EMEP, 2003) und den IPCC Guidelines (IPCC, 1996b sowie IPCC, 2000) sowie nach weiteren dokumentierten Quellen erstellt. Die relevanten Emissionen von

- Distickstoff (N_2)

sind für die Berechnungen indirekter Emissionen erforderlich. Sie wurden ebenfalls durchgeführt.

Die Zuordnung der Emissionen erfolgt nach den Berichtskategorien CRF (Common Reporting Format, IPCC) bzw. NFR (Nomenclature for Reporting, UNECE / EMEP) zu den jeweiligen Emissionsquellen.

Die Berechnungsmethoden und die Bereitstellung der Aktivitätsdaten sind in Dämmgen et al. 2004 ausführlich beschrieben.

Tierzahlen für Ziegen, Esel und Maultiere werden in der deutschen Agrarstatistik nicht erfasst. Hinweise auf die Größenordnung der Tierzahlen sind verfügbar. Demnach stehen ca. 165.000 Ziegen rund 2,7 Mio Schafen gegenüber (Nationales Fachprogramm 2003), so dass die Zahl der Ziegen und somit die Emissionen als vernachlässigbar angesehen werden (NE). Für Esel und Maultiere beläuft sich die Zahl der in Deutschland gehaltenen Tiere auf etwa 6000 bis 8000 Esel und ca. 500 Maultiere und Maulesel (Dämmgen et al., 2004). Die Emissionen werden als vernachlässigbar betrachtet (NE). Die Zahlen für Pferde werden nur teilweise durch die amtlichen Tierzählungen erfasst und fallen vermutlich zu niedrig aus.

Die Zahlen für Pelztiere wurden durch BMVEL bei den einzelnen Ländern nachgefragt und teilweise geschätzt.

Wichtige Parameter, die die Haltung von Tieren, die Lagerung der Wirtschaftsdünger und ihre Ausbringung betreffen, wurden modelliert.

Die CO_2-Emissionen und Festlegungen in landwirtschaftlichen Böden werden unter CRF 5D berichtet (siehe Kapitel 7.2).

6.1 Landwirtschaftliche Quellen und die Quantifizierung ihrer Emissionen bzw. Depositionen in den Jahren 1990 bis 2002

6.1.1 Fermentation bei Verdauung (4.A)

Aus der Tierhaltung sind die CH_4-Emissionen aus der Fermentation bei der Verdauung (4.A) zu berichten. Mikrobielle Umsetzungen insbesondere von Cellulose im Magen von Wiederkäuern setzen CH_4 frei. Die pro Tier und Zeiteinheit abgegebenen Mengen sind abhängig von der Tierart, der individuellen Leistung und der Nahrungszusammensetzung.

Die Betrachtung der relevanten Quellgruppen (Tierarten) von 4.A erfolgt zusammenfassend.

6.1.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (4.A)

CRF 4A					
Hauptquellgruppe		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2002- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Enteric Fermentation, Dairy Cattle	l	CH_4	1,01 %	1,22 %	fallend
Enteric Fermentation, Non-Dairy Cattle	l / t	CH_4	1,60 %	1,94 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[117] (EF)	NO	CS/C/ D/T1	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %		30								
Unsicherheitenverteilung[118]		-								
Methode EF-Ermittlung[119]		CS/C/ D/T1								

Gegenüber den Inventardaten des Vorjahres ist die Quellgruppe 4.A im Jahr 2002 nach der Emissionshöhe (in einem Bereich auch nach dem Trend) eine Hauptquellgruppe.

Deutschland berichtet über die Emissionen von CH_4 aus der Fermentation in Magen und Darm bei der Haltung von Milchkühen, anderen Rindern (Kälbern, Bullen, Färsen und Mutterkühen), Schweinen, Schafen und Pferden. Für die Behandlung von Geflügel fehlen Methoden; die hier entstandenen Mengen werden in Übereinstimmung mit den IPCC Guidelines (IPCC, 1996b, Chapter 4, Tab. A-4) als vernachlässigbar angesehen und nicht berechnet (not occuring).

Die Gesamtemissionen im Zeitverlauf werden in Tabelle 53 und die Emissionen aufgeschlüsselt nach Tierarten in Abbildung 24 dargestellt.

Landwirtschaftliche CH_4-Emissionen in Deutschland entstammen fast vollständig aus der Rinderhaltung (95 %). Die Anteile aus der Schweinehaltung sind gering (2 %), die aller anderen Tiere vernachlässigbar klein. Innerhalb der Rinder sind Milchkühe die bedeutendste Gruppe. Die Abnahme der Emissionen seit 1990 ist (bei steigenden Emissionsfaktoren für Milchkühe und gleichbleibenden Emissionsfaktoren für alle anderen Tiere) eine Folge rückgängiger Tierzahlen. Detaillierte Daten über CH_4-Emissionen (national und auf Bundeslandebene) sind in LÜTTICH et al, 2004 zu finden.

Tabelle 53: CH_4-Emissionen E_{CH4} aus der Tierhaltung (Fermentation bei der Verdauung). Angaben für Deutschland in Tg a^{-1} CH_4.

Jahr	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**
E_{CH4}	1,63	1,44	1,38	1,35	1,36	1,36	1,35	1,32	1,30	1,29	1,26	1,28	1,28

117 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
118 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
119 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model

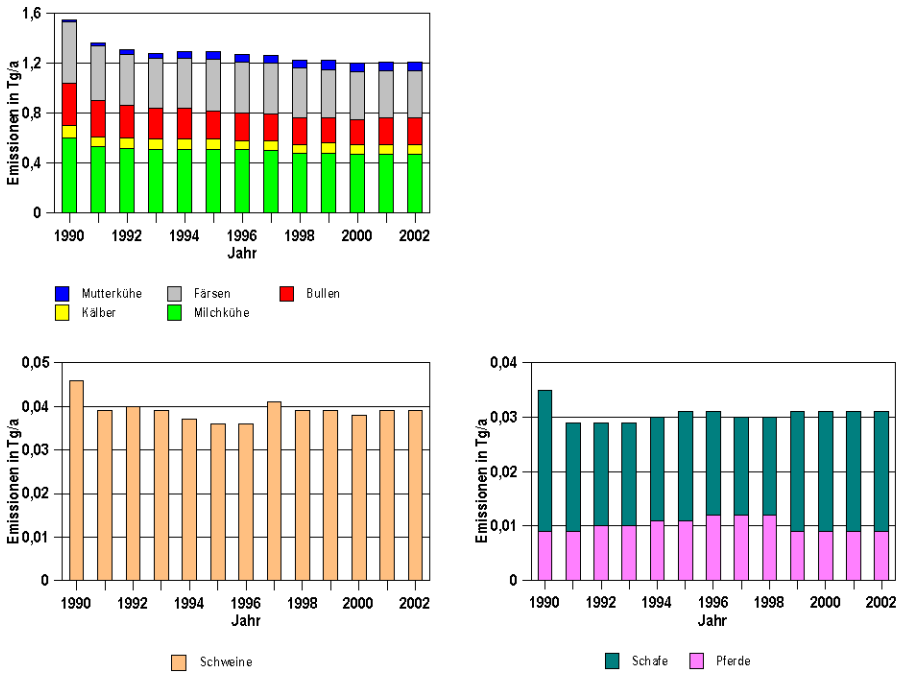


Abbildung 24: Zeitreihen der CH_4-Emissionen E_{CH4} (Fermentation bei der Verdauung) der betrachteten Tierkategorien. Oben links: Rinder; unten links: Schweine; unten rechts: Pferde und Schafe. Angaben in Tg CH_4 a^{-1}

6.1.1.2 Methodische Aspekte CRF 4 A (Methan, CH_4)

Zur Bestimmung der bei der Fermentation auftretenden Emissionen sind zwei verschiedene Methoden vorgesehen. Die einfache, mit Emissionsfaktoren auf der Grundlage von Schätzwerten (Tier 1) und eine detailliertere auf der Basis von landesspezifischen Emissionsfaktoren (Tier 2).

Prinzipiell werden Tier 1 und Tier 2 in folgenden Schritten berechnet:

1. Angaben zum Tierbestand je nach Tierart und –kategorie
2. Emissionsfaktoren je nach Tierkategorie
3. Errechnen der Gesamtemissionen

Bei dem einfacheren Tier 1-Verfahren beruhen die Emissionsfaktoren für die einzelnen Tierarten/Kategorien auf Schätzwerten. Zur Ermittlung der Methanemissionen werden die Emissionsfaktoren mit der Anzahl der Tiere jeder Kategorie multipliziert.

Die IPCC Good Practice Guidance (IPCC, 2000) sehen die aufwändigere Methode nach Tier 2 vor, wenn ein Land die Methanemissionen aus der Tierhaltung als Hauptquelle für seine Inventare ausgewiesen hat.

Tier 2 sieht die differenzierte Charakterisierung der Tierbestände vor. Hat eine Unterkategorie einen signifikanten Beitrag an den verdauungsbedingten Methanemissionen, müssen diese nach Tier 2 ermittelt werden. Das bedeutet, dass ein landesspezifischer Emissionsfaktor für diese Tiere nach der folgenden Gleichung ermittelt werden soll:

Gleichung 6-1: Ermittlung der spezifischen Emissionsfaktoren

$$EF = (GE*Y*365\ d/a) / (55{,}65\ MJ/kg\ CH_4) \quad [\%]$$

mit EF Emissionsfaktor für jede Subkategorie i [%]

GE Bruttoenergiebedarf [MJ/(Tier und Tag)]
Y_m Methankonversionsrate (der Anteil der Bruttoenergie, der in Methan umgewandelt wird)

Dabei stammt der Bruttoenergiebedarf aus der *detaillierten Charakterisierung des Viehbestands* und die Methankonversionsrate aus der IPCC Good Practice Guidance (Tabelle 4-8) bzw. aus nationalen Daten. Da der Methankonversionsfaktor (MCF) eine wichtige Treibergröße in dieser Gleichung darstellt, sollte auch für diesen eine Differenzierung nach Tierart, Alter/Gewicht und Fütterung vorhanden sein.

Die Gesamtemissionen werden anschließend folgendermaßen ermittelt:

Gleichung 6-2: Vollständige Emissionen der Quellgruppe Fermentation aus der Verdauung

$$E = \Sigma EF_i * POP_i / (10^6 kg/Gg) \quad [kg/Gg]$$

mit: EF_i Emissionsfaktor für jede Subkategorie i [%]
POP_i Populationsgröße jeder Subkategorie i [Kopf]
E Methanemissionen in [kg/Gg]

Für den Tier 2-Ansatz werden detailliertere Daten zur Population benötigt. Emissionsfaktoren werden für die einzelnen signifikanten Tierkategorien anhand landesspezifischer Daten in mehreren Schritten ermittelt.

Sofern andere Methoden vorhanden sind, können auch diese genutzt werden, vorausgesetzt sie führen zu genaueren Ergebnissen und ihre Herkunft ist ausreichend dokumentiert.

In der Analyse der Hauptquellgruppen in der Landwirtschaft wurden die CH_4–Emissionen der Milchkühe und der sonstigen Rinder in der Kategorie 4 A Fermentation in der Verdauung als Hauptquellgruppen identifiziert. Insofern ist für die Bestimmung der verdauungsbedingten Emissionen, insbesondere aus der Rinderhaltung, eine differenzierte Charakterisierung des Tierbestandes nötig. Da aber nicht ausreichend differenzierte Daten vorliegen, konnte nur nach dem einfachen Tier1-Ansatz verfahren werden (siehe Dämmgen et al., 2004, Teil 3).
Die Emissionsberechnung basiert auf Methoden, die im CORINAIR-Handbuch (EMEP, 2003) als einfachere Methoden beschrieben sind und von IPCC (Tier 1) übernommen wurden (IPCC et al., 1996b). Benutzt werden die Default-Werte für Westeuropa (IPCC et al., 1996b) bzw. EF aus dem CORINAIR-Handbuch (EMEP, 2003). Die Emissionsfaktoren spiegeln die Situation Deutschlands im Prinzip wider. Die Berechnung erfolgt auf Landkreisebene.

6.1.1.2.1 Charakterisierung der Tierbestände

Der Tierbestand wird in Untergruppen unterteilt, für die Aktivitäten und Emissionsfaktoren gleichermaßen zur Verfügung stehen. Eine Disaggregierung erfolgt dabei nur, wenn zwischen den Emissionsfaktoren bei gegebenen Unsicherheiten signifikante Unterschiede vorliegen. Ein Vergleich der deutschen Untergruppen mit den IPCC-Vorschlägen ist in der nachfolgenden Tabellen gegeben.

Tabelle 54: Detaillierte Charakterisierung der Tierbestände nach IPCC und die in Deutschland vorgenommene Einteilung

	IPCC-Hauptkategorien	IPCC-Subkategorien	Deutschland
Rinder	Milchkühe	Unterteilung in zwei oder mehr Leistungsklassen	Milchkühe, leistungsabhängige Erfassung für jeden Landkreis
	Ausgewachsene sonstige Rinder	männlich/weiblich Mast und Remontierung	Mutterkühe, Bullen, Färsen
	Jungtiere	gesäugte Kälber Wachsende Jungtiere Weidetiere	Kälber
Schweine	Sauen	Tragende Sauen Ferkelnde Sauen	Sauen (inklusive Ferkel und Eber) Mastschweine
	Eber	---	---
	Jungtiere	Gesäugte Ferkel Wachsende Jungtiere Schlachtreife Tiere	---
Schafe	Mutterschafe	Tragende Schafe Milchschafe	Schafe
	Schafe >1 Jahr	---	
	Jungtiere	Männliche Tiere, kastrierte Tiere weibliche Tiere	
sonstige	Pferde, Geflügel, Ziegen, Esel, Maultiere, Kamele, Pelztiere, etc.	---	Pferde, Geflügel, Pelztiere

Quellen: IPCC GPG (2000)

Bei den Milchkühen wird die Milchleistungen öffentlichen Statistiken auf Kreisebene entnommen, alle anderen Variablen wurden modelliert.

Weiterhin wird unterschieden zwischen Kälbern, weiblichen und männlichen Masttieren (kurz Färsen und Bullen genannt) und Mutter- und Ammenkühen. Diese praktische Unterscheidung beruht darauf, dass die unter "weibliche Mastkühe" aufgeführten Tiere je nach Marktlage zur Remontierung oder zum Schlachten dienen. Remontierungskühe und Schlachttiere unterscheiden sich hinsichtlich Fütterung und Haltung nicht. Wesentliche Grundlage der Aktivitätsdaten sind die Tierzählungen der Jahre 1990, 1992, 1994, 1996, 1999 und 2001. Eine Interpolation der Tierzahlen zur Beschreibung der Jahre ohne Tierzahlen fand nicht statt, stattdessen wurden die Tierzahlen konstant fortgeschrieben (Lüttich et al., 2004). Lücken, die bei den Neuen Bundesländern für die Jahre 1990 bis 1993 auftraten, wurden durch Expertenschätzungen geschlossen. Die Vorgehensweise wird im Kapitel 2 des Forschungsberichts von Döhler et al. näher beschrieben (UBA, 2002a).

Bei allen anderen Tieren, die nach dem Tier 1-Ansatz berechnet werden, sind weitere Unterteilungen nicht notwendig. Default-Emissionsfaktoren existieren nicht. Sie sind auch nicht sinnvoll anzuwenden, wenn die entsprechenden nationalen Daten nicht verfügbar sind. Detaillierte Daten über Tierbestände (national und auf Bundeslandebene) und zusätzliche Informationen sind in LÜTTICH et al, 2004 zu finden.

6.1.1.2.2 Berechnung der CH_4-Emissionen aus der Milchkuh-Haltung

Zur Bestimmung des Emissionsfaktors wird vorläufig für Milchkühe ein nach Leistung und Körpergewicht berücksichtigender Regressionsansatz verwendet. Das Körpergewicht wird

wegen fehlender Daten ebenfalls aus der Milchleistung berechnet. Das Fütterungsverhalten (Gras/Grassilage oder Mais/Maissilage) wird als Modellvariable (hier A und B) aus dem Agrarsektormodell RAUMIS (Regionalisiertes Agrar- und Umweltinformationssystem für Deutschland) abgeleitet (siehe hierzu Dämmgen et al., 2002).

$$EF_{CH4} = \alpha \cdot \left(\beta + \gamma \cdot Y + \delta \cdot w^{0.75}\right)$$

mit (A) Fütterung basiert auf Gras/Grassilage
(B) Fütterung basiert auf Mais/Maissilage

wobei	EF_{CH4}	Methan-Emission		kg Tier^{-1} a^{-1} CH_4
	α	Konstante		0,365 kg g^{-1}d a^{-1}
	β	Konstanten	A:	β = 55 g Tier^{-1} d^{-1} CH_4
			B:	β = 26 g Tier^{-1} d^{-1} CH_4
	γ	Faktor	A:	γ = 4,5 g kg^{-1}
			B:	γ = 5,1 g kg^{-1}
	Y	Milchleistung		kg Tier^{-1} d^{-1}
	δ	Faktor	A:	δ = 1,2 g kg$^{-0.75}$ Tier$^{-0.25}$ d^{-1} CH_4
			B:	δ = 1,8 g kg$^{-0.75}$ Tier$^{-0.25}$ d^{-1} CH_4
	w	Lebendgewicht		kg Tier^{-1}

Das nach Bundesländern gewichtete Mittel der Milchleistung liegt für Deutschland bezogen auf das Basisjahr 1990 bei 12,9 kgTier^{-1}d^{-1} und weicht somit geringfügig von dem für Westeuropa vorgeschlagenen Wert von 11,5 kg d^{-1} in den IPCC-Guidelines (IPCC, 1996b, Table A-1) ab. Durch Berücksichtigung der Ertragssteigerung wird für 2002 ein Wert von 17,0 kgTier^{-1}d^{-1} berechnet. Weitere Zusatzinformationen zu Milchleistung, Körpergewicht, Haltungsformen und VS-Ausscheidungen[120] sind in LÜTTICH et al. (2004) angegeben.

Die CH_4-Emissionsfaktoren in Deutschland bewegen sich zwischen 85,4 kg Tier^{-1} a^{-1} CH_4 (1990) und 131,5 kg Tier^{-1} a^{-1} CH_4 (2002); sie liegen im nationalen Mittel bei 94,3 kg Tier^{-1} a^{-1} CH_4 (1990) und 102,7 kg Tier^{-1} a^{-1} CH_4 (2002). Eine Übersicht der verwendeten Emissionsfaktoren wird in Lüttich et al. (2004) gegeben.

Vor dem Hintergrund der schlechten Datenverfügbarkeit und daraus resultierend des für die Berechnung der Methan-Emissionen verwendeten Regressionsansatz (s.o.) ist aufgrund des Korrelationskoeffizienten von R^2=0,435 bei Gras/Grassilage und R^2=0,387 bei Mais/Maissilage von einer Unterschätzung der Methan-Emissionen auszugehen (Dämmgen et al., 2004).

6.1.1.2.3 Berechnung der CH_4-Emissionen aus der Haltung aller anderen Tiere

Für alle anderen Säugetiere wurde das Tier-1-Verfahren entsprechend:

$$E_{CH4_A} = EF_A \cdot n_A$$

mit

E_{CH4}	CH_4-Emission	kg a^{-1} CH_4
A	Tierklasse	
EF	Emissionsfaktor	kg Tier^{-1} a^{-1} CH_4
n	Anzahl der Tiere	

angewendet. Für jede Tierart wurden die Default-Werte (Emissionsfaktoren) nach IPCC (IPCC, 1996b), Kap. 4, Tab. A4 und Tab. 4-3, eingesetzt:

männliche und weibliche Mastrinder	84 kg Tier^{-1} a^{-1} CH_4
Kälber	33 kg Tier^{-1} a^{-1} CH_4
Mutterkühe	100 kg Tier^{-1} a^{-1} CH_4
Schafe	8 kg Tier^{-1} a^{-1} CH_4

120 Volatile Solids; flüchtige Bestandteile der festen Substanz pro Tag, auf Basis der TS-Aufnahme [kg TS/d]

Pferde	18 kg Tier^{-1} a^{-1} CH_4
Schweine	1,5 kg Tier^{-1} a^{-1} CH_4

Deutschland berichtet nicht über die Emissionen von Eseln und Maultieren, Ziegen und Gehegewild (NE).

6.1.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (4.A)

6.1.1.3.1 Relevante Tierzahlen

Die Unsicherheiten der Methan-Emissionsfaktoren liegen in der Größenordnung von 30 %, die der Tierzahlen pro Klasse bei 10 % (EMEP, 2000, Kapitel B1040-6). Für die Neuen Länder wurden die Tierzahlen und ihre regionale Verteilung für die Jahre 1990 und 1991 mit dem Modell RAUMIS berechnet, das regionale Daten für landwirtschaftliche Produktionsprozesse und Produkte liefert. Da die Datenquellen mit den Jahren nicht variieren, wird die Zeitreihe als im wesentlichen konsistent betrachtet. Im Jahr 1998 wurde das Agrarstatistikgesetz geändert. Hiermit änderten sich die Erhebungsgrundlagen für die Ermittlung der Tierzahlen zum Teil erheblich. Auswirkungen werden vor allem auf die Anzahl der Pferde beobachtet. Die für das Land Thüringen ermittelten Auswirkungen der Änderung des Agrarstatistikgesetzes gehen aus Tabelle 55 hervor:

Tabelle 55: Prozentuale Unterschiede der Tierzahlen, die sich aus der Änderung des Agrarstatistikgesetzes (BML, 1998) ergeben haben. Beispielhafte Ergebnisse für Thüringen (TMLNU, 2000)

Kategorie	**Unterschied (alt – neu)/neu (%)**
Rinder	1,2
Schweine	1,3
Schafe	10,6
Pferde	40,3
Geflügel	4,3

Es ist davon auszugehen, dass die Zahl der Pferde in Deutschland etwa doppelt so hoch ist wie die entsprechenden Zahlen der Agrarstatistik.

6.1.1.3.2 Emissionsfaktoren

Für die *Milchkuh-Haltung* sind die aus der Leistung und Körpergewicht berücksichtigenden Methodik errechneten Emissionen wahrscheinlich systematisch zu gering (vergleiche DÄMMGEN et al. Teil 3, 2004, Kap. 6.2 und BERTILSSON, 2002).

In Anlehnung an das CORINAIR-Handbuch, Kapitel B1040-6 (EMEP, 2003), wird ein Fehler für die Emissionsfaktoren in der Größenordnung von 30 % angegeben.

6.1.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (4.A)

Die Daten werden auf Transkriptionsfehler zwischen den Originaldaten und den Kalkulationstabellen überprüft und auf Fehler bezüglich der Einheiten und Größenordnungen untersucht. Zukünftige QA/QC-Verfahren setzen die weitere Entwicklung der Methoden (Anwendung von Tier 2) und die bessere Auflösung der Aktivitätsdaten (insbesondere Daten zur Fütterung auf Kreisebene) voraus. Darüber hinaus sollen die Emissionsfaktoren, soweit sie nicht vertraulich zu behandeln sind, über die Emissionsfaktoren-Datenbank (GEREF, German Emission Factor Database) öffentlich zur Verfügung gestellt werden. Experten können diese somit begutachten und Stellung nehme.

Unter Verwendung der im *Data Locator* des UNFCCC-Sekratariats zur Verfügung gestellten Implied Emission Factor der einzelnen Länder zeigt sich im Vergleich, dass die für Deutschland verwendete Methode und der somit ermittelte Faktor für Methan-Emissionen von Milchkühen (94,3 kg/(Kopf*a) für 1990 und 102, 7 kg/(Kopf*a) für 2002) im mittleren bereich der Spannbreite liegt.

Tabelle 56: Verdauungsbedingte Methanemissionen von Milchkühen verschiedener Länder im Vergleich des Implied Emission Factor (berechneter Emissionsfaktor aus Emission und Milchkuhbestand)

Land	IEF (berechneter EF) Methan [kg/(Kopf*a)]
Dänemark	104
Deutschland	100
Finnland	114
France	103
Großbritannien	117
Irland	100
Italien	111
Schweden	127
Kanada	80
Niederland e	81
Österreich	101
Schweiz	104
Spanien	106
USA	99

Quelle: CRF-Daten der einzelnen Länder

6.1.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (4.A)

Im Gegensatz zu früheren Berechungen wurden bei der Berechnung der Emissionen auch die Tiere in den Stadtstaaten Bremen, Hamburg und Berlin eingeschlossen.

Die Emissionen aus der Fermentation bei der Verdauung wurden für die gesamte Zeitreihe nach der gleichen Methode berechnet (Default-Emissionsfaktoren). Für die Emissionen aus der Milchkuh-Haltung wurden bisher ebenfalls Default-Emissionsfaktoren verwendet. Dieser Bericht verwendet nationale Emissionsfaktoren, die die Leistungs- und Fütterungsabhängigkeit der CH_4-Emission bei der Verwendung von Default-Werten (NIR 2003) und nationalen Werten (NIR 2004)widerspiegeln (vergleiche Tabelle 57).

Tabelle 57: Vergleich der im NIR 2003 und dem NIR 2004 verwendeten mittleren CH_4-Emissionsfaktoren aus der Tierhaltung(Fermentation bei der Verdauung). Angaben für Milchkühe für Deutschland in kg $Tier^{-1}$ a^{-1} CH_4 .

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
NIR 2003	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
NIR 2004	94,3	94,6	96,3	97,1	97,2	98,2	98,7	99,1	99,8	101,0	101,9	102,7	102,7

6.1.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (4.A)

Es ist geplant, die Fermentation bei der Verdauung ab 2004 nach Tier 2 zu berechnen. Die Anwendung entsprechender Gleichungen (siehe DÄMMGEN et al.; 2004, Teil 3, Kapitel 6.3) setzt allerdings voraus, dass die Datenbasis zur Beschreibung der Häufigkeitsverteilungen

der Rationsgestaltung bei Milchkühen sowie der Leistung (Gewichtszunahme) bei Mastrindern und Mastschweinen durch Umfragen ermittelt worden ist.

6.1.2 Wirtschaftsdünger-Management (4.B)

6.1.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (4.B)

CRF 4B				
Hauptquellgruppe	**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2002- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Manure Management Dairy Cows	CH_4	1,03 %	1,25 %	fallend
Manure Management Other Cattles	CH_4	0,67 %	0,81 %	fallend
Manure Management Swine	CH_4	0,98 %	1,19 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[121] (EF)	NO	C/D	NO	NO	NO	D	D	-	CS	NO
EF Unsicherheiten in %		30				NE				
Unsicherheitenverteilung [122]		-				NE				
Methode EF-Ermittlung[123]		C/D/T1				CS/C				

Gegenüber den Inventardaten des Vorjahres stellt die Quellgruppen 4.B (für die Subquellgruppen 4.B.1.a und b, sowie 4.B.13) eine Hauptquellgruppe dar.

Bei der Lagerung von Wirtschaftsdüngern im Stall, auf befestigten Flächen außerhalb des Stalls, im Lager (im engeren Sinne) und bei der Ausbringung werden CH_4 und NMVOC sowie NH_3, N_2O, NO, und N_2 freigesetzt. Mit NMVOC können auch schwefelhaltige Spezies emittiert werden. Die Emissionen sind abhängig von der Tierart, der Tierleistung, der Ernährung, den in bestimmten Aufenthaltsräumen (Weide, Stall, befestigte Flächen) verbrachten Zeiten, artspezifischem Verhalten sowie Stalltyp, Stroheinsatz, Lagerungstyp und –dauer, Ausbringungsart, –ort- und –zeitpunkt sowie der Einarbeitung von Wirtschaftsdüngern.

Deutschland berichtet nicht über Esel und Maultiere, Ziegen sowie über Gehegewild. Für Pelztiere existiert keine Zeitreihe.

6.1.2.1.1 Methan-Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management (4.B)

In Tabelle 58 ist die Zeitreihe der CH_4-Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management zusammengestellt. Sie lässt einen Rückgang der Emissionen erkennen, der im wesentlichen auf die Jahre nach der deutschen Vereinigung beschränkt ist und hierbei auf die Verringerung der Rinderbestände hinweist (Abbildung 25). Zur Gesamtemission tragen die Rinder zu zwei Dritteln (63 % für 1990) und die Schweine mit einem Drittel (36 % für 1990) bei. Die Emissionen aus der Geflügelhaltung und aus der Haltung von Pferden und Schafen sind demgegenüber vernachlässigbar. (vergleiche Abbildung 25).

121 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
122 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
123 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model

Tabelle 58: CH_4-Emissionen E_{CH4} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management). Angaben für Deutschland in Tg a^{-1} CH_4.

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
E_{CH4}	1,61	1,40	1,36	1,33	1,38	1,35	1,35	1,39	1,34	1,33	1,30	1,31	1,31

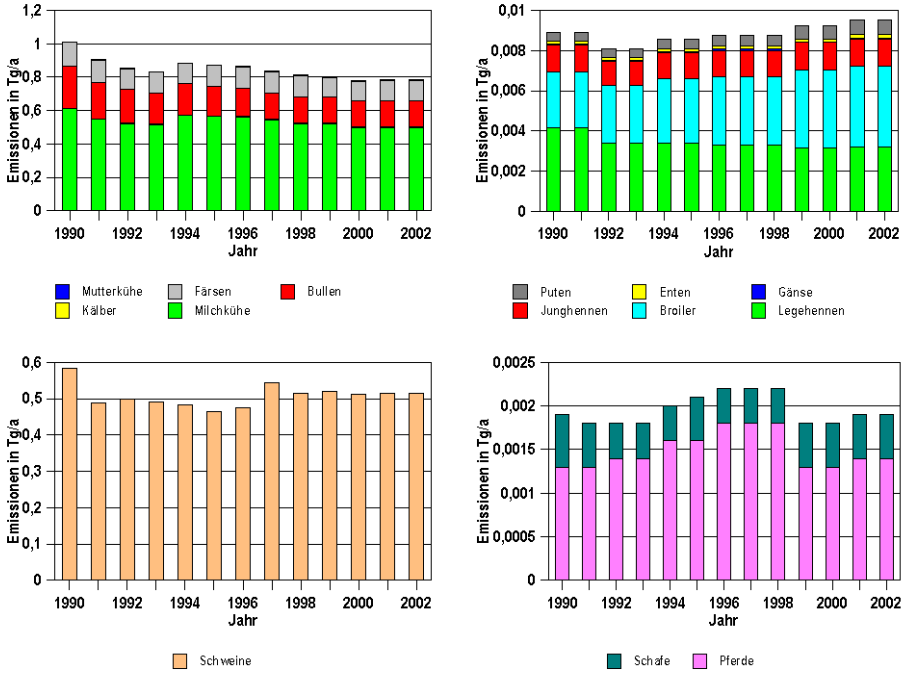


Abbildung 25: Zeitreihen der CH_4-Emissionen E_{CH4} der betrachteten Tierkategorien. Oben links: Rinder; unten links: Schweine; oben rechts: Geflügel; unten rechts: Pferde und Schafe. Angaben in Tg a^{-1} CH_4.

6.1.2.1.2 Emissionen von flüchtigen Kohlenwasserstoffen ohne Methan aus dem Wirtschaftsdünger-Management

Bei der mikrobiellen Umsetzung von Proteinen im Wirtschaftsdünger (etwa 50 % des in den Ausscheidungen enthaltenen Stickstoffs sind in Proteinen gebunden) entstehen gleichzeitig Ammoniak (NH_3) und flüchtige Kohlenwasserstoffe ohne Methan (NMVOC). Die weitgehende Proportionalität der Emissionen von NH_3- und NMVOC-Emissionen aus unterschiedlichen Wirtschaftsdüngern wurde in Großbritannien dazu benutzt, ein erstes NMVOC-Emissionsinventar zu erstellen. Deutschland hat die dort angesetzten relativen Emissionsfaktoren dazu benutzt, eine erste Schätzung der Emissionen von NMVOC aus der Tierhaltung vorzunehmen (Einzelheiten in Dämmgen et al., 2004, Teil 3, Kapitel 4.5.1.2.1). Die Zeitreihe der NMVOC-Emissionen ist in Tabelle 59 und die Zusammensetzung der Emittenten in Abbildung 26 dargestellt. Nach dem Rückgang der Tierzahlen als Folge der deutschen Vereinigung bleiben die Emissionen ab etwa 1994 konstant. Obschon zahlen für Pferde wegen des fehlenden Rechenverfahrens nicht verfügbar sind, können die Emissionen überwiegend der Rinderhaltung, insbesondere der Milchkuh-Haltung, zugeordnet werden.

Tabelle 59: NMVOC-Emissionen E_{NMVOC} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management) Angaben für Deutschland in Tg a^{-1} C

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
E_{NMVOC}	0,30	0,27	0,26	0,26	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,23	0,23	0,23

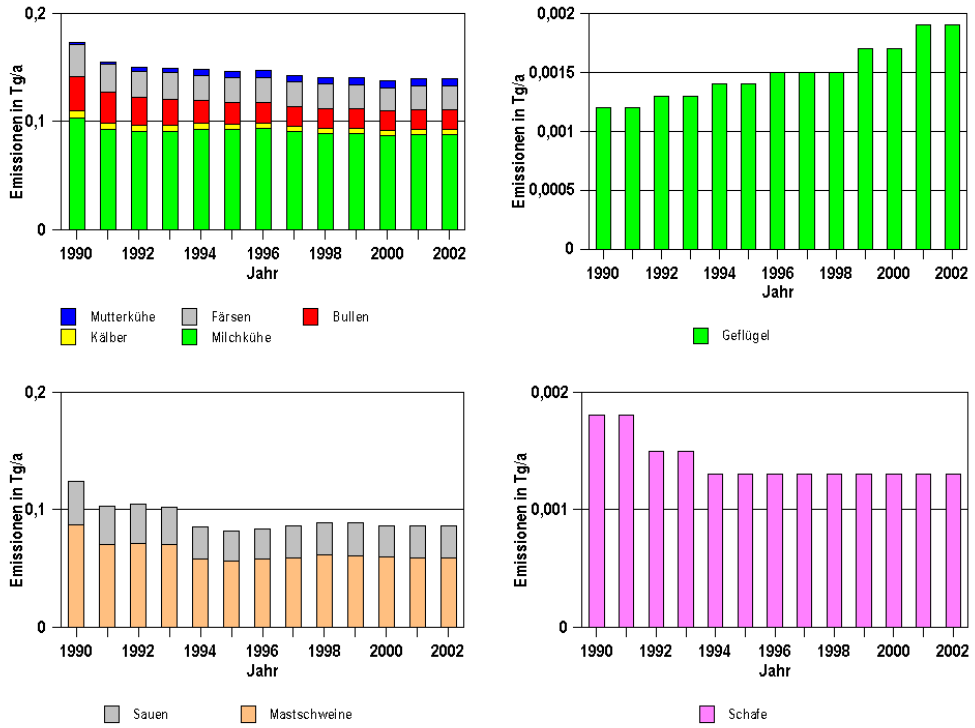


Abbildung 26: Zeitreihen der NMVOC-Emissionen E_{NMVOC} (Wirtschaftsdünger-Management) der betrachteten Tierkategorien. Oben links: Rinder; unten links: Schweine; unten rechts: Geflügel und Schafe. Angaben in Tg a^{-1} C

Bei der Modellierung der NMVOC-Emissionen wurde gleichfalls festgestellt, dass unter Berücksichtigung der schwefelhaltigen Verbindungen auch ein erheblicher Teil an Dimethylsulfid emittiert wird.

Die Emissionen an in NMVOC gebundenem Schwefel belaufen sich diesen Schätzungen zufolge auf etwa 0,03 bis 0,04 Tg a^{-1}. Weitere Ausführungen zur möglichen Bedeutung dieser Emissionen für SO_2-Konzentrationen und –Flüsse bzw. für die Versauerung von Ökosystemen sind in DÄMMGEN et al. (2004, Teil 3, Kapitel 6.5) beschrieben.

6.1.2.1.3 Distickstoffoxid-, Stickstoffmonooxid- und Distickstoff-Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management

Die Ergebnisse der Berechnungen der N_2O- und NO-Emissionen sind in der Tabelle 60 sowie bezogen auf die Emittenten in Abbildung 27 zusammengestellt. Da N_2O-und NO-Emissionen proportional sind, wurde auf eine entsprechende Darstellung der NO-Emissionen verzichtet. Bezogen auf das Basisjahr nehmen die N_2O- und NO-Emissionen deutlich ab.

Den Hauptanteil der N_2O- und NO-Emissionen bestimmen die Rinder (66 % im Jahr 1990 zurückgegangen auf 63 % im Jahr 2000). Bezogen auf das Jahr 1990 werden 17 % der N_2O- und NO-Emissionen von Schweinen, 10 % vom Geflügel und 6 % von Pferden und Schafen verursacht.

Tabelle 60: N_2O- und NO -Emissionen E_{N2O} und E_{NO} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management). Angaben für Deutschland in Tg a^{-1} N_2O bzw. NO.

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
E_{N2O}	14,4	12,8	12,5	12,4	10,1	10,1	10,2	10,1	10,0	9,8	9,7	9,8	9,8
E_{NO}	19,7	17,5	17,0	16,9	13,8	13,8	14,0	13,8	13,7	13,4	13,2	13,3	13,3

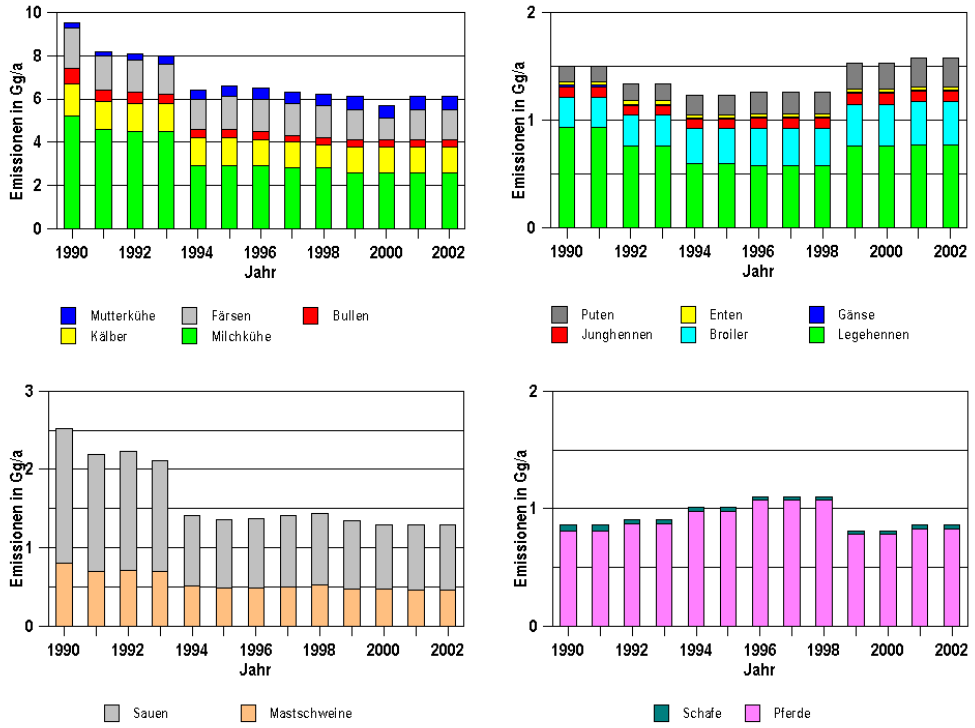


Abbildung 27: Zeitreihen der N_2O-Emissionen E_{N2O} der betrachteten Tierkategorien. Oben links: Rinder; unten links: Schweine; oben rechts: Geflügel; unten rechts: Pferde und Schafe. Angaben in Tg a^{-1} N_2O

6.1.2.2 Methodische Aspekte (4.B)

6.1.2.2.1 Methodische Aspekte und Anforderungen CRF 4 B (CH_4)

Die IPCC Guidelines sehen zwei Bestimmungsmethoden vor, um die CH_4-Emissionen aus Tierexkrementen zu bestimmen. Für die Berechnung der Emissionen nach dem Tier 1-Verfahren werden Daten zum Tierbestand (Tierart bzw. –kategorie) und zum Klima benötigt und es werden IPCC Default EF verwendet. Der Tier 2-Ansatz sieht eine detaillierte Bestimmung der Methanemissionen aus dem Management von Wirtschaftsdüngern vor. Gemäß guter Praxis kommt das Verfahren zur Anwendung, wenn ein signifikanter Anteil der Methanemissionen eines Landes aus Tierexkrementen stammt. Dies ist in Deutschland mindestens für Rinder, Milchkühe und Schweine der Fall.

Mit Hilfe detaillierter Daten zum Tierbestand und dem Umgang mit Wirtschaftsdüngern werden landesspezifische Emissionsfaktoren ermittelt. Diese können entweder direkt über Messungen und Modellbildung bestimmt oder implizit ermittelt werden. Für das implizite Vorgehen sind Angaben zur Futterration und Verdaulichkeit notwendig, sowie Daten zur Art des Wirtschaftsdüngers (fest oder flüssig) und zur Lagerung (Dauer, Temperaturverlauf, Lagersystem). Der Emissionsfaktor wird schließlich über folgende Gleichung ermittelt:

Gleichung 6-3: Ermittlung des impliziten Emissionsfaktors für Methan aus Tierexkrementen nach Tier 2

$$EF_i = VS_i * 365\ d/a * B_{0i} * 0{,}67\ kg/m^3 * \Sigma_{(jk)}\ MCF_{jk} * MS_{ijk}$$

mit:	EFi	Emissionsfaktor für jede Subkategorie i [kg]
	VSi	flüchtige feste Ausscheidungen einer Subkategorie pro Tag, auf Basis der TS-Aufnahme [kg TS/d]
	B0i	maximale Methanbildungsrate der Exkremente einer Subkategorie i [m³/kg VSi]
	MCFjk	Methankonversionsfaktor für Wirtschaftsdünger mit Management j in der Klimaregion k
	MSijk	Anteil des Wirtschaftsdüngers einer Subkategorie i, der gemäß Management j in der Klimaregion k behandelt wird (sozusagen die Wahrscheinlichkeit der Realisierung in einem Staat)

Wie bereits bei den verdauungsbedingten Emissionen greift das Tier 2-Verfahren auf eine detaillierte Charakterisierung der Tierbestände zurück.

Die CH_4-Emissionen aus dem Management von Wirtschaftsdüngern wurden im deutschen Inventarbericht für Milchkühe, Rinder und Schweine als Hauptquellgruppe eingestuft. Da eine nicht ausreichend belastbare Datengrundlage vorliegt, werden die CH_4-Emissionen nur auf den Methoden, die im CORINAIR-Handbuch (EMEP 2003) als einfachere Methode beschrieben sind, berechnet. Das entspricht der IPCC-Methode gemäß dem Tier 1-Ansatz für die Behandlung flüssiger Wirtschaftsdünger (IPCC 2000, Tabelle 4.10). Die Emissionsfaktoren spiegeln die Situation Deutschlands im Prinzip wider. Für die Ausscheidungen (VS) und die maximale Methan-Bildungskapazität (Bo) werden noch die Default-Werte für Westeuropa benutzt (EMEP 2003, Kapitel B1040-4 und IPCC 1996b, Tabelle B-2). Die Berechnungen erfolgen für Landkreise (Dämmgen et al. 2004, Teil 3, Kap. 4.4).

6.1.2.2.2 Methodische Aspekte und Anforderungen CRF 4 B (N_2O, NO und N_2)

Weder die IPCC Guidelines noch die IPCC Good Practice Guidance klassifizieren die einzelnen Methoden zur Bestimmung der N_2O-Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management eindeutig in verschiedene Tiers. Exaktere Methoden arbeiten mit länderspezifischen Emissionsfaktoren für die Aufnahme, Retention (z.B. in Milch oder Wolle) und Ausscheidungen von Stickstoff sowie für die einzelnen Wirtschaftsdünger-Management-Systeme. Gemäß IPCC Good Practice Guidance sollte die detaillierte Charakterisierung zum Einsatz kommen, wenn es sich bei den Emissionen um eine Hauptquellgruppe handelt. Viele Länder bezeichnen die von ihnen eingesetzten Methoden als Tier 1 und Tier 2. Dabei entspricht Tier 2 stets der Rechnung mit landesspezifischen Parametern. Allgemein erfolgt die Bestimmung der N_2O-Emissionen in den folgenden fünf Schritten:

Angaben zum Tierbestand je nach Tierart und –kategorie

- Bestimmung der jährlichen N-Ausscheidung pro Tier einer Tierart/Kategorie
- Ermittlung der Verteilung der Tiere einer Tierart/Kategorie auf die verschiedenen Wirtschaftsdünger-Management -Systeme
- Ermittlung von Emissionsfaktoren für jedes Wirtschaftsdünger-Management-System
- Errechnen der Gesamtemissionen (Addition der Emissionen sämtlicher Subkategorien)

Die Gesamtemissionen werden gemäß IPCC Good Practice Guidance nach folgender Gleichung bestimmt:

Gleichung 6-4: Bestimmung der N_2O-Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management

$$(N_2O\text{-}N)_{(mm)} = \Sigma_{(S)}\{[\Sigma_{(T)} * (N_{(T)} * (Nex_{(T)} * MS_{(T,S)}]] * EF_{3(S)}\}$$

mit
$(N_2O\text{-}N)_{(mm)}$	N_2O-N- Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management eines Landes
$N_{(T)}$	Tiere einer Art/Kategorie T
$Nex_{(T)}$	Durchschnitt der jährlichen Ausscheidungen einer Tierart/Kategorie T
$MS_{(T,S)}$	Anteil der jährlichen Ausscheidungen eine Tierart/Kategorie T, die einem bestimmten Wirtschaftsdünger-Management -System S unterliegt.
$EF_{3(S)}$	N_2O Emissionsfaktor für das Wirtschaftsdünger-Management -System S
S	Wirtschaftsdünger-Management -System
T	Tierart/Kategorie des Tierbestands

Gleichfalls müssen auch einige Bedingungen wie die Belüftungssituation und die Temperatur bei der Wirtschaftsdüngerlagerung berücksichtigt werden. Die gesamte Erhebung, Überprüfung der Daten und Dokumentation ist aufwändig. Drei Datentypen sind jedoch für die Bestimmung der N_2O-Emissionen unumgänglich:

- Daten zum Tierbestand
- Häufigkeitsverteilung der verschiedenen Wirtschaftsdünger-Management-Systemen nach Tierart/Kategorie
- N-Ausscheidungen nach Tierart/Kategorie (inklusive einer Anpassung für Jungtiere)

Die N-Ausscheidungen gehen ebenfalls in die Berechnung der bodenbürtigen N_2O-Emissionen ein. Die Rechnung und Datengrundlage sollte daher für beide Quellen identisch sein.

Nach der Hauptquellgruppenanalyse gehören die N_2O-Emissionen der Kategorie 4 B nicht zu den Hauptgruppen. Aus diesem Grunde kann eine einfache Methode (Tier 1-Ansatz) für die Berechnung herangezogen werden. Zur Berechnung der Verluste von gasförmigen N-Spezies wird seit 2004 das Massenfluss-Verfahren angewandt (siehe hierzu Dämmgen et al., 2004, Teil 3, Kap. 4.9). Die Berechnungsverfahren für N_2O- und NO-Emissionen und die entsprechenden Standardwerte für Lagerungstypen wurden den IPCC Guidelines entnommen (IPCC, 1996b). Sie wurden auf die Stickstoff-Mengen angewendet, die nach dem Massenfluss-Verfahren für die Lagerung berechnet wurden.

Das Verfahren verfolgt den Fluss des gesamten im Kot und Urin abgesetzten Stickstoffs als Gesamt-N sowie als leicht in Ammoniak umsetzbares N (TAN: total ammoniacal nitrogen). Der Stofffluss teilt sich dabei auf in Weide- und Stallhaltung, berücksichtigt bei der Stallhaltung die in Deutschland gängigen Haltungsverfahren für gülle- und strohbasierte Systeme und lagert die bei beiden Typen entstehenden Mengen in den in Deutschland üblichen Vorrichtungen. Die dort gelagerten Exkremente werden dann mit den jeweils verfügbaren Techniken ausgebracht. Die Einarbeitungszeiten werden berücksichtigt.

Die bei der Bildung von N_2O gleichzeitig entstehenden Mengen von N_2 wurden im Hinblick auf die Berechnung von indirekten Emissionen nach Literaturdaten geschätzt. Die Emissionsfaktoren (Gülle-basierte Systeme: $EF_{N2O} = EF_{NO} = 0{,}001$ kg kg^{-1} N, $EF_{N2} = 0{,}007$ kg kg^{-1} N; Strohbasierte Systeme: $EF_{N2O} = EF_{NO} = 0{,}02$ kg kg^{-1} N, $EF_{N2} = 0{,}14$ kg kg^{-1} N) wurden IPCC entnommen bzw. davon abgeleitet (IPCC, 1996b, Tabelle 4-22).

Die Angaben werden für jeden Landkreis mit Hilfe des Agrarsektormodells RAUMIS ermittelt. Im Prinzip resultiert für jede Tierkategorie und jeden Kreis in jedem Jahr ein anderer Emissionsfaktor (DÄMMGEN et al., 2004, Teil 3, Kapitel 4.4).

6.1.2.2.3 RelevanteTierzahlen

Im Regelfall werden die Emissionen einer Tierkategorie mit den Tierzahlen der Gesamtpopulation berechnet. Bei den *Schweinen* werden jedoch bei der Berechnung der Emissionen der N-Spezies Mastschweine und Sauen getrennt behandelt. Die Emissionsfaktoren für Sauen schließen die Emissionen der Ferkel und der Eber ein. Das bisher verwendete Rechenverfahren für die Berechnung der CH_4-Emissionen benötigt die Gesamtzahl der Schweine als Aktivität. Bei den *Schafen* werden die Emissionen der N-Spezies aus den Angaben für die weiblichen Schafe zur Zucht berechnet, wobei der Emissionsfaktor Lämmer und Hammel einschließt. Die Emissionen von CH_4 dagegen werden aus den Zahlen der Gesamtpopulation der Schafe bestimmt. Die Zahlen für Pferde werden nur teilweise durch die amtlichen Tierzählungen erfasst. Die Zahlen für Pelztiere wurden durch BMVEL bei den einzelnen Ländern nachgefragt und teilweise geschätzt.

6.1.2.2.4 Ausscheidungen

C-Spezies: Für Deutschland sind keine Ausscheidungen für „volatile solids“ verfügbar. Die Rechnungen stützen sich auf default-Werte für Ausscheidungen (IPCC, 1996b, Tabellen B-1 und B-7):

Milchkühe	5,08 kg Tier^{-1} d^{-1} C
männliche und weibliche Mastrinder	2,99 kg Tier^{-1} d^{-1} C
Kälber	1,46 kg Tier^{-1} d^{-1} C
Mutterkühe	5,08 kg Tier^{-1} d^{-1} C
Schweine	0,50 kg Tier^{-1} d^{-1} C
Schafe	0,40 kg Tier^{-1} d^{-1} C
Pferde	1,72 kg Tier^{-1} d^{-1} C
Geflügel	0,10 kg Tier^{-1} d^{-1} C

Die Berechnung der NMVOC-Emissionen wird über die berechnete Menge an NH_3-Emissionen ermittelt, da die beiden Stoffgruppen über den Mechanismus der Bildung miteinander verknüpft sind.

N-Spezies: Für Milchkühe werden die N-Ausscheidungen in Abhängigkeit von Milchleistung berechnet:

$$m_{N_{excr}} = m_0 + a \cdot m_{milk}$$

mit	m_{Nexc}	Masse des ausgeschiedenen N	kg Tier^{-1} · a^{-1} N
	m_0	48,5 kg Tier^{-1} a^{-1} N	
	a	0,0095 kg N (kg Milch)$^{-1}$	
	m_{milk}	Milchleistung	kg Tier^{-1} a^{-1} Milch

Eine zusätzliche Korrektur berücksichtigt die Fütterung (Anteil Gras/Grassilage). Milchleistungen werden kreisweise der Statistik entnommen, die Zusammensetzung der Ration kreisweise mit RAUMIS modelliert. Zu Einzelheiten der Methode siehe DÄMMGEN et al. (2004, Teil 3, Kapitel 4.9.1.), zur zeitlich und räumlich aufgelösten N-Ausscheidung siehe Lüttich et al. (2004).

Für alle anderen Tiere wurden die Angaben zu den N-Ausscheidungen der deutschen Literatur entnommen (Dämmgen et al., 2004, Teil 3, Kapitel 4.9.2 bis 4.9.9). Im Einzelnen wurden verwendet:

männliche Mastrinder	42	kg Tier^{-1} a^{-1} N
weibliche Mastrinder	44	kg Tier^{-1} a^{-1} N
Kälber	16	kg Tier^{-1} a^{-1} N
Mutterkühe	96	kg Tier^{-1} a^{-1} N
Mastschweine	13	kg Tier^{-1} a^{-1} N
phasengefüttert	11	kg Tier^{-1} a^{-1} N
Sauen	36	kg Tier^{-1} a^{-1} N
phasengefüttert	29	kg Tier^{-1} a^{-1} N
Schafe	13	kg Tier^{-1} a^{-1} N
Pferde	64	kg Tier^{-1} a^{-1} N
Legehennen	0,74	kg Tier^{-1} a^{-1} N
phasengefüttert	0,71	kg Tier^{-1} a^{-1} N
Masthühnchen und -hähnchen	0,29	kg Tier^{-1} a^{-1} N
Junghennen	0,28	kg Tier^{-1} a^{-1} N
Gänse	0,73	kg Tier^{-1} a^{-1} N
Enten	0,60	kg Tier^{-1} a^{-1} N
Puten	1,50	kg Tier^{-1} a^{-1} N
phasengefüttert	1,41	kg Tier^{-1} a^{-1} N

Bei Tieren mit Lebensdauern < 1 a wurde die Zahlen für Tierplätze bei durchschnittlicher Umtriebzeit berechnet.

Der Anteil an leicht umsetzbarem Stickstoff (total ammoniacal N: TAN) wurde wie folgt angesetzt:

Rinder	0,50 kg kg^{-1} N
Schweine	0,66 kg kg^{-1} N
Schafe	0,40 kg kg^{-1} N
Pferde	0,40 kg kg^{-1} N
Geflügel	0,70 kg kg^{-1} N

6.1.2.2.5 Weidegang, Stalltyp und Aufstallungsdauer

Bei den Rindern wird die Dauer der Weideperiode, die mittlere Weidedauer pro Tag und die mittleren Aufenthalte im Melkstall zur Aufteilung der Exkremente auf Weide und Stall herangezogen.

Alle in Deutschland üblichen Stallkategorien werden berücksichtigt (Lüttich et al., 2004) Die Daten sind in den IPCC-CRF-Berichtstabellen 4 B(a) und 4 B(b) (additional information) zusammengestellt.

6.1.2.2.6 Gülle- und Mist-Aufbereitung

Zwischen aufbereiteten und unaufbereiteten Düngern muss unterschieden werden (z.B. Gülle-Separation, Biogas-Gewinnung, Festmist-Kompostierung). Aufgrund von fehlenden Hintergrundinformationen über die Aufbereitung von Düngern sowie der Häufigkeitsverteilungen für Gülle oder Rechenverfahren (Festmist) können keine Angaben beschrieben werden.

6.1.2.2.7 Lagerung

Zwischen festen und flüssigen Wirtschaftsdüngern wird unterschieden. Die in Deutschland gängigen Lagerungsverfahren werden berücksichtigt. Tägliche Ausbringung ist in

Deutschland unüblich; offene Lagunen werden nicht benutzt. In der CRF-Tabelle 4 B(b) werden die Häufigkeitsverteilungen der Lagerungsformen angegeben.

6.1.2.2.8 Ausbringung

Die Art der Ausbringung und der Zeitpunkt der nachfolgenden Einarbeitung ist für die Berechnung der NH_3-Emissionen und die Bestimmung der dem Boden mit Wirtschaftdüngern zugefügten N-Mengen wichtig. Unterschieden werden für Gülle Breitverteilung, Schleppschläuche und Schleppschuhe, für Mist nur Breitverteilung. Ackerland (brach und mit Vegetation) und Grünland werden unterschieden. Einarbeitungszeiten werden gestuft (< 1 h, < 4 h, < 6 h, < 12 h,< 24 h, ohne Einarbeitung) berücksichtigt.

6.1.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (4.B)

Die Unsicherheiten aus dem CORINAIR-Handbuch (EMEP, 2003) gelten bis auf weiteres auch für Deutschland, d.h. 10 % für die Tierzahlen und 30 % für die Emissionsfaktoren von CH_4 und NH_3. Für die anderen Emissionsfaktoren sind die Fehler nicht bekannt.

Die Zeitreihe ist hinsichtlich der Tierzahlen inkonsistent (zu Einzelheiten siehe 6.1.1.3.1).

Die Zahlen zum Wirtschaftsdünger-Management sind aufgrund einer Datenbasis modelliert, die als unzureichend angesehen wird (Übertragung von Befragungsdaten in Modellkreisen auf weitere Kreise, vergleiche DÖHLER et al, 2002). Informationen über Unsicherheiten können nicht angegeben werden.

6.1.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (4.B)

Die Daten werden auf Transkriptionsfehler zwischen den Originaldaten und den Kalkulationstabellen überprüft und auf Fehler bezüglich der Einheiten und Größenordnungen untersucht. Zukünftige QA/QC-Verfahren setzen die weitere Entwicklung der Methoden und die bessere Auflösung der Aktivitätsdaten voraus (siehe Kap. 6.1.1.4). Darüber hinaus ist eine bessere Datenlage zur Beschreibung des Wirtschaftsdünger-Managements notwendig.

Hierzu zählen insbesondere die Erfassung von Parametern zur Fütterung, Leistung (Schlachtgewicht, Mastdauer, etc.), Haltung (Weidegang, Stallform), Lagerungsform, Ausbringungspraktiken, etc. Sie müssen durch Befragungen erhalten werden.

Deutschland hat zur Zeit keine Zahlenbasis zur Beschreibung von Datenqualität bzw. Unsicherheiten. Es wird aktuell geprüft, inwieweit die Datenbasis verbessert werden kann.

6.1.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (4.B)

Im Gegensatz zu früheren Berechungen wurden bei der Berechnung aller Emissionen auch die Tiere in den Stadtstaaten Bremen, Hamburg und Berlin eingeschlossen. Bei der Submission 2003 wurden die Default-Emissionsfaktoren von IPCC (1997) verwendet. Die Angaben der „Additional Information“ zu Häufigkeitsverteilungen waren unzutreffend.

In der Submission 2004 wird mit der deutschen Häufigkeitsverteilungen gerechnet.

6.1.2.5.1 Quellenspezifische Rückrechnungen (4.B, CH_4)

Rückrechnungen wurden aufgrund veränderter methane conversion factors (MCF) für Flüssigmist-Lagerung erforderlich (IPCC, 2000). Die MCF für Flüssigmistsysteme wurden von 10 % (IPCC et al., 1996b, Tabelle B-6) auf 39 % (IPCC, 2000, Tabelle 4.10) angehoben. Bei den Rückrechnungen wurden außerdem die Häufigkeitsverteilungen der in Deutschland

üblichen Lagerungsmöglichkeiten (kreisweise) berücksichtigt. Die Rechnungen für den NIR 2003 wurden mit festen Emissionsfaktoren für jede Tierart durchgeführt. Die Unterschiede sind erheblich (vergleiche Tabelle 61).

Tabelle 61: Vergleich der im NIR 2003 und NIR 2004 verwendeten CH_4-Emissionen E_{CH4} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdüngermanagement). Angaben für Deutschland in Tg a^{-1} CH_4.

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
NIR 2003	0,27	0,24	0,23	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,21	0,21	
NIR 2004	1,61	1,40	1,36	1,33	1,38	1,35	1,35	1,39	1,34	1,33	1,30	1,31	1,31

6.1.2.5.2 Quellenspezifische Rückrechnungen (4.B, NMVOC)

NMVOC-Emissionen wurden zum ersten Mal geschätzt. Eine Rekalkulation ist somit nicht möglich.

6.1.2.5.3 Quellenspezifische Rückrechnungen (4.B, N_2O, NO, N_2)

Distickstoffoxid-Emissionen wurden für dieses Inventar mit Hilfe des Massenfluss-Ansatzes berechnet. Als Quelle für die Emission N-haltiger Spezies wurde jeweils die TAN-Fraktion angesehen. Als Emissionsfaktoren wurden die Default-Werte eingesetzt (DÄMMGEN et al. 2004, Teil 3, Kapitel 4.9). Der Massenfluss-Ansatz wurde für das vorliegende Inventar zum ersten Mal umfassend angewendet. Alle entsprechenden Emissionen wurden daher neu berechnet. Die erheblichen Änderungen gehen aus Tabelle 62 hervor.

Tabelle 62: Vergleich der im NIR 2003 und NIR 2004 verwendeten N_2O-Emissionen E_{N2O} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdüngermanagement). Angaben für Deutschland in Tg a^{-1} N_2O.

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
NIR 2003	30,9	27,0	26,0	25,6	25,4	25,1	25,1	24,7	24,7	24,5	24,0	24,1	
NIR 2004	14,4	12,8	12,5	12,4	10,1	10,1	10,2	10,1	10,0	9,8	9,7	9,8	9,8

6.1.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (4.B)

Das Massenfluss-Modell zur Berechnung von Emissionen N-haltiger Spezies bedarf im Bereich der oxidierten Spezies einer Aktualisierung. Insbesondere sind die Emissionsfaktoren auf TAN abzustimmen.

Die Anwendung des Massenfluss-Modells (siehe Dämmgen et al., 2004, Teil 3, Kapitel 4.9) setzt allerdings voraus, dass die Datenbasis zur Beschreibung der Häufigkeitsverteilungen der Rationsgestaltung bei Milchkühen sowie der Stalltypen, Lagerungsverfahren und Ausbringungsmethoden durch Umfragen ermittelt worden ist.

6.1.3 Reisanbau (4.C)

In Deutschland wird kein Reis angebaut (not occuring).

6.1.4 Landwirtschaftliche Böden (4.D)

CRF 4D					
Hauptquellgruppe		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2002- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Agricultural Soil, Direct Soil Emissions	I	N2O	1,76 %	1,77 %	fallend
Agricultural Soil, Indirect Emissions	I	N2O	1,09 %	1,09 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[124] (EF)	IE	CS	NO	NO	NO	C/D	C/D	NO	C	NO
EF Unsicherheiten in %		50				50				
Unsicherheitenverteilung[125]		-				-				
Methode EF-Ermittlung[126]		CS				C/CS				

6.1.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (4.D)

Die Kategorie 4.D ist im Jahr 2002 nach der Emissionshöhe eine Hauptquellgruppe.

Das Inventar enthält direkte N_2O-, NO- und NH_3-Emissionen aus der Stickstoff-Düngung mit mineralischen N-Düngern, Wirtschaftsdüngern sowie aus der biologischen N-Fixierung und Pflanzenrückständen im Boden. N_2O-Emissionen durch die Kultivierung von organischen Böden sind ebenfalls als eine direkte Emissionsquelle eingeschlossen.

Indirekte N_2O-Emissionen werden berechnet aus der atmosphärischen Deposition von reaktiven N-Spezies (NH_3 und NO) aus landwirtschaftlichen Quellen, dem ausgewaschenen N und dem Abfluss von aufgebrachtem N. Deutschland berichtet nicht über Emissionen, die aus der Anwendung von Klärschlämmen resultieren.

Pflanzenbestände sind im Prinzip immer auch Quellen von flüchtigen organischen Verbindungen. Eine erste Schätzung entsprechender Emissionen für wichtige Fruchtarten wurde vorgenommen.

Landwirtschaftliche Böden sind Senken für atmosphärisches Methan, das von methanotrophen Bakterien oxidiert wird.

Die Berechnungen erfolgen jeweils für Bundesländer.

N_2O-Emissionen aus Böden wurden für die Anwendung von Wirtschafts- und Mineraldüngern, Ausscheidungen beim Weidegang, für die Bewirtschaftung organischer Böden, für Ernterückstände, Leguminosenanbau und als Folge von Depositionen (aus landwirtschaftlichen Quellen) sowie Auswaschung und Oberflächenabfluss berechnet.

NO-Emissionen werden für die Anwendung von Wirtschafts- und Mineraldüngern berechnet, ebenso für Ausscheidungen beim Weidegang, für Ernterückstände und für Leguminosenanbau bestimmt.

Die Ergebnisse der Rechnungen sind in Tabelle 63 dargestellt. Danach nehmen die Emissionen von 1990 auf 2002 ab.

124 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
125 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
126 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model

Tabelle 63: N_2O- und NO-Emissionen E_{N2O},und E_{NO} aus landwirtschaftlich genutzten Böden. Angaben für Deutschland in Gg a^{-1} N_2O und Gg a^{-1} NO.

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
E_{N2O}	141	130	125	121	115	120	120	119	121	123	125	121	120
E_{NO}	65	59	57	55	51	54	55	54	55	56	57	55	54

Den größten Anteil an N_2O-Emissionen (30 %) aus Böden kann dem Einsatz von Mineraldüngern im Boden zugewiesen werden. Für die indirekten Emissionen aus der Auswaschung beträgt der Anteil an den N_2O-Emissionen 24 %, für Wirtschaftsdünger 16 %, für organische Böden 13 %. Der Rest setzt sich aus Weidegang, Leguminosen, Ernterückstand und den indirekten Emissionen der Deposition zusammen.

6.1.4.2 Methodische Aspekte (4.D)

Die Berechnungsmethoden folgen in den meisten Fällen den Vorgaben der einfacheren Methode, wie sie im CORINAIR-Handbuch beschrieben ist (EMEP, 2003). Spezifische Einzelheiten gehen aus den folgenden Abschnitten hervor. Die Anbauflächen werden aus der Offizialstatistik für jedes Jahr übernommen.

6.1.4.2.1 Methan-Konsumption von landwirtschaftlichen Böden (4.D)

Die Berechnung der CH_4-Deposition beruht auf einem Vorschlag von Boeckx und Van Cleemput (2001), die die verfügbaren Ergebnisse europäischer Messungen zusammenfassen. Unterschieden werden danach Grünlandflächen (EF_{CH4} = -2,5 kg ha^{-1} a^{-1} CH_4) und Ackerland (EF_{CH4} = - 1,5 kg ha^{-1} a^{-1} CH_4).

6.1.4.2.2 Emissionen von flüchtigen Kohlenwasserstoffen ohne Methan aus landwirtschaftlichen Böden und Kulturen (erste Schätzung) (4.D)

Die Größenordnung der NMVOC-Emissionen aus Pflanzen wurde anhand des im CORINAIR-Handbuch angegebenen Verfahrens geschätzt (EMEP, 2003). Hier werden für einige der Hauptfruchtarten flächenabhängige Emissionsfaktoren angegeben (Einzelheiten siehe DÄMMGEN et al, 2004, Teil 3, Kapitel 4.1.5).

6.1.4.2.3 Distickstoffoxid- und Stickstoffmonooxid-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (Düngeranwendung) (4.D)

Für die Berechnung wird angenommen, dass die Emission der beiden Gase den N-Einträgen ins System im Mittel proportional ist. Die N-Einträge aus Mineraldüngern werden der amtlichen Statistik entnommen, die Einträge aus Wirtschaftsdüngern folgen aus den Berechnungen der N-Flüsse im Wirtschaftsdünger-Management.

6.1.4.2.4 Distickstoffoxid- , Stickstoffmonooxid- und Ammoniak-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (Leguminosen) (4.D)

Die mit durch Leguminosen fixierten N-Mengen werden aus den Anbauflächen (DÄMMGEN et al., 2004, Teil 3, Kapitel 4) und nationalen Mittelwerten der flächenspezifischen N-Fixierung berechnet. Unterschieden werden:

Hülsenfrüchte	250	kg ha^{-1} N
Klee, Klee/Gras, Klee/Luzerne	200	kg ha^{-1} N
Luzerne	300	kg ha^{-1} N

Als Emissionsfaktoren werden verwendet:

NH_3	1,0	kg kg^{-1} N
N_2O	0,0125	kg kg^{-1} N
NO	0,007	kg kg^{-1} N

6.1.4.2.5 Distickstoffoxid- und Stickstoffmonooxid-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (Ernterückstände) (4.D)

Die mit den Ernterückständen im Boden verbleibenden N-Mengen werden aus der Anbaufläche und den kulturspezifischen N-Rückständen berechnet:

$$E_{N2O_{Crop}} = EF_{N2O} \cdot m_{N_{Crop}} \cdot A_{Crop}$$

mit
$E_{N2O, Crop}$ N_2O-Emission aus dem Anbau einer Feldfrucht
EF_{N2O} Emissionsfaktor
$m_{N, Crop}$ Stickstoffmenge in Ernterückständen
A_{Crop} Anbauflächen einer Feldfrucht

Die Rechnungen benutzen default-Emissionsfaktoren für die Berechnung der Emissionen aus Mineraldünger- und Wirtschaftsdünger-Anwendungen (IPCC et al, 1996b, Tabelle 4-19 und EMEP, 2003, B1010-15): EF_{N2O} = 0,0125 kg kg^{-1} N; EF_{NO} = 0,007 kg kg^{-1} N; EF_{N2} = 0,1 kg kg^{-1} N). Die gleichen Faktoren werden auch auf die in Ernterückständen gebundenen N-Mengen angewendet.

Die N-Mengen in den Ernterückständen gehen aus der folgenden Zusammenstellung hervor:

Weizen	17	kg ha^{-1} N
Roggen	14	kg ha^{-1} N
Wintergerste	12	kg ha^{-1} N
Sommergerste	9	kg ha^{-1} N
Hafer	14	kg ha^{-1} N
Triticale	12	kg ha^{-1} N
Körnermais	60	kg ha^{-1} N
Silomais	26,7	kg ha^{-1} N
Raps	15	kg ha^{-1} N
Zuckerrübe	22	kg ha^{-1} N
Futterrübe	0,11	kg ha^{-1} N
Klee, Klee-Gras, Klee-Luzerne	40	kg ha^{-1} N
Luzerne	158	kg ha^{-1} N
Gras	30	kg ha^{-1} N
Kartoffeln	10	kg ha^{-1} N

Die Anbauflächen sind bei DÄMMGEN et al. (2004, Teil 1, Kapitel 2.3.2.6) zusammengestellt.

6.1.4.2.6 Distickstoffoxid-Emissionen aus organischen Böden (4.D)

Die aus genutzten organischen Böden freigesetzten N_2O-Mengen werden nach der einfacheren Methode berechnet. Sie werden als flächenproportional angesehen. Die relevanten Flächen wurden aus Flächennutzungskarten und Bodenkarten durch Verschneiden ermittelt (Einzelheiten hierzu siehe DÄMMGEN et al., 2004, Kapitel 6.2). Als Emissionsfaktor wurde der Default-Faktor EF_{N2O} = 8 kg ha^{-1} a^{-1} N_2O-N verwendet (EMEP, 2003, B1020-22).

6.1.4.2.7 Distickstoffoxid-Emissionen aus beim Weidegang ausgeschiedenen Exkrementen (4.D)

Die aus dem Weidegang resultierenden Emissionen von N-Spezies werden aus den anteiligen Ausscheidungen auf der Weide bei der Behandlung der Wirtschaftsdünger nach dem Massenfluss-Verfahren für jede Tierart kreisweise berechnet und für die Bundesländer aufsummiert (Einzelheiten siehe DÄMMGEN et al., 2004, Teil 3, Kapitel 4.9).

Als Emissionsfaktoren werden verwendet (EMEP, 2003, B1010-13 und IPCC et al., 1996b, Tabelle 4-22):

NH_3	0,075 kg kg^{-1} N
N_2O	0,02 kg kg^{-1} N
NO	0,02 kg kg^{-1} N

6.1.4.2.8 Indirekte Distickstoffoxid-Emissionen als Folge atmosphärischer Deposition (4.D)

Indirekte N_2O-Emissionen ergeben sich aus der Deposition von reaktiven N-Spezies, die aus landwirtschaftlichen Quellen stammen. Einbezogen wurden die NH_3- und die NO-Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management, der Anwendung von Mineraldüngern, dem Leguminosen-Anbau und dem Weidegang. Die Emission wird als der emittierten Menge proportional angesehen. Als Emissionsfaktor wird der Default-Faktor EF_{N2O} = 0,01 kg kg^{-1} N verwendet (IPCC et al., 1996b, Tabelle 4-23).

6.1.4.2.9 Indirekte Distickstoffoxid-Emissionen als Folge von Auswaschung und Oberflächenabfluss (4.D)

Auswaschung und Oberflächenabfluss von N-Spezies führen zu N_2O-Bildung. Die Menge wird als der in den Boden eingetragenen N-Menge proportional angesehen. Als relevante Mengen werden die mit Leguminosen und Ernterückständen in den Boden gelangenden N-Mengen angesehen. Hiervon gelten im einfacheren Verfahren 30 % als auswaschbar. Der Emissionsfaktor beträgt EF_{N2O} = 0,025 kg kg^{-1} N_2O-N (IPCC et al, 1996b, Tabelle 4-23).

6.1.4.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (4.D)

Die Unsicherheiten sind in EMEP/CORINAIR (EMEP, 2003) dargestellt und gelten bis auf weiteres auch für Deutschland. Die dort ausführlich diskutierten Fehler lassen den Schluss zu, dass die Fehler bei den relevanten Flächen in der Größenordnung von 10 %, der Fehler bei den Emissionen in der Größenordnung von 50 % liegt. Die Zeitreihe ist konsistent.

6.1.4.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (4.D)

Die Daten werden auf Transkriptionsfehler zwischen den Originaldaten und den Kalkulationstabellen überprüft und auf Fehler bezüglich der Einheiten und Größenordnungen untersucht. Zukünftige QA/QC-Verfahren setzen die weitere Entwicklung der Methoden und die bessere Auflösung der Aktivitätsdaten voraus (siehe Kap. 6.1.1.4). Deutschland hat zur Zeit keine Zahlenbasis zur Beschreibung von Datenqualität bzw. Unsicherheiten.

6.1.4.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (4.D)

6.1.4.5.1 Methan-Konsumption von landwirtschaftlichen Böden (4.D)

Eine erste Schätzung der CH_4-Konsumption im Vorjahr benutzte einen nicht nach Senken differenzierten Faktor (EF_{CH4} = - 0,5 kg ha^{-1} a^{-1} CH_4), der zudem deutlich unter den jetzt angenommen lag. Die Unterschiede gehen aus Tabelle 64 hervor.

Tabelle 64: Vergleich der im NIR 2003 und im NIR 2004 verwendeten CH_4-Depositionen D_{CH4} in landwirtschaftlich genutzte Böden. Angaben für Deutschland in Tg a^{-1} CH_4.

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
NIR 2003	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	
NIR 2004	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03

6.1.4.5.2 Distickstoffoxid- und Stickstoffmonooxid-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (4.D)

Der Berechnungsansatz der im Vorjahr ermittelten N_2O-Emissionen aus dem Leguminosen-Anbau war nicht korrekt. Das vorliegende Inventar bedient sich der nach dem Massenfluss-Verfahren berechneten Werte für die N-Einträge in Böden.

Die letzte Auflage des CORINAIR-Handbuchs (EMEP, 2003) enthielt einen deutlich höheren Emissionsfaktor für NO als frühere Auflagen (EMEP, 2002): EF_{NO} = 0,007 kg kg^{-1} NO-Ngegenüber dem zuvor benutzten Faktor EF_{NO} = 0,003 kg kg^{-1} NO-N.

Die indirekten Emissionen als Folge von Auswaschung wurden erstmals berücksichtigt.

Die Zeitreihen für N_2O und NO wurden daher neu berechnet. Die Änderungen gehen aus den Tabelle 65 und Tabelle 66 hervor. Die N_2O-Emissionen in Böden sind durch die Berücksichtigung von Daten über Auswaschung und nationalen Daten für N-Einträge aus der Tierhaltung bei der Berechnung im Vergleich zu denen unter Verwendung der Default-Werte nach IPCC et al. (1996b) gestiegen. Die NO-Emissionen nahmen gleichfalls durch Umstellung der Methodik sowie nach Berücksichtigung der nationalen Daten für N-Einträge aus der Tierhaltung in Böden sowie zusätzliche Informationen über Anwendung von Wirtschaftsdünger, Leguminosen, Ernterückstände und Weidegang) zu.

Tabelle 65: Vergleich der im NIR 2003 und NIR 2004 verwendeten N_2O-Emissionen aus landwirtschaftlich genutzten Böden. Angaben für Deutschland in Tg a^{-1} N_2O.

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
NIR 2003	0,10	0,09	0,09	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,09	0,09	0,08	
NIR 2004	0,14	0,13	0,13	0,12	0,11	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12

Tabelle 66: Vergleich der im NIR 2003 und NIR 2004 verwendeten NO-Emissionen aus landwirtschaftlich genutzten Böden. Angaben für Deutschland in Tg a^{-1} NO.

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
NIR 2003	0,015	0,014	0,013	0,012	0,011	0,012	0,012	0,012	0,012	0,013	0,013	0,012	
NIR 2004	0,065	0,059	0,057	0,055	0,051	0,054	0,054	0,054	0,055	0,056	0,057	0,055	0,054

6.1.5 Brandrodung (4.E)

Brandrodung wird in Deutschland nicht praktiziert (not occuring).

6.1.6 Verbrennen von Ernterückständen auf der Fläche (4.F)

Das Verbrennen von Ernterückständen ist in Deutschland untersagt. Die genehmigten Ausnahmen lassen sich nicht erfassen. Sie werden als irrelevant angesehen (not occuring).

7 LANDNUTZUNGSÄNDERUNG UND FORSTWIRTSCHAFT (CRF SEKTOR 5)

Allgemein basieren die Berechnungen der Treibhausgasemissionen für Landnutzungänderungen und Forstwirtschaft (LUCF) auf der Verknüpfung von Emissionsfaktoren mit Aktivitätsdaten, die den Beitrag menschlicher Aktivitäten, die zu Emissionen oder zu Festlegungen führen, charakterisieren. Fehlende oder ungenügende Aktivitätsdaten für Landnutzung und Landnutzungsänderungen (LULUC) sind die schwerwiegendsten Hindernisse bei der THG-Berichterstattung für die Landwirtschaft. Gegenwärtig werden Methoden erarbeitet, um sicher zu stellen, dass zukünftige Berichtsanforderungen durch Zusammenstellung schon existierender Datenreihen und Schließen von Datenlücken erfüllt werden können. Die folgenden Kapitel zeigen die gegenwärtige Ausgangslage und schildern die Datenlage für holzige Biomasse, Landnutzungsänderung und organischen Bodenkohlenstoff.

7.1 Änderungen des Waldbestandes und sonstiger Biomassebestände (5.A)

Die Angaben beziehen sich auf Wald im Sinne der Definition der Bundeswaldinventur[127].

Sonstige mit Gehölzen bestockte Flächen („Other wooded land“), die dieser Walddefinition nicht entsprechen, sind nicht berücksichtigt. Über Kohlenstoffvorräte in Holzprodukten wird nicht berichtet.

7.1.1 Beschreibung der Quell-bzw. Senkengruppe (5.A)

CRF 5.A				
Hauptquellgruppe	**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2002- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
NO				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF6**	**N_2O**	**NOx**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[128] (EF)	CS									
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[129]										
Methode EF-Ermittlung[130]	CS/T2									

Wälder sind je nach Vorratsentwicklung eine Nettosenke oder eine Quelle für CO_2. Die grünen Pflanzen nehmen bei der Photosynthese CO_2 aus der Atmosphäre auf und legen den Kohlenstoff in Form von organischen Verbindungen in ihrer Biomasse fest. Die Photosynthese der Pflanzen ist daher eine CO_2-Senke.

127 „Wald i. S. der Bundeswaldinventur (BWI) ist, unabhängig von den Angaben im Kataster- oder ähnlichen Verzeichnissen, jede mit Forstpflanzen bestockte Grundfläche. Als Wald gelten auch kahlgeschlagene oder verlichtete Grundflächen, Waldwege, Waldwiesen, Wildäsungsplätze, Holzlagerplätze, im Wald gelegene Leitungsschneisen, weitere mit dem Wald verbundene Erholungseinrichtungen, zugewachsene Heiden und Moore, zugewachsene ehemalige Weiden, Almflächen und Hutungen sowie Latschen- und Grünerlenflächen. Heiden, Moore, Weiden, Almflächen und Hutungen gelten als zugewachsen, wenn die natürlich aufgekommene Bestockung ein durchschnittliches Alter von 5 Jahren erreicht hat und mindestens 50% der Fläche bestockt sind. In der Flur oder im bebauten Gebiet gelegene bestockte Flächen unter 1000 m2, Gehölzstreifen unter 10 m Breite und Weihnachtsbaum- und Schmuckreisigkulturen sowie zum Wohnbereich gehörende Parkanlagen sind nicht Wald im Sinne der BWI. Wasserläufe bis 5 m Breite unterbrechen nicht den Zusammenhang einer Waldfläche.“ (BML 1992)

128 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model

129 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)

130 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model

Bei der Atmung, beim Abbau abgestorbener Pflanzenteile durch Tiere, Pilze und Mikroorganismen und bei der Verbrennung von Biomasse wird dieses CO_2 wieder frei. Diese Vorgänge sind somit Quellen für CO_2. Der Kohlenstoff, der in dem bei der Holzernte dem Wald entzogenen Holz enthalten ist, wird über längere Zeiträume bei den verschiedenen Be- und Verarbeitungsstufen des Nutzholzes und zum Teil erst nach Jahrzehnten oder gar Jahrhunderten, am Ende der Nutzungsdauer der erzeugten Produkte als CO_2 in die Atmosphäre entlassen.

In der vom IPCC empfohlenen Methode zur Ermittlung der Nettoquelle oder – Senke aus der Waldbewirtschaftung wird vereinfachend angenommen, dass geerntetes Holz im Jahr der Holzernte vollständig in CO_2 übergeht. Nach diesem methodischen Ansatz, der auch in Deutschland angewendet wird, kann daher die Quellen- oder Senkenwirkung des Waldes aus einem Vergleich zwischen Zuwachs und Holzernte ermittelt werden. Dadurch wird methodenbedingt die Senkenfunktion des Waldes unterschätzt, da ein Teil des geernteten Holzes in dauerhafte Produkte (z.B. Möbel) übergeht und somit nicht im gleichen Jahr als CO_2 emittiert wird.

Der Vergleich zwischen Zuwachs und Holzernte ergibt für Deutschland z.Z. eine Zunahme der im Wald gespeicherten Biomassevorräte, d.h. es wird mehr C in der Vegetation eingebunden als durch die Holzernte aus dem Wald entfernt (und freigesetzt) wird. Der deutsche Wald ist gegenwärtig eine Nettosenke für CO_2.

Tabelle 67: Jährliche CO_2-Bindung im deutschen Wald

Jahre	Jährliche CO_2-Bindung [Mio. t]
1990-1994	33,69
1995-1999	33,40
2000-2002	25,40

Bei der Waldbewirtschaftung fallen in bescheidenem Umfang auch Emissionen aus fossilen Energieträgern, wie z.B. aus dem Verbrauch von Treibstoffen für den Betrieb von Forstmaschinen an. Diese sind in Kapitel 3.1.13 berücksichtigt.

Die in diesem Kapitel des Treibhausgasinventars benötigten Aktivitätsdaten sind die Waldfläche, der durchschnittliche jährliche Biomassezuwachs in t Trockenmasse je Hektar sowie die jährliche Holzernte in Kilotonnen (kt) Trockenmasse.

7.1.2 Methodische Aspekte (5.A)

Die Angaben zur Waldfläche stammen aus der Bundeswaldinventur (BWI I) für die alten Bundesländer (BML, 1992) und dem Datenspeicher Waldfonds für die neuen Bundesländer (BML, 1994) und beziehen sich auf den Stand um 1990. Seither eingetretene Flächenänderungen durch Umwandlung von Wald in eine andere Nutzungsart und Erstaufforstung sind nicht berücksichtigt. Die Waldfläche Deutschlands beträgt 10,74 Mio. ha. Hiervon sind 10,4 Mio. ha Holzbodenfläche, das ist der Teil der Waldfläche, der mit Forstpflanzen bestockt ist und der Holzproduktion dient. Der Rest entfällt auf sog. „Nichtholzboden“, hierzu gehören z.B. Waldwege, Waldwiesen, Holzlagerplätze, Leitungsschneisen oder im Wald liegende Erholungseinrichtungen.

Die Holzbodenfläche wird weiter unterteilt in Wirtschaftswald und „unproduktive Waldfläche“. Letzteres sind Flächen, mit einem jährlichen Holzzuwachs von weniger als 1 m^3/ha; dazu gehören z.B. Latschen- und Grünerlenfelder im Gebirge, Strauchflächen und sonstige gering bestockte oder wenig produktive Waldflächen. Bei der BWI I wurden in den alten

Bundesländern rund 180.000 ha derartige Standorte gefunden; für die neuen Bundesländer liegen diese Angaben nicht vor.

Rund 80.000 ha entfielen auf Blößen, d.h. Flächen, die zum Aufnahmezeitpunkt vorübergehend unbestockt (z.B. abgeerntet oder durch Naturereignisse zerstört und noch nicht wieder aufgeforstet) waren. Die produktive bestockte Waldfläche betrug somit 10,144 Mio. ha (siehe Abbildung 28 und Tabelle 68); hierauf beziehen sich die nachfolgend dargestellten Zuwachs- und Holzerntedaten.

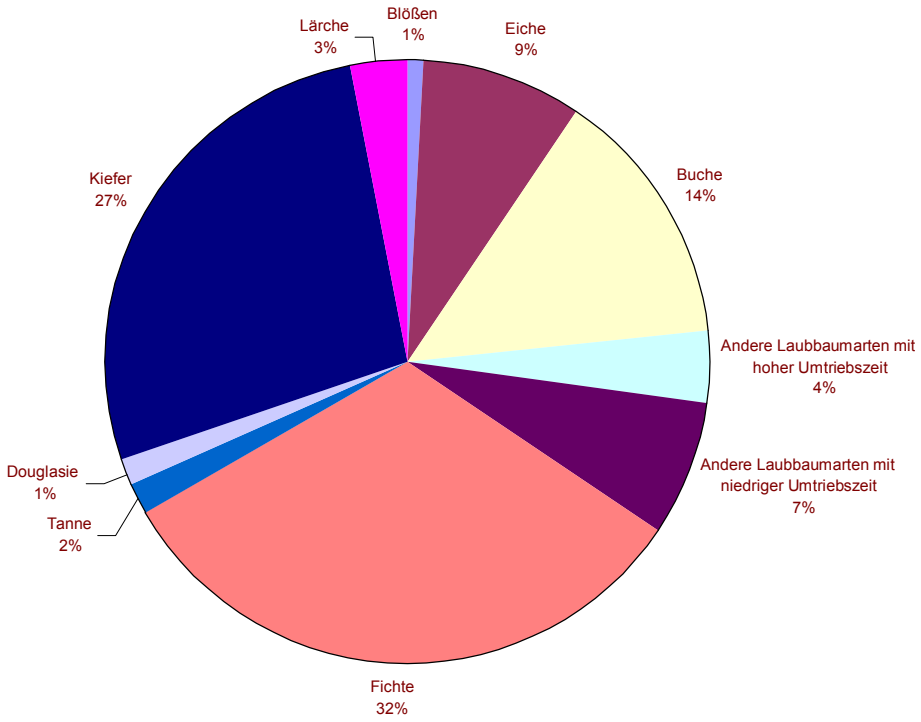


Abbildung 28: Baumartenanteile an der produktiven Waldfläche

Tabelle 68: Überblick über die Waldfläche 1990

Baumart	**Fläche (ha)**
Eiche[131]	876.476
Buche[132]	1.424.206
Andere Laubbaumarten mit hoher Umtriebszeit[133]	397.860
Andere Laubbaumarten mit niedriger Umtriebszeit[134]	744.835
Fichte[135]	3.299.281
Tanne[136]	160.277
Douglasie[137]	133.683
Kiefer[138]	2.807.175
Lärche[139]	300.088
Summe bestockte produktive Waldfläche	**10.143.881**
Blößen	81.604
Summe produktive Waldfläche	**10.225.485**
unproduktiver Wald	182.252
Nichtholzboden	332.908
Gesamtwaldfläche	**10.740.645**

Die genannten Flächen sind nicht mit Reinbeständen der genannten Baumarten gleichzusetzen, sondern entsprechen der Summe der auf die jeweilige Baumart entfallenden Fläche, wobei die Baumarten in verschiedenen Mischungsarten- und Mischungsformen vorkommen. Es war daher nicht möglich, die Fläche entsprechend der Vorgabe des Common Reporting Format in Nadelbaum- und Laubbaumbestände zu trennen. Stattdessen wurde die gesamte produktive bestockte Waldfläche in einer Zeile „*Laub- und Nadelbäume*“ zusammengefasst.

Die Berechnung erfolgte entsprechend der IPCC-Methode aus dem Vergleich von Holzzuwachs und Holzernte. Entsprechend der IPCC-Default-Methode wurde angenommen, dass der im geernteten Holz enthaltene Kohlenstoff im Jahr der Holzernte vollständig als CO_2 freigesetzt wird.

Alle Angaben beziehen sich auf die oberirdische holzige Biomasse. Wurzeln und Stöcke wurden weder beim Zuwachs noch bei der Holzernte berücksichtigt. Blätter, Nadeln und Bodenvegetation sind nicht berücksichtigt.

Die Schätzung des Zuwachses erfolgte mit in Deutschland gebräuchlichen Ertragstafeln. Für die erforderlichen Umrechnungen von Holzvolumen- in Masseeinheiten und in Gesamtbiomasse wurden baumartenspezifische Expansions- und Umrechnungsfaktoren herangezogen, die von verschiedenen Autoren für die Anwendung in Mitteleuropa veröffentlicht wurden. Durch die Herleitung aus baumarten- und landesspezifischen Schätzwerten entsprechen die angewandten Emissionsfaktoren weitgehend einem Tier-2 Ansatz; nur für den Kohlenstoffgehalt der Gesamtbiomasse wurde auf den IPCC-Schätzwert 0,5 zurückgegriffen.

131 Alle Eichenarten inkl. Roteiche
132 Fagus sylvatica
133 Hainbuche, Esche, Bergahorn, Spitzahorn, Feldahorn, Linden, Ulmen, Kirsche, Robinie, Esskastanie, Elsbeere (Carpinus betulus, Fraxinus excelsior, Acer platanoides, A. pseudoplatanus, A. campestre, Tilia spec., Ulmus spec., Prunus avium, Robinia pseudacacia, Castanea sativa, Sorbus torminalis)
134 Birke, Erle, Pappel, Balsampappel, Weide, Vogelbeere (Betula spec., Alnus, Populus, Salix, Sorbus aucuparia) u.a. andere nicht im Baumartenkatalog erwähnte Laubbäume
135 Alle Picea-Arten und alle anderen nicht gesondert aufgeführten Nadelbaumarten
136 alle Tannenarten (*Abies spec.)*
137 Pseudotsuga menziesii
138 alle Kiefernarten(*Pinus spec.)*
139 alle Lärchenarten(*Larix spec.)*

7.1.2.1 Herleitung des Zuwachses

Im *Common Reporting Format* (CRF) wird die Angabe des Zuwachses in t Trockenmasse je ha verlangt. Im Folgenden wird die Herleitung dieser Zahl in 5 Schritten beschrieben.

1. Schritt: Ermittlung des Zuwachses in Vfm_D (Vorratsfestmeter Derbholz):
In der Forstwirtschaft wird der Zuwachs üblicherweise in Vorratsfestmeter je Hektar angegeben, in Deutschland als Vorratsfestmeter Derbholz mit Rinde. Derbholz sind Stamm- und Astholz von 7cm Durchmesser und dicker. Dünneres Holz wird als Reisig bezeichnet.

Der Zuwachs wurde nach Baumarten getrennt unter Berücksichtigung der bei der Bundeswaldinventur gemessenen Parameter und der Altersklassenverteilung im Stichjahr 1990 mit Hilfe von Ertragstafeln geschätzt (siehe Tabelle 69).

Tabelle 69: Laufender Zuwachs (Vfm_D/ha*Jahr)

Baumart	Zuwachs	Ertragstafel	Länder
Eiche	6,1	Erteld 1961	BB, MV, SN, ST, TH
		JÜTTNER 1955	BW, BY, HE, NI, NW, RP, SL, SH
Buche	8,9	SCHOBER 1967, mäßige Durchforstung	BW, BY, HE, NI, SW, RP, SL, SH
		DITTMAR, KNAPP, LEMBCKE 1983, mittlere Stammzahlhaltung	BB, MV, SN, ST, TH
Andere Laubbaumarten mit hoher Umtriebszeit	4,6	WIMMENAUER 1919	alle
Andere Laubbaumarten mit niedriger Umtriebszeit	4,0	SCHWAPPACH 1903/29	BW, BY, BB, HE, NI, NW, RP, SL, ST, SH
		MITSCHERLICH 1945	MV, SN, TH
Fichte	11,4	WENK, GEROLD, RÖMISCH 1984	BB, MV, SN, ST, TH
		WIEDEMANN 1936/42	BW, BY, HE, NI, NW, RP, SL, SH
Tanne	8,3	HAUSSER 1956	alle
Douglasie	8,9	BERGEL 1985	BW, BY, HE, NI, NW, RP, SL, SH
		SCHOBER 1956	BB, MV, ST, TH
Kiefer	6,9	WIEDEMANN 1943	BW, BY, HE, NI, NW, RP, SL, SH
		DITTMAR, KNAPP, LEMBCKE 1975	BB, MV, SN, ST, TH
Lärche	8,4	SCHOBER 1946	Alle

2. Schritt: Hochrechnung des Derbholzzuwachses in Zuwachs des oberirdischen Holzvolumens (Baumholzzuwachs):
Der Zuwachs an oberirdischem Holzvolumen (Baumholzzuwachs) wurde aus dem Derbholzzuwachs mit Expansionsfaktoren hergeleitet. Sie wurden aus dem von BURSCHEL et al. (1993) publizierten durchschnittlichen Expansionsfaktor von 1,45 abgeleitet (siehe Tabelle 70), indem Wurzelanteile von 21,2% für Laubbäume und 31,4% für Nadelbäume abgezogen wurden. Wurzelbiomasse sowie Blätter und Nadeln wurden nicht berücksichtigt.

Tabelle 70: Expansionsfaktoren für die Umrechnung Derbholz in Baumholzvolumen

Baumart	Expansionsfaktor [m3/VfmD]
Nadelbäume	1,14
Laubbäume	1,24

3. Schritt: Umrechnung des Holzvolumens (m³) in Trockenmasse (t):
Hierzu wurde die Raumdichte (siehe Tabelle 71) der wichtigsten Holzarten herangezogen. Die Raumdichte gibt die Trockenmasse bezogen auf das Frischvolumen an. Da Holzerntedaten nur für die vier Holzartengruppen Eiche, Buche (inkl. anderes Laubholz), Fichte (inkl. Tanne und anderes Nadelholz) sowie Kiefer/Lärche vorliegen, mussten die anderen Baumarten für die Berechnungen diesen Holzartengruppen zugeordnet werden; aus Gründen der Vergleichbarkeit auch beim Zuwachs.

Tabelle 71: Raumdichte (t Trockenmasse/m^3 Frischvolumen)

Eiche	Buche inkl. andere Laubhölzer	Fichte inkl. Tanne, Douglasie, andere Nadelhölzer	Kiefer inkl. Lärche
0,56	0,55	0,37	0,43

(nach KNIGGE , SCHULZ, 1966)

4. Schritt: Umrechnung von Trockenmasse in t Kohlenstoff:
Es wird ein Kohlenstoffgehalt von 0,5 t Kohlenstoff/t Trockenmasse unterstellt.

5. Schritt: Kohlenstoffeinbindung in D: Summe und Hektarwert:
Für jede Baumart bzw. Baumartengruppe erfolgte die Berechnung nach folgender Formel:

Fläche (ha)*Zuwachs (VfmD/ha)*Expansionsfaktor (m3/ VfmD) *Raumdichte (tTM/ m3) *0,5(tC/tTM)

In der Summe über alle Baumarten ergibt sich ein jährlicher Zuwachs von 43.295.560 t Trockenmasse. Geteilt durch die bestockte produktive Waldfläche ergibt dies 4,27 t Trockenmasse je ha und Jahr.
Damit ergibt sich eine Kohlenstoffaufnahme von 21.647,78 Gg C pro Jahr für Deutschland oder 2,13 tC/ha*a.

Dem steht die Freisetzung durch die Holzernte gegenüber.

7.1.2.2 Holzernte

Unter Holzernte wird hier jegliche Holzentnahme einschließlich Durchforstungen und Zwangsnutzungen verstanden. Die Holzerntedaten wurden aus der Einschlagsstatistik entnommen. Hieraus wurden Durchschnittswerte für jeweils 5 Jahre gebildet (1990-1994, 1995-1999); vom jüngsten zu betrachtenden Zeitabschnitt 2000-2004 liegen bis jetzt erst die Daten 2000 bis 2002 vor. Der gegenüber den Zeiträumen 1990-94 und 1995-99 erhöhte Wert für 2000 bis 2002 ist Folge eines schweren Orkans im Dezember 1999. Die vom Sturm geworfenen und beschädigten Bäume wurden v.a. im Jahr 2000 aufgearbeitet und sind daher in die Einschlagsstatistik dieses Jahres eingegangen.

Die Holzerntedaten gegliedert nach Holzartengruppen wurden der Einschlagsstatistik entnommen.

Tabelle 72: Holzernte nach Holzerntengruppen

	1990 - 1994		1995 – 1999		2000 - 2002	
Holzartengruppen	**m³ p. Jahr**	**Biomasse t TM**	**m³ p. Jahr**	**Biomasse t TM**	**m³ p. Jahr**	**Biomasse t TM**
Eichen	1.086.200	1.139.682	1.336.200	1.401.991	1.686.000	1.769.014
Buche u.a. Laubhölzer	6.161.000	5.653.515	7.452.600	6.838.725	8.448.000	7.752.134
Fichte u.a. Nadelhölzer	25.930.400	13.937.702	21.048.800	11.313.821	26.017.333	13.984.429
Kiefer/Lärche	6.380.600	4.188.978	8.412.400	5.522.890	9.039.000	5.934.264
Summe	**39.558.200**	**24.919.876**	**38.250.000**	**25.077.428**	**45.190.333**	**29.439.842**

Nicht nur Reisig bleibt als Schlagraum im Wald zurück, sondern auch unverwertbares Derbholz. Um dem Rechnung zu tragen, wurde das der Einschlagstatistik entnommene Erntemaß in stehenden Vorrat umgerechnet. Die übrigen Expansions- und Umrechnungsfaktoren sind die gleichen, wie die beim Zuwachs beschriebenen. Die unter „*Biomasse*“ aufgeführten Werte, die in das Feld „*Total biomass removed in Commercial Harvest*“ des CRF übernommen wurden, schließen daher den im Wald zurückgelassenen Schlagraum mit ein.

7.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (5.A)

Die Unsicherheiten der Volumen- und Flächenangaben aus der Bundeswaldinventur I (Stichjahr 1987) sind geringfügig. Der Stichprobenfehler für Volumenangaben der Baumartengruppen bewegt sich zwischen 1 und 3 %. Der Flächenfehler liegt bei ca. 1 %. Damit sind die Unsicherheiten zur Vorratsabschätzung als vernachlässigbar einzustufen. Für die Zuwachsschätzungen können keine Genauigkeitsangaben gemacht werden, da diese wie oben beschrieben aus Ertragstafelschätzungen hergeleitet wurden.

Für das Gebiet der neuen Länder können keine Genauigkeitsangaben gemacht werden, da diese Angaben nicht aus Stichprobenverfahren hergeleitet wurden. Für die weiteren Umrechnungsschritte kann kein Fehlerrahmen angegeben werden, weil keine Angaben zum Fehler der benutzten Umrechnungs- und Expansionsfaktoren vorliegen.

Der Zuwachs wurde aus Ertragstafeln geschätzt, weil bisher nur eine Waldinventur auf Stichprobenbasis erfolgt ist. Die **Waldfläche** und die **Baumartenanteile** beziehen sich dabei auf das Jahr 1990. Seither erfolgte Abgänge (Umwandlung in eine andere Nutzungsart), Zugänge durch Aufforstung und natürliche Sukzession sowie Verschiebungen in der Baumartenzusammensetzung sind nicht berücksichtigt, da hierüber keine bundesweit aggregierten Daten vorliegen.

Die **Holzerntedaten** stammen aus heterogenen Quellen und sind mit unterschiedlichen Mess- und Schätzmethoden hergeleitet worden: Bei qualitativ hochwertigem Stammholz wird i.d.R. das Volumen am einzelnen Stamm gemessen. Bei Industrieholz kommen auch Stichprobenverfahren (z.B. Mantelvermessung) und Werkseingangsvermessung nach Gewicht (atro und lutro) vor. Schichtholz (Brennholz und Industrieholz in kurzer Form) wird in Raummeter gemessen. Holzerntemengen im Privatwald werden z.T. geschätzt. Für Zwecke der Statistik wurden alle in anderen Maßeinheiten gemessenen oder geschätzten Werte in

Kubikmeter umgerechnet. Unsicherheit besteht hinsichtlich der Holzmengen, die von Privatwaldbesitzern für den Eigenbedarf genutzt werden.

7.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (5.A)

Für die Bundeswaldinventur I (Stichjahr 1987) wurden Methoden der Qualitätssicherung/-kontrolle angewendet. Mindestens 5 % der Waldtrakte wurden von Kontrollpersonal geprüft (BML, 1986). Alle Berechnungen der BWI wurden durch Länder und Experten geprüft. Ein Qualitätssicherungsverfahren für die weiteren Berechnungsschritte zur Ableitung der Kohlenstoffspeicherung wurde noch nicht entwickelt.

In letzter Zeit wurden Schätzungen über die Kohlenstoffspeicherung in den deutschen Wäldern vorgelegt (FAO, 2000 und DIETER et al, 2002). Beide Schätzungen liegen erheblich über den im Treibhausgasinventar angegebenen Werten. Bei FAO ist dies vor allem auf die Verwendung des IPCC-Schätzwertes 1995 für die Holzdichte von 0,5 t/m³ zurückzuführen. Dieser Wert ist im Lichte des hohen Nadelholzanteils, insbesondere der Fichte, an Zuwachs und Holzernte zu hoch. Außerdem wurde die Wurzelbiomasse mit einbezogen. In der Arbeit von DIETER et al werden zusätzliche Kompartimente wie z.B. Blätter und Nadeln, die Baum- und Strauchunterschicht sowie die Wurzelbiomasse in die Schätzung mit einbezogen. Für die Berechnungen wurden etwas höhere Expansionsfaktoren und auch höhere Werte für die Holzdichte unterstellt.

Keine der genannten Arbeiten eignet sich für eine vollständig unabhängige Überprüfung, denn sie beruhen auf denselben von der BWI I abgeleiteten Zuwachsschätzungen wie die im Treibhausgasinventar verwendeten Daten. Eine Überprüfung und Weiterentwicklung der Schätz- und Berechnungsmethoden ist nach Vorliegen der Ergebnisse der 2. Bundeswaldinventur (BWI II) vorgesehen.

7.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (5.A)

Im Treibhausgasinventar 2004 erfolgten keine Rückrechnungen.

7.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (5.A)

Eine wesentliche Verbesserung der Datengrundlage wird von der zur Zeit laufenden zweiten Bundeswaldinventur (BWI II, Stichjahr 2002) erwartet, die zur Zeit ausgewertet wird. Die Ergebnisse werden Ende 2004 vorliegen. Für ganz Deutschland liegen dann aktuelle und zuverlässige Daten über den Wald vor.

Für die *alten* Bundesländer werden folgende Angaben aufgrund von Messungen auf einem systematischen Stichprobennetz vorliegen:

- die Waldflächenveränderung und
- die Vorratsveränderung zwischen 1987 und 2002, Zuwachs- und Holzerntedaten.

Für die *neuen* Bundesländer, die der Bundesrepublik Deutschland 1990 beigetreten sind, stellt die BWI II die Erstinventur nach diesem Verfahren dar. Dort können Zuwachs und Vorratsveränderung bis zur nächsten Inventur nur aufgrund der bei der BWI II ermittelten Waldstruktur geschätzt werden. Von der BWI II werden jedoch wichtige Erkenntnisse für eine Verbesserung der Schätzung erwartet.

Anlässlich der Prüfung des Dritten Nationalberichts Deutschlands nach der Klimarahmenkonvention im September 2003 wurde vom Überprüfungsteam darauf hingewiesen, dass die Darstellung der Änderungen in Wäldern als fünfjährige Mittelwerte nicht den Vorgaben der IPCC-Richtlinien entspricht. Wegen der in Zukunft ohnehin anstehenden Neuberechnung der Inventare unter Verwendung der Ergebnisse der zweiten Bundeswaldinventur wurde jedoch davon abgesehen, die Präsentation der alten, die BWI-II-Ergebnisse noch nicht berücksichtigenden Daten zu verändern.

7.2 CO_2 Emissionen und Festlegungen im Boden (5.D)

Für den vorliegenden Bericht wurden erstmalig und vollständig für die deutsche Landwirtschaftsfläche die Kohlenstoffvorräte der organischen und mineralischen Böden sowie die CO_2-Emissionen aus denselben abgeschätzt. Durch die Rekonstruktion der CO_2-Emissionen des Jahres 1991 wurden in Verbindung mit den aktuellen CO_2-Emissionswerten und denjenigen aus der Bodenkalkung die CO_2-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden für den Zeitraum 1990 – 2002 berechnet.

7.2.1 Beschreibung der Quell- und Senkengruppe (5.D)

CRF 5.D					
Hauptquellgruppe	**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2002- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	NO				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[140] (EF)	CS									
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[141]										
Methode EF-Ermittlung[142]	CS									

Die Freisetzung oder Festlegung von CO_2 in Böden wird im wesentlichen vom Umsatz des im Boden gespeicherten organischen Kohlenstoffs (C_{org}) bestimmt. Eine Freisetzung von CO_2 erfolgt auch aus anorganischen Quellen, wie den natürlich vorkommenden Karbonaten oder zugeführtem Kalk (Kalkung). Gemäß CRF sind nur die Emissionen aus der Kalkung zu berichten. Änderungen im C-Vorrat der Böden finden hauptsächlich in den obersten Bodenschichten (Bearbeitungshorizont, Hauptwurzelraum) statt. Sie sind das Ergebnis der Einstellung eines Fließgleichgewichtes zwischen der Zufuhr von organischem Kohlenstoff durch Photosynthese in den Pflanzen und biologischen Abbauprozessen im Boden. Die gezielte Beeinflussung des Pflanzenwachstums ist der Kernbereich landwirtschaftlicher Aktivitäten. Dabei ist die kleinste landwirtschaftliche Einheit, die in der Regel einheitlich bewirtschaftet wird, der Schlag.

Ein Schlag kann mehrere Bodenarten umfassen. Bestimmende Größen für den C-Gehalt sind nach IPCC (1996) die sogenannten „Managementfaktoren“, wie angebaute Pflanzenart, Art der Bodenbearbeitung, Menge und Art der Nährstoffzufuhr (Düngung) der Pflanzen und das Klima.

140 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
141 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
142 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model

Diese Informationen werden derzeit in Deutschland nicht flächendeckend und nach Bodenarten differenziert erfasst. Gemäß CRF sind die Netto Kohlenstoffflüsse auf Basis einer gleitenden 20 Jahresdifferenz zu ermitteln.

Die landwirtschaftliche Nutzung organischer Böden (Nieder- und Hochmoore) stellt einen schwerwiegenden Eingriff in den C-Haushalt dieser Böden dar, der zu lang andauernden, erheblichen Verlusten von C in Form von CO_2 an die Atmosphäre führt. Bedingt durch die Entwässerung kommt es zu einer schnellen Oxidation der organischen Substanz. Dieser Prozess kann bis zum vollständigen Verlust des organischen Horizontes (Torfkörpers) andauern. Durch Bearbeitung wird der Verlust in der Bearbeitungsschicht durch Eintritt weniger oxidierter Substanz von unten ersetzt, bis der organische Horizont aufgebraucht ist. Eine von der Nutzungsintensität abhängige neue Fließgleichgewichtseinstellung wie bei mineralischen Böden erfolgt nicht. Die einzige Möglichkeit diesen Prozess zu stoppen ist die Wiedervernässung, die falls anhaltend, zu einer erneuten C-Einbindung führen kann.

Durch die Kalkung von Böden kommt es, infolge der Auflösung des Kalkes, zu einer Freisetzung von CO_2. Die Ermittlung der ausgebrachten Kalkmengen erfolgt anhand der Daten aus der Düngemittelstatistik über Inlandsverkäufe von Mineraldüngern, die Kalk und andere Nährstoffe enthalten. Sie werden angegeben in t der Nährstoffe oder in t der Oxide (z. B. CaO) mit folgenden Unterscheidungen:

- Düngeart
- für Kalk: Nutzung für Land- oder Forstwirtschaft
- Bundesstaaten.

Die Daten werden jedes Vierteljahr und pro Wirtschaftsjahr (Juli/Juni) als amtliche Statistik mit Auskunftspflicht erhoben. Jährliche Daten können von den aufsummierten vierteljährlichen Daten abweichen, weil Abschlussmeldungen der meldepflichtigen Unternehmen bei der Aufbereitung für das Wirtschaftsjahr berücksichtigt werden, die von den bereits gemeldeten Vierteljahresangaben abweichen können.

7.2.2 Methodische Aspekte (5.D)

Um über Emissionen und Festlegungen von CO_2 in Böden infolge von LUCF berichten zu können, müssen sowohl Änderungen des C_{org}-Gehaltes in Wald- als auch in landwirtschaftlichen Böden berechnet werden. Da nicht genügend direkte CO_2 Flussmessungen verfügbar sind, ist der C-Bilanz Ansatz derzeit die einzige Alternative. Aktivitätsdaten müssen für diesen Zweck weiter untergliedert werden in Bodenkategorien oder –typen und müssen noch weiter nach den Bewirtschaftungsarten unterteilt werden. Der von der IPCC geforderte Klimatyp hat außerhalb des Default-Verfahrens keine Relevanz. Um eine Änderung des Vorrats zu beschreiben, sind zwei Serien von Aktivitätsdaten zu verschiedenen Zeitpunkten Voraussetzung. Das Hauptproblem ist die Zusammenstellung der benötigten Daten (Aktivitätsdaten und bodenkundliche Parameter), die z.T. zwar den Qualitätsanforderungen - entsprechend einem Tier 3 (vor allem naturkundliche Daten)– Ansatz vorhanden sind, jedoch von unterschiedlichen öffentlichen und nicht öffentlichen Körperschaften auf unterschiedlichen Verwaltungsebenen (Bund, Länder, Bezirke, Kommunen) vorgehalten werden.

Aktivitätsdaten zu Managementfaktoren im Sinne der IPCC-Guidelines (IPCC et al, 1997) werden in Deutschland nicht erhoben und können derzeit bei der Abschätzung der Kohlenstoffvorräte nicht berücksichtigt werden. In der Regel wird in Deutschland gepflügt

und ein mittlerer bis hoher Input dürfte üblich sein, so dass im Rahmen des IPCC Default-Verfahrens mit Faktoren zwischen 1,0 - 1,2 zu rechnen wäre.

7.2.3 Genutzte Daten für die vorläufige C-Vorratsänderungsschätzung

Die räumliche Verteilung der Bodengesellschaften in Deutschland steht derzeit als digitale Bodenkarte 1: 1 000 000 (BGR, 1997) zur Verfügung. Die Bodenkarte beruht auf der proportionalen Zuordnung von diskreten (an Einzelpunkten in der Landschaft gewonnenen) Profilinformationen zu Flächeneinheiten (Polygonen) der Karte. Die Profile liefern quantitative Informationen zu einer Vielzahl gemessener Kenngrößen. Diese waren Grundlage zur Abschätzung der Kohlenstoffvorräte der landwirtschaftlichen Böden. Zur Berechnung wurden der Karte bzw. Legende die konkrete Maßzahl für den C_{org}-Gehalt, die Humus-, Rohdichte- und Skelettklassen sowie die Profilbeschreibung und Horizontierung des jeweiligen Leitprofils der 72 Leitbodeneinheiten entnommen. Ausgehend von diesen Daten wurde unter Annahme, dass die der Karte entnommenen Werte repräsentativ für die gesamte Legendeneinheit sind, die Berechnung der C_{org}-Vorräte vorgenommen. Hierfür wurden die C_{org}-Gehalte mit den jeweiligen Rohdichten und Horizontmächtigkeiten multipliziert und anschließend der Skelettanteil abgezogen. Die Horizontvorräte wurden bis 30 cm Tiefe addiert.

Die Fehlerabschätzung erfolgte über die der jeweiligen Legendeneinheit nach KA 4 (ARBEITSGRUPPE BODEN, 1994) zugeordneten Humus-, Rohdichte- und Skelettklassen. Es wurde ein Minimalwert (je nach Klasse geringst möglicher C_{ORG}-Gehalt, geringst mögliche Lagerungsdichte, maximaler Skelettgehalt) und Maximalwert (je nach Klasse maximaler C_{ORG}-Gehalt, maximale Lagerungsdichte, minimaler Skelettgehalt) berechnet und somit die Spannweite bestimmt.

Die Zuordnung der einzelnen Bodeneinheiten zu den Landkreisen sowie zur jeweiligen Landnutzungseinheit erfolgte mittels eines Geo-Informations-Systems. Verschnitten wurde die BUEK 1000 (BGR, 1997) mit den Polygonen der Kreisgrenzen und den CORINE Landcover Landnutzungsklassen (1997). Für jeden der so entstandenen Polygone wurde der Kohlenstoffvorrat bis 30 cm Tiefe berechnet und entsprechend der Landnutzung (Ackerland, Grünland, Landwirtschaftliche Fläche heterogener Struktur) auf Kreisebene summiert. Durch Division mit der Flächensumme wurde so ein gewichteter Kohlenstoffvorrat bezgl. der Bodeneinheit in t/ha * 30 cm für jede Landnutzungsklasse auf Kreisebene bestimmt und als Vergleichswerte die Vorratssummen auf Kreis und Bundesebene gebildet.

Zur Bestimmung der Landnutzung im aktuellen und im Basisjahr wurden die Daten der Bodennutzungshaupterhebung (BOHE) herangezogen. Vollerhebungen werden alle vier Jahre durchgeführt, die erste flächendeckende für das wiedervereinigte Deutschland erfolgte 1991 (DESTATIS, 1992b). Daher wurden die mit der BOHE 1991 erhobenen Landnutzungsklassen dem Basisjahr zugrunde gelegt. Da die Daten von 2003 noch nicht zugänglich sind (Verfügbarkeit voraussichtlich Ende 2004), wurden die Landnutzungsklassen der letzten ausgewerteten Vollerhebung 1999 (DESTATIS, 2000b) für den aktuellen Stand herangezogen. Die Daten der BOHE sind aus Gründen des Datenschutzes anonym, nicht georeferenziert und nur aggregiert für unterschiedliche Verwaltungsebenen erhältlich. Für diesen Bericht wurde die Kreisebene als Aggregierungsstufe gewählt, da die Bodenkarte für eine weitere räumliche Disaggregierung zu grob ist. Von den Erhebungsparametern der BOHE beschreiben Ackerland, Grünland und Gartenland die landwirtschaftlich genutzte Fläche; zuzüglich des Brachlandes ergibt sich die Landwirtschaftsfläche. Beim Bezug von

BOHE auf CORINE, wurden Gartenland und Brache der BOHE der CORINE – Klassifikation „landwirtschaftliche Fläche heterogener Struktur“ zugeschlagen. Die Flächen der einzelnen Landnutzungsklassen wurden den jeweiligen Kreisen zugeordnet und auf dieser Ebene mit dem für jede Bodeneinheit und Landnutzungsklasse ermittelten gewichteten Kohlenstoffvorrat, dessen Minimum und Maximum multipliziert. Dies ergab den Kohlenstoffvorrat und dessen Spannweite auf Kreisebene. Vereinzelte Datenlücken bezgl. fehlender Flächenanteile einzelner Landnutzungsformen wurden mit den Daten von CORINE-Landcover ausgefüllt.

7.2.3.1 Nutzungsänderungsbedingte C-Vorratsänderungen in Böden

Anhand der Unterschiede in den Landnutzungsklassen zwischen 1991 und 1999 sollten ursprünglich mittels eines mathematischen Modells, basierend auf den C-Vorräten (siehe 7.2.3), diejenigen für das Jahr 1999 berechnet werden. Dies war aber im Berichtsjahr nicht möglich, da nur die absoluten Unterschiede in den Landnutzungsformen mittels der BOHE-Daten zu ermitteln waren, jedoch nicht die Konversion zwischen den Klassen. Hierfür hätte es zumindest der Daten der Flächenerhebung (FE) (DESTATIS, 1994, 2002b) bedurft. Diese lagen den Autoren zum Berichtstermin, abgesehen von den Gesamtflächensummen für Deutschland, noch nicht vor. So wurde auch für 1999 der Kohlenstoffvorrat mit den gewichteten Vorratswerten berechnet. Da die landwirtschaftlich genutzte Fläche der BOHE 8,4 % geringer ist als die Landwirtschaftsfläche der FE, wurden die für die Flächen der BOHE berechneten Kohlenstoffvorräte auf das Niveau der FE bezogen, welches die tatsächliche Liegenschaftsfläche widerspiegelt.

7.2.3.2 Mineralisierung organischer Böden

Die Fläche sowie der Flächenanteil an der jeweiligen Landnutzungsform und der Kohlenstoffvorrat der organischen Böden (hier Nieder- und Hochmoore (Leitbodenassoziation 6 und 7 aus BÜK 1000) wurden mittels CORINE – Landcover und der BÜK 1000 ermittelt (vergleiche Kap. 7.4.3). Über das Flächenverhältnis zu anderen Bodenformen auf Kreis- bzw. Bundesebene, wurden die Moorflächen anteilig auf die Landwirtschaftsflächen der BOHE 1991/1999 (DESTATIS, 1992b, 2000) umgerechnet und durch Multiplikation mit dem C_{org}.-Vorrat/ha*30 cm der gesamte Kohlenstoffvorrat für die Moorböden unter landwirtschaftlicher Nutzung berechnet. Der Verlust an Kohlenstoff durch den absoluten Flächenverlust findet sich in der Gesamtrechnung wieder. Zur Abschätzung der CO_2-C – Mineralisation wurden Werte aus der Literatur zugrunde gelegt. MUNDEL (1976), AUGUSTIN (2001) und MEYER (1999) berichten von Verlusten im Grünlandbereich von 2,46 – 7,63 t $ha^{-1}a^{-1}$ und HÖPER (2002) von 4,6 – 16,5 t $ha^{-1}a^{-1}$, wobei Moore unter Ackerland mit 10,6 – 16,5 t $ha^{-1}a^{-1}$ angeführt werden. Anhand dieser Werte wurde aufgrund von Expertenwissen für Grünland ein Wert von 5 t $ha^{-1}a^{-1}$ und für Ackerland von 11 t $ha^{-1}a^{-1}$ festgelegt. Die Unsicherheit, bzw. der Minimal- und Maximalwert ergeben sich aus der Spannweite der o.a. Werte. Zur Berechnung der Emissionen wurde die Fläche der Moore unter landwirtschaftlicher Nutzung 1999 (BOHE) angesetzt, da der Kohlenstoffvorrat der Flächendifferenz gegenüber 1991 in der Gesamtrechnung komplett abgezogen wurde.

7.2.4 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (5.D)

Den vorläufigen C_{org}-Vorratsschätzungen für die Landwirtschaft liegt die einzige für das Bundesgebiet flächendeckend vorhandene Bodenkarte im Maßstab 1: 1.000.000 (BUEK 1000) zu Grunde. Diese integriert Bodeninformationen großflächig und aggregiert Kennwerte

in Klassen. Entsprechend diesen Ausführungen sind die Streumaße sehr groß. Die potentielle Spannweite für den organischen Kohlenstoffvorrat bis 30 cm Tiefe ist für die 72 Bodeneinheiten der BÜK 1000 im Mittel um 37 % größer als das Lagemaß. Zeitreihen zu C_{org}. – Gehalten in Böden existieren nur punktuell auf Dauerbeobachtungsflächen und sind flächenhaft nicht vorhanden.

Die Anteile von Acker- und Grünlandflächen sowie für landwirtschaftliche Flächen heterogener Struktur entstammen den CORINE – Daten zur Bodenbedeckung. Die Beträge der Flächen weichen absolut von denen der Flächenerhebung und der Bodennutzungshaupterhebung ab. Gegenüber der Flächenerhebung 1993 wird die Landwirtschaftsfläche um ca. 11 %, gegenüber der Bodennutzungshaupterhebung 1991 um ca. 21 % überschätzt. Das Verhältnis von Grün- zu Ackerland ist gegenüber demjenigen der Bodennutzungshaupterhebung in den einzelnen Landkreisen jedoch relativ konstant. Der Median der Abweichung beträgt 6,6 %, was bedeutet, dass der Anteil an Ackerland an der Landwirtschaftsfläche über-, der des Grünlandes unterschätzt wird. Auf die Berechnung der gewichteten Kohlenstoffvorräte hat dies jedoch keinen Einfluss.

Der absolute Unterschied zwischen der Landwirtschaftsfläche der Flächenerhebung 1993 und der der Bodennutzungshaupterhebung 1991 beträgt 8,4 %. Ursachen für diesen Unterschied sind:

- das Erhebungsprinzip (Betriebsprinzip (BOHE), Belegenheitsprinzip (FE))
- die zeitliche Differenz der Erhebungen (2 Jahre)
- definitorische Unterschiede
- die Aktualisierungsintervalle der Katasterflächen und vor allem
- die Abschneidegrenzen143.

Untersuchungen von ERHARD et al. (2002) zeigen, dass dadurch mit der Bodennutzungshaupterhebung ca. 10 % der Fläche nicht erfasst werden. Zum Ausgleich und Vergleich der Ergebnisse, wurden die Werte der Flächenberechnung auf Grundlage der BOHE an die tatsächlichen Werte der Flächenerhebung angeglichen, unter der Annahme, dass die Verteilung der Landnutzungsklassen und der Bodeneinheiten auf den fehlenden ca. 10 % der Fläche denen der Restfläche entsprechen und für die absoluten Flächenunterschiede zwischen den Jahren verantwortlich sind. Die so korrigierten Werte sind die für die Berichterstattung maßgeblichen.

Es lagen keine absoluten Flächenzahlen aller Nutzungen auf Kreisebene vor und die Daten der BOHE lassen durch die Anonymisierung, außer zusammenfassenden, pauschalen Feststellungen, keine Aussagen über Landnutzungsänderungen zu. Berechnet werden konnten lediglich die Kohlenstoffunterschiede auf Basis der absoluten Zu- bzw. Abnahme der Landwirtschaftsfläche. Auch geben die bei der BOHE erhobenen Parameter keine Auskunft über die Art und Intensität der Bewirtschaftung (e.g. tillage, no tillage) im Sinne der IPCC Revised Guidelines (IPCC et al, 1997), noch werden entsprechende Daten in Deutschland erhoben (vergleiche Kap. 7.4.2). So konnte auch der Einfluss der Art und Intensität der Landbewirtschaftung auf die Kohlenstoffvorräte in den landwirtschaftlich genutzten Böden Deutschlands nicht festgestellt werden. Deshalb konnten für diesen Bericht keine vollständigen Berechnungen bezgl. LUC durchgeführt werden. Der Anspruch einer vollständigen Berichterstattung nach CRF konnte daher nicht erfüllt werden.

143 Laut novelliertem Agrarstatistikgesetz (BGBl 1992) werden Betriebe von der BOHE ausgenommen, wenn sie eine bestimmte Tierbestandsmindestgröße unterschreiten oder über weniger als 2 ha Fläche verfügen

Bei der Zusammenstellung von Daten zur Landnutzung ergaben sich Probleme, die der politischen Entwicklung in Deutschland nach 1989 geschuldet sind. Da die Wiedervereinigung erst im Okt. 1990 vollzogen wurde, wurden die ersten, nach einheitlichem Reglement gewonnenen statistischen Daten zu Landwirtschaftsfläche und Landnutzung für ganz Deutschland 1991 erhoben, weswegen die Landnutzung des Jahres 1991 als Basis den Berechnungen zugrunde gelegt wurde.

Weitere Schwierigkeiten ergaben sich bei der Vorbereitung für den Vergleich der Daten der BOHE 1991 mit BOHE 1999. Die verwaltungstechnische Einteilung der Kreise wurde nach der Wiedervereinigung in den neuen Bundesländern umstrukturiert, sprich, es erfolgte u.a. eine Kreisneuordnung in den neuen Bundesländern zwischen den beiden BOHE. Dies führte dazu, dass „Altkreise" aggregiert oder aufgeteilt und neu zugeteilt werden mussten. Da die Angaben zur Landwirtschaftsfläche in der BOHE nicht georeferenziert sind, wurde die Aufteilung anteilhaft vorgenommen, wobei Fehler auf Kreisebene gemacht wurden, die, obschon nicht genau bezifferbar, gering sind. In der bundesweiten Summe gleicht sich dies aus.

7.2.4.1 Landwirtschaft

In Tabelle 74 und Tabelle 75 sind die Summen der Flächen und C_{org} – Vorräte für die einzelnen Landnutzungsklassen dargestellt, wie sie sich bei alleiniger Nutzung der BOHE-Daten ergeben bzw. nach quantitativer Korrektur und Verbesserung durch Einbeziehung der FE-Daten darstellen zusammengefasst). Zum Vergleich wurden in Tabelle 73 die Werte aufgenommen, die sich aus alleiniger Nutzung der CORINE-Daten ergeben.

Tabelle 73: Flächen (km^2) und Kohlenstoffvorräte (Mt) in 0- 30 cm Tiefe der Landwirtschaftsfläche Deutschlands, basierend auf den CORINE Land Cover – Daten

Alle Böden (CORINE)				
Nutzung	**Fläche (km^2)**	**C_{org}-Vorrat (Mt)**		
	Summe	Summe	min.	max.
Ackerland	145382	1142	749	2191
Grünland	43103	452	247	921
Gartenland/Brache	28036	251	166	491
ges. Ldw.-Fläche	216522	1845	1162	3603

Tabelle 74: Flächen (km^2), Kohlenstoffvorräte und Vorratsänderung von 1991 nach 1999 (Mt) in 0- 30 cm Tiefe der Landwirtschaftsfläche Deutschlands, basierend auf den Daten der Bodennutzungshaupterhebung 1991 und 1999, BÜK 1000

Alle Böden (BOHE 91**)**

Nutzung	**Fläche (km^2)**	**C_{org}-Vorrat (Mt)**		
	Summe	Summe	min.	max.
Ackerland	115784	915	600	1760
Grünland	53436	551	310	1116
Gartenland/Brache	10222	95	56	187
ges. Ldw.-Fläche	179442	1562	966	3063

Alle Böden (BOHE 99**)**

Nutzung	**Fläche (km^2)**	**C_{org}-Vorrat (Mt)**		
	Summe	Summe	min.	max.
Ackerland	118546	935	614	1797
Grünland	51251	529	298	1068
Gartenland/Brache	10813	102	61	199
ges. Ldw.-Fläche	180610	1565	973	3064

Alle Böden (BOHE 99 – BOHE 91)

Nutzung	**Fläche (km^2)**		**C_{org} -Vorratsänderung (Mt)**	
	Summe	% (91)	Summe	Spannweite
Ackerland	2762	2,4	19,59	1196,7
Grünland	-2185	-4,1	-22,51	818,3
Gartenland/Brache	591	5,8	6,35	143,3
ges. Ldw.-Fläche	1166	0,6	3,44	2097,9

Es wird deutlich, dass die Landwirtschaftsfläche bei alleiniger Nutzung BOHE 1999 gegenüber 1991 insgesamt geringfügig zugenommen hat (0,6 %), wobei Ackerland (2,4 %) und Brache (8,6 %) zu-, Grün- (-4,1 %) sowie Gartenland (-8,8 %) abgenommen haben, was in der Summe zu einem geringen C_{org} – Vorratszuwachs von 3,44 Mt führt, bei einem Range von 2098 Mt (Tab. 3) Entgegen diesen Werten weisen die Ergebnisse der Flächenerhebung insgesamt einen Rückgang der Landwirtschaftsfläche um -2,1 %, von 195112 km^2 in 1993 auf 191028 km^2 in 2001 für Deutschland nach. Da diese Zahlen die auf das Liegenschaftskataster bezogene tatsächlich genutzte Fläche wiedergeben, wurden die Werte der BOHE an diese angepasst. Tabelle 75 zeigt das Ergebnis.

Tabelle 75: Flächen (km^2), Kohlenstoffvorräte und Vorratsänderung von 1991 nach 1999 (Mt) in 0- 30 cm Tiefe der Landwirtschaftsfläche Deutschlands, basierend auf den Daten der Bodennutzungshaupterhebung 1991 und 1999 bezogen auf die absolute Fläche der Flächenerhebung 1993 und 2001, BÜK 1000

Alle Böden (BOHE 91 korrigiert n. FE 93)

	Fläche (km^2)	**C_{org}-Vorrat (Mt)**		
	Summe	Summe	min.	max.
Ackerland	125893	995	653	1913
Grünland	58101	599	337	1213
Gartenland/Brache	11115	104	61	204
ges. Ldw.-Fläche	195112	1698	1051	3331

Alle Böden (BOHE 99 korrigiert n. FE 01)

	Fläche (km^2)	**C_{org}-Vorrat (Mt)**		
	Summe	Summe	min.	max.
Ackerland	125384	989	649	1901
Grünland	54207	559	315	1129
Gartenland/Brache	11437	108	65	211
ges. Ldw.-Fläche	191028	1655	1029	3241

Alle Böden (BOHE 99 korr. n FE 01 – BOHE 91 korr. n. FE 93 u. 01)

Nutzung	**Fläche (km^2)**		**C_{org} -Vorratsänderung (Mt)**	
	Summe	% (91)	Summe	Spannweite
Ackerland	-511	-0,4	-6,40	1263,9
Grünland	-3895	-11,2	-40,13	898,5
Gartenland/Brache	322	2,9	3,90	149,2
ges. Ldw.-Fläche	-4084	-2,1	-42,63	2311,6

Während das Ackerland (-0,4 %) zwischen den Jahren 1991 und 1999 praktisch keine Veränderung aufweist, ist für Grün- (-11,2 %) und Gartenland (-6,5 %) eine deutliche Abnahme zu verzeichnen; die Brache (5,8 %) hat wiederum zugenommen. Diese Art der Berechnung führt zu einer C_{org}-Vorratsänderung von -42,6 Mt bei einem Range von 2312 Mt (Tab. 3). Die Vorratsunterschiede sind jedoch nur auf die Zu- bzw. Abnahme der Landwirtschaftsfläche zurückzuführen. Ob für Deutschland eine netto CO_2 Freisetzung oder Einbindung mit diesen Veränderungen verbunden ist kann derzeit nicht entschieden werden. Erst wenn es möglich wird, Informationen darüber zu erhalten, woher Flächenzunahmen kommen und wohin Flächenabnahmen gehen, wird es möglich sein, hier zumindest eine qualifizierte Abschätzung vorzunehmen. Die Unterschiede in Tabelle 74 und Tabelle 75 bezgl. des Kohlenstoffvorrats für die Landwirtschaftsfläche Deutschlands beruhen auf den unterschiedlichen Gesamtflächen, die der Berechnung zugrunde liegen (vergleiche Kap. 7.4.4); die für die Berichterstattung relevanten Werte ergeben sich aus Tab. 4.

Aus den ermittelten Zahlen ist die Bedeutung der Landnutzung für den organischen Kohlenstoffgehalt der Böden abzulesen. Obschon 64% der Landwirtschaftsfläche Deutschlands für Ackerbau und 29% für Grünland verwendet werden, sind im Ackerland nur 59% der Kohlenstoffvorräte bis 30 cm Tiefe gespeichert, im Grünland 35%. Dies liegt an den geringeren Vorräten im Ackerland, wie Tabelle 76 zum Ausdruck bringt.

Tabelle 76: C_{org} – Vorräte (0-30 cm in t C ha^{-1}) in einzelnen Kompartimenten der Landwirtschaftsfläche Deutschlands.

Nutzung	**C_{org} (t ha^{-1})**	
	Median	Range
Acker	74	132
Grünland	89	204
$Lw_{heterogen}$	81	208

Gemäß CRF sind die Angaben in Masseeinheiten CO_2 und nicht in Masseeinheiten C wie in den obigen Tabellen, erforderlich. Die folgende Tabelle 77 stellt die mit dem Faktor 3,664 (44,0098/12,011) für die Konvertierung von C_{org} in CO_2 umgerechneten Ergebnisse zusammen.

Tabelle 77: Kohlenstoffinventare der oberen 30 cm[1)] der landwirtschaftlich genutzten Böden Deutschlands basierend auf den Daten der BOHE 1991 und 1999, sowie basierend auf den Daten der BOHE 1991 und 1999 jeweils bezogen auf die Ergebnisse der Flächenerhebung 1993 und 2001.

Kohlenstoffinventare (BOHE 91, BOHE 99)			
	Fläche (km^2)	**CO_2 Eq. (Tg)**	**Range**
1991	179442	5722	7683
1999	180611	5735	7662
Kohlenstoffinventare (BOHE 91 korr. n FE 93, BOHE 99 korr. n. FE 01)			
	Fläche (km^2)	**CO_2 Eq. (Tg)**	**Range**
1991	195112	6222	8353
1999	191028	6066	8104

1) Obwohl aus den enthaltenen organischen Böden zwischen 1991 und 1999 ein erheblicher jährlicher Verlust durch Torfmineralisierung auftritt (vergleiche Tabelle 78 und Tabelle 79), ist dieser hier nicht zu berücksichtigen, da die Mächtigkeit der organischen Horizonte in der Regel noch nicht erschöpft ist. Der an der Oberfläche der betrachteten 30 cm verlorene Kohlenstoff wird durch darunter liegenden Kohlenstoff ausgeglichen. Zwar nimmt das Gesamtinventar in den organischen Böden ab, aber (noch) nicht der Gehalt in den jeweils oberen 30 cm, über die zu berichten ist, da nach der Bodenkundlichen Kartieranleitung (ARBEITSGRUPPE BODEN, 1994) Böden einen Torfhorizont von mind. 30 cm Mächtigkeit aufweisen müssen, um als Nieder- bzw. Hochmoor kartiert zu werden.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Berechnungen zu Kohlenstoffvorrat (Tabelle 78/Tabelle 79) und Mineralisierung (Tabelle 80) der in Deutschland landwirtschaftlich genutzten organischen Böden vorgelegt.

Tabelle 78: Fläche (km^2) und C_{org}-Vorräte (Mt) der Organischen Böden Deutschlands unter landwirtschaftlicher Nutzung nach BOHE 1991 und 1999 und BÜK 1000 sowie die Differenzen zwischen den Erhebungsjahren

Organische Böden 1991 (BOHE 91)				
Nutzung	**Fläche (km^2)**	**C_{org}-Vorrat (Mt)**		
	Summe	Summe	min.	max.
Ackerland	4662	121,4	35,0	273,1
Grünland	8621	217,2	62,0	488,7
Gartenland/Brache	479	11,5	3,2	25,9
ges. Ldw.-Fläche	13762	350,1	100,2	787,7
Organische Böden 1999 (BOHE 99)				
Nutzung	**Fläche (km^2)**	**C_{org}-Vorrat (Mt)**		
	Summe	Summe	min.	max.
	4773	124,3	35,9	279,6
Grünland	8269	208,3	59,5	468,7
Gartenland/Brache	507	12,2	3,4	27,4
ges. Ldw.-Fläche	13549	344,8	98,8	775,7
Differenz 1999-1991 (BOHE 99-BOHE 91)				
	Fläche km^2	**C_{org}-Vorrat (Mt)**		
	Summe	Summe	Range	
Ackerland	111	2,9	244,6	
Grünland	-353	-8,9	429,2	
Gartenland/Brache	+8	+0,7	24,1	
ges. Ldw.-Fläche	-214	-5,3	688,9	

Tabelle 79: Fläche (km^2) und C_{org}-Vorräte (Mt) der Organischen Böden Deutschlands nach BOHE 1991 und 1999 und BÜK 1000 sowie die Differenzen zwischen den Erhebungsjahren bezogen auf die tatsächliche Landwirtschaftsfläche nach FE 1993 und 2001

Organische Böden 1991 (BOHE 91 korr. n. FE 93)

	Fläche (km^2)	**C_{org}-Vorrat (Mt)**		
	Summe	Summe	min.	max.
Ackerland	5069	131,9	38,1	296,9
Grünland	9374	236,1	67,5	531,3
Gartenland/Brache	521	12,5	3,5	28,1
ges. Ldw.-Fläche	14964	38,05	109,1	856,4

Organische Böden 1999 (BOHE 99 korr. n. FE 01)

	Fläche (km^2)	**C_{org}-Vorrat (Mt)**		
	Summe	Summe	min.	Max.
Ackerland	5049	131,4	37,9	295,7
Grünland	8746	220,3	62,9	495,7
Gartenland/Brache	536	12,9	3,6	28,9
ges. Ldw.-Fläche	14331	364,6	104,4	82,03

Differenz 1999-1991 (BOHE 99 k. n. FE 01 – BOHE 91 k. n. FE 93)

	Fläche (km^2)	**C_{org}-Vorrat (Mt)**	
	Summe	Summe	Range
Ackerland	-21	-0,5	259,0
Grünland	-628	-15,8	468,4
Gartenland/Brache	15	0,4	25,4
ges. Ldw.-Fläche	-634	-15,9	751,9

Tabelle 80: Fläche (km^2) der organischen Böden Deutschlands, Mineralisierungsraten sowie die CO_2-C-Verluste (Mt) durch Torfmineralisierung infolge landwirtschaftlicher Nutzung bezogen auf die tatsächliche Landwirtschaftsfläche 1991 und 1999

Mineralisierungsverluste 1991 (BOHE 91 korr. n. FE 93)

	Fläche (km^2) Summe	**Rate ($t\ ha^{-1}a^{-1}$)**	**CO_2 – C - Verluste (Mt)**		
				min	max.
Ackerland	5069	11	5,576	5,373	8,364
Grünland	9374	5	4,687	2,306	7,153
Gartenland/Brache	521	5	0,2605	0,128	0,398
ges. Ldw.-Fläche	14964		10,524	7,807	15,915

Mineralisierungsverluste 1999 (BOHE 99 korr. n. FE 01)

	Fläche (km^2) Summe	**Rate ($t\ ha^{-1}a^{-1}$)**	**CO_2 – C - Verluste (Mt)**		
				min	max.
Ackerland	5049	11	5,554	5,352	8,330
Grünland	8746	5	4,373	2,151	6,673
Gartenland/Brache	536	5	0,268	0,132	0,409
ges. Ldw.-Fläche	14331		10,195	7,635	15,413

7.2.4.2 Wald

Die für Waldböden verfügbaren C_{org}-Vorratsdaten stammen aus der ersten Bodenzustandserhebung im Wald (Beprobungszeitraum 1987-1993) und werden für das CRF verwendet. Der gesamte C-Vorrat beträgt 0,858 Pg. Der mittlere Gehalt pro ha bis zu 30 cm Tiefe einschließlich der Humusschicht beträgt 80,2 t C (BML, 1997). Beide Werte sind signifikant höher als die nach BUEK 1000 errechneten. So enthalten die Profile in der BUEK 1000 unter Wald typischerweise geringere C_{org}-Vorräte als Profile desselben Bodentyps unter Acker- oder Weideflächen. Das ist inkonsistent mit der allgemeinen Kenntnis, dass Waldböden höhere Vorräte an C_{org} enthalten als Ackerflächen und liegt daran, dass der Auflagehumus bei dieser Erhebung keine Berücksichtigung findet. Dies zeigt, dass bei der Nutzung von Bodenkarten als Quelle für Berechnungen des Bodenkohlenstoffvorrats sehr sorgfältig vorgegangen werden muss.

7.2.4.3 Kalkung

Die Daten für die Kalkung wurden aus der Gesamtberechnung der Dünger abgeleitet. Deshalb können Probennahmefehler nicht angegeben werden. Da die Unternehmen die gesetzliche Auskunftspflicht haben, ist die Datensammlung vollständig.

Es muss angemerkt werden, dass die Daten die Auslieferungen von Produzenten und Importeuren an die Großhändler und Endnutzer beschreiben. Sie geben keine direkte Information über die jährliche Nutzung von Düngern in Land- und Forstwirtschaft. Unterschiede sind möglich

- wegen Änderungen in Handelslagerbeständen
- Nutzung des Düngers außerhalb der Land- und Forstwirtschaft, d.h. auf Privatflächen, Gärten, Sportanlagen

Bis 1992/93 bezogen sich die vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Ergebnisse auf den jeweiligen Gebietsstand des früheren Bundesgebiets. Für das Gebiet der ehemaligen DDR wurden Angaben für die Jahre 1950 bis 1989 vom BMVEL auf Basis der Statistik der DDR auf die Kategorien der Düngemittelstatistik der Bundesrepublik Deutschland umgerechnet und damit vergleichbar gemacht. Für die Jahre 1990-1992 wurden die Daten des DDR –Düngemittelverbrauchs wegen fehlender Erhebungen linear fortgeschrieben. Ab 1993/94 werden die Ergebnisse für das vereinte Deutschland erhoben und veröffentlicht.

Tabelle 81: CO_2 Emissionen in Gg a^{-1} für die Länder der Bundesrepublik Deutschland aus Düngekalkanwendung in der Land- und Forstwirtschaft (aus DÄMMGEN et al, 2003, Emissions from German Agriculture, National Emission Inventory Report (NIR) 2004)

Tabelle 100600.2: **CO2-Emissionen in Gg a-1 CO2 für die Länder der Bundesrepublik Deutschland.**
CO2-Emissionen aus Düngekalkanwendung in der Landwirtschaft

Bericht:
Rechenverfahren:
Stand: September 2003

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Baden-Württemberg	60,1	62,1	64,2	49,7	46,6	55,9	54,3	67,7	76,3	72,0	74,0	76,1	89,5
Bayern	371,6	346,0	257,3	270,3	259,6	260,1	291,5	290,3	355,0	302,4	346,3	306,0	335,0
Brandenburg	352,0	178,4	82,8	81,7	89,6	132,9	71,8	67,2	100,6	93,8	161,2	81,3	121,9
Hessen	81,8	77,7	81,8	80,5	71,1	77,6	73,7	71,0	81,0	71,8	86,2	73,6	82,5
Mecklenburg-Vorpommern	246,7	130,4	65,4	63,9	52,8	64,3	66,5	85,1	102,2	271,6	226,2	189,2	160,5
Niedersachsen	362,1	357,2	271,6	272,8	212,4	236,7	263,4	323,9	328,7	299,6	352,0	315,1	340,4
Nordrhein-Westfalen	236,3	257,6	244,5	274,8	221,7	241,9	287,0	242,9	266,5	233,0	267,7	235,9	263,4
Rheinland-Pfalz	61,4	48,5	43,5	45,5	40,1	41,0	41,2	43,7	49,4	38,1	40,4	37,2	43,2
Saarland	5,1	5,5	4,4	4,9	4,9	4,8	6,9	3,8	3,1	1,7	1,8	1,9	3,5
Sachsen	291,8	147,2	67,6	66,9	60,2	135,7	120,2	124,5	162,2	147,4	153,1	118,9	104,0
Sachsen-Anhalt	182,3	95,2	46,7	45,7	37,7	43,6	40,7	69,2	67,8	66,1	95,1	84,6	67,8
Schleswig-Holstein	105,8	108,9	134,8	123,9	96,1	126,7	145,4	142,2	136,3	163,6	173,3	175,8	167,2
Thüringen	122,9	64,7	32,3	31,5	18,8	33,5	24,7	20,3	32,0	30,9	32,2	26,7	26,5
Stadtstaaten	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Deutschland	2479,9	1879,4	1397,0	1412,1	1211,7	1454,7	1487,2	1551,8	1761,2	1792,0	2009,5	1722,3	1805,4
Deutschland in Tg a-1 (gerundet)	2,48	1,88	1,40	1,41	1,21	1,45	1,49	1,55	1,76	1,79	2,01	1,72	1,81

Tabelle 100600.3: **CO2-Emissionen in Gg a-1 CO2 für die Länder der Bundesrepublik Deutschland.**
CO2-Emissionen aus Düngekalkanwendung in der Forstwirtschaft

Bericht:
Rechenverfahren:
Stand: September 2003

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Baden-Württemberg	11,8	7,7	10,4	10,6	5,1	3,3	10,9	6,2	10,4	8,8	11,8	17,6	31,8
Bayern	0,9	1,2	3,2	3,6	0,3	7,0	5,6	0,8	0,1	2,2	4,2	0,3	0,7
Brandenburg	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Hessen	17,9	32,7	53,6	24,5	21,6	23,5	33,0	25,4	17,8	23,4	23,8	10,1	14,5
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Niedersachsen	42,4	37,6	43,4	30,2	37,0	20,8	24,5	31,5	21,6	27,9	23,4	21,6	27,1
Nordrhein-Westfalen	37,3	17,0	35,7	25,0	31,7	29,6	16,1	26,6	19,9	9,1	10,2	39,5	29,4
Rheinland-Pfalz	49,2	54,4	60,8	62,9	54,5	56,3	50,6	30,6	53,5	33,4	39,1	24,6	25,6
Saarland	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	3,3
Sachsen	0,0	0,0	0,0	0,0	3,3	6,5	19,4	40,8	45,3	39,7	15,0	10,7	15,8
Sachsen-Anhalt	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Schleswig-Holstein	3,5	2,1	1,0	0,7	0,1	1,2	0,0	0,0	0,0	1,4	0,0	1,0	0,0
Thüringen	0,0	0,0	0,0	0,0	26,9	18,9	9,9	7,7	3,5	8,0	7,7	8,6	0,7
Stadtstaaten	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Deutschland	163,0	152,7	208,1	157,5	181,2	168,8	170,4	169,6	172,1	154,4	135,3	134,0	148,8
Deutschland in Tg a-1 (gerundet)	0,16	0,15	0,21	0,16	0,18	0,17	0,17	0,17	0,17	0,15	0,14	0,13	0,15

7.2.4.4 Zusammenfassung

Im Folgenden werden die dargestellten Nettoemissionen aus der landwirtschaftlichen Nutzfläche Deutschlands vergleichend zusammengefasst (Kap. 7.2.4.1 u. 7.2.4.3). Diese Emissionen speisen sich aus dem Verlust landwirtschaftlicher Nutzfläche an andere Landnutzungsformen, sowie der Torfmineralisierung in organischen Böden und der Kalkzufuhr zu landwirtschaftlichen Böden. Da nicht ermittelt werden konnte, ob der Verlust landwirtschaftlicher Nutzfläche an andere Landnutzungsformen zu realen CO_2-Emissionen geführt hat, stellen diese Zahlen nur eine Abschätzung unter Annahme des ungünstigsten Falles (totaler Verlust des gesamten organischen Kohlenstoffs aus den oberen 30 cm des Bodens) dar. Demgegenüber stellen die in den folgenden Tabelle 82 und Tabelle 83 für den Zeitraum 1991 bis 1999 für die Jahre 1990 und 2002 ermittelten CO_2-Emissionen aus Torfmineralisierung und Kalkung eine reelle Abschätzung dar. Wegen der unterschiedlichen Qualität der Daten wurde darauf verzichtet, diese Quellen in einer gemeinsamen Tabelle darzustellen.

Aus Tabelle 58 geht hervor, dass durch den Verlust landwirtschaftlicher Nutzfläche an andere Landnutzungsformen im ungünstigsten Fall eine maximale Emission von 156 Tg CO_2-Equivalenten über neun Jahre bzw. max. 17356 Gg pro Jahr verursacht worden sein könnte (kompletter Abbau der organischen Substanz in der bezeichneten Fläche). Hinzu

kommen gemäß Tab. 59 CO_2-Emissionen aus Torfmineralisierung und Kalkung in Höhe von 39160 Gg. Angesichts der im Vergleich zur gesamten Landwirtschaftsfläche sehr viel geringeren Fläche der organischen Böden, stellt die Torfmineralisierung offensichtlich einen „Hot Spot" der CO_2-Emissionen aus landwirtschaftlichen Flächen dar und übertrifft die potentiell maximalen Emissionen aus dem Verlust landwirtschaftlicher Nutzfläche an andere Nutzungsformen um das Doppelte.

Tabelle 82: Zusammenstellung der C_{org}-Vorratsunterschiede landwirtschaftlich genutzten Böden Deutschlands 1991 und 1999 infolge von Verlust landwirtschaftlicher Nutzfläche an andere Landnutzungsformen.

C_{org}-Vorratsänderung (BOHE 91, BOHE 99)		
Nutzung	**CO_2 Eq. (Tg)**	
	Summe	Range
Ackerland	-71,78	3986,2
Grünland	82,48	2725,7
Gartenland/Brache	-23,27	477,4
ges. Ldw.-Fläche	**-12,60**	6961,6
C_{org}-Vorratsänderung (BOHE 91 korr. n FE 93, BOHE 99 korr. n. FE 01)		
Nutzung	**CO_2 Eq. (Tg)**	
	Summe	Range
Ackerland	23,45	4210,2
Grünland	1147,04	2993,1
Gartenland/Brache	-14,29	499,4
ges. Ldw.-Fläche	**156,20**	7665,6

Tabelle 83: Zusammenstellung der CO_2 Emissionen für 1990 (Fläche gem. BOHE 1991, korr. n. FE 93) und 2002 (Fläche gem. BOHE 1999, korr. n. FE 01) aus landwirtschaftlich genutzten Böden Deutschlands infolge von Mineralisierung organischer Böden und Kalkung (Kalkwerte 1990 u. 2002)

Fläche gem. BOHE 1991, korr. n. FE 93				
Nutzung	**Mineralisierung (Gg CO_2 Eq)**		**Kalkung (Gg)**	**Summe(Gg)**
	Summe	Range		
Ackerland	20432,05	10959,01		
Grünland	17174,42	17758,35		
Gartenland/Brache	954,58	987,03		
ges. Ldw.-Fläche	**38561,05**	**29704,39**	**2479,9**	**41040,95**
Fläche gem. BOHE 1999, korr. n. FE 01				
Nutzung	**Mineralisierung (Gg CO_2 Eq)**		**Kalkung (Gg)**	**Summe(Gg)**
	Summe	Range		
Ackerland	20349,16	10914,55		
Grünland	16023,02	16567,80		
Gartenland/Brache	982,23	1015,63		
ges. Ldw.-Fläche	**37354,41**	**28497,98**	**1805,4**	**39159,81**

Die in Tabelle 83 dargestellten Emissionen wurden als solche für 1990 und 2002 in die CRF-Tabellen übertragen. Da für das Jahr 1990 keine Flächenangaben bezüglich der Verteilung der Landwirtschaftsfläche im wiedervereinigten Deutschland vorliegen, wurde für die CO_2-Emissionen aus organischen Böden das Ergebnis von 1991/93 auf das Basisjahr 1990 übertragen und in die CRF-Tabellen übernommen. Für 2002 wurden ebenfalls auf die zeitlich nächstgelegenen Daten zurückgegriffen (1999/2001). Die Werte für die Jahre 1994 –1998 wurden wie oben unter Nutzung der Ergebnisse der BOHE 1995 und der FE 1997 berechnet.

Emissionen aus der Kalkung sind in Tabelle 81 aufgeführt.

7.2.5 Quellenspezifische Qualitätssicherung/ -kontrolle und Verifizierung (5D)

Derzeit sind keine quellenspezifischen QA/QC und Überprüfungen für C_{org} Vorräte verfügbar. Für die Aktivitätsdaten und die Kalkung gilt, dass diese Daten offiziellen Statistiken entnommen wurden, die auf Bundesgesetzen mit gewöhnlich hochqualitativer Spezifizierung beruhen. Allgemeine Prinzipien sind Neutralität, Objektivität und wissenschaftliche Unabhängigkeit. Die Betroffenen sind durch das Gesetz zu Wahrhaftigkeit und Vollständigkeit aufgefordert.

7.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (5D)

7.2.6.1 Landwirtschaft

Die zu der Berichterstattung für das Klimarahmenabkommen notwendigen Daten sind weder vollständig vorhanden, noch ist der Zugriff auf bereits vorhandene Daten in der gebotenen Art und Weise (regelmäßig, rechtlich abgesichert) möglich. Außerdem sind die Daten von unterschiedlicher Qualität und mitunter nur mit erheblichem Aufwand in eine untereinander kompatible Form zu bringen. Auch die personellen u. IT-technischen Voraussetzungen zur regel- und ordnungsgemäßen Berichtserstellung nach unten dargelegter Vorgehensweise

sind nicht gegeben. Derzeit wird an Lösungen gearbeitet, um die damit verbundenen rechtlichen und verwaltungstechnischen Schwierigkeiten zu überwinden.

Insbesondere fehlen:

1. Flächendeckend Aktivitätsdaten zum Flächenmanagement (georeferenziert und auf jährlicher Basis),
    - zur Ermittlung der Managementfaktoren und Inputfaktoren des Defaultverfahrens
    - als Eingangsparameter für das Modell zur Berechnung der C-Gehalte.
2. Rechtlich und finanziell abgesicherter (kostenfreier) Zugriff auf diverse Datenquellen aufgrund
    - datenschutzrechtlicher Belange. (z.B. Daten sind nur aggregiert erhältlich; aggregierte Daten werden z.T. noch geschwärzt (auch BoHe); InVeKoS).
    - föderaler Belange (z.B. InVeKoS, Vermessungsdaten, Liegenschaftsdaten, geologische Daten in Hoheit der Länder, Kommunen oder landeseigener Gesellschaften)
3. Periodische Inventuren, die zeitgenau den Kohlenstoffvorrat in den landwirtschaftlich genutzten Böden Deutschlands erfassen,
    - zur Schaffung einer zeitgenauen Karte über die C-Gehalte bzw. deren Veränderung in den landwirtschaftlichen Böden Deutschlands
    - zur einheitlichen Definition der Basislinie
    - als Eingangsparameter für das mathematische C-Modell
    - zur regelmäßigen Validierung der berechneten C-Vorräte

An folgenden, zwingend erforderlichen Schritten zu einer nachhaltigen Verbesserung, wird derzeit im Rahmen eines Forschungsprojektes sowie interministerieller Ausschüsse und Arbeitskreise intensiv gearbeitet:

1. Implementierung eines Systems zur Erfassung der Managementdaten auf jährlicher Basis
2. Überprüfung der rechtlichen und verwaltungstechnischen Möglichkeiten und Voraussetzungen, notfalls Schaffung derselben, zur Beseitigung von Hindernissen beim Zugriff auf benötigte, vorhandene Daten.
3. Kohlenstoffinventur der landwirtschaftlich genutzten Böden (Planung läuft, Haushaltsmittel zur Einstellung in den Bundeshaushalt 2006 vorgeschlagen)

Des weiteren werden folgende konkrete Schritte zur Verbesserung der Kohlenstoffinventare im kommenden Jahr durchgeführt:

1. Die Daten der Flächenerhebung und der Bodennutzungshaupterhebung werden 2004 vollständig als Berechnungsgrundlage auf Gemeindeebene herangezogen, zur
    - Zuordnung der Landnutzung
    - Ermittlung der Änderungen in der Landnutzung

2. Die BÜK 1000 wird, wo möglich, durch die BÜK 200 oder vergleichbare Karten mit entsprechenden Informationen, bzw. georeferenzierten bodenkundlichen Informationen aus anderen Datenquellen (Bodendauerbeobachtung, Metadatenbanken usw.) ersetzt.
3. Als Grundlage für die Flächenverteilung, sowie als Grundlage für den Kartenverschnitt soll mit den Daten von CORINE 2000 gearbeitet werden
4. Eichung und Validierung des Kohlenstoffmodells (Roth-C) anhand der Daten von Bodendauerbeobachtungsflächen
5. Modellierung der Kohlenstoffgehalte für das Basis- und Berichtsjahr
6. Einbeziehung der InVeKoS (Integriertes Verwaltungs- und Kontrollsystem)– Daten (Erfassung aller einschlägigen Informationen zu allen EU-Förderflächen (gegenwärtig > 80 – 95 % der Deutschen Landwirtschaftsfläche). Die Meldungen müssen ab 1. Januar 2005 GIS-gestützt erfolgen, was die Georeferenzierung der betroffenen Landwirtschaftsfläche voraussetzt. Gegenwärtig wird geprüft, ob im Rahmen der Klimaberichterstattung auf die InVeKoS-Daten zurückgegriffen werden kann. Georeferenzierte Meldungen zu Landnutzung und Landnutzungsänderungen könnten so auf jährlicher Basis erhoben werden).

7.2.6.2 Wälder

Gegenwärtig wird die zweite Bodenzustandserhebung vorbereitet. Diese ist für 2006 bis 2008 terminiert. Es wird erwartet, dass mit den Auswertungen der ersten und zweiten Waldbodenzustandserhebung die Änderungen des C_{org} Vorrats in Waldböden berechnet werden können.

8 ABFALL UND ABWASSER (CRF SEKTOR 6)

8.1 Abfalldeponie (6.A)

CRF 6.A					
Hauptquellgruppe		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2002- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Solid waste diposal on land	l / t	CH_4	2,52 %	1,16 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[144] (EF)		CS								
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[145]										
Methode EF-Ermittlung[146]		T2								

Die Quellgruppe Abfalldeponie (6.A) ist für das Jahr 2002 nach Level und Trend eine Hauptquellgruppe.

Für die deutsche Emissionsberichterstattung unter CRF 6.A ist nur die geordnete Deponierung (6.A.1) von Relevanz. Die so genannte wilde Deponierung (CRF 6.A.2) ist in Deutschland gesetzlich verboten. Im Rahmen der Berichterstattung werden Andere Quellen (6.A.3) unter CRF 6.A.1 mit berichtet (siehe Kapitel 8.1.2).

8.1.1 Geordnete Deponierung - Deponierung von Siedlungsabfällen (6.A.1)

8.1.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.A.1))

In der Bundesrepublik Deutschland werden derzeit etwa 330 Siedlungsabfalldeponien (Hausmülldeponien) betrieben. Strenge rechtliche Anforderungen verlangen bereits heute technische Einrichtungen zur Fassung und Behandlung des Deponiegases und gewährleisten eine weitgehende Minderung der Methanemissionen dieser Anlagen. Durch die neuen, weitergehenden Anforderungen aus der Abfallablagerungs- und der Deponieverordnung werden bis Juni 2005 etwa 2/3 dieser Deponien schließen. Auf den weiterbetrieben Deponien dürfen ab diesem Zeitpunkt nur noch Abfälle abgelagert werden die strenge Zuordnungskriterien einhalten und deren Deponiegasbildung gegenüber unbehandelten Abfällen weit über 90 % gemindert wird. Mit dem Abklingen der Deponiegasbildung älterer Ablagerungen werden die Methanemissionen aus Deponien sehr weitgehend gemindert.

8.1.1.2 Methodische Aspekte (6.A.1)

In den *Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories* (IPCC et al, 1997) werden zwei Methoden zur Bestimmung von Methanemissionen auf Abfalldeponien vorgegeben, die sog. Default Methode (Tier 1) und die „First Order Decay Methode“ (kurz: FOD-Methode bzw. Tier 2). Während bei der Default Methode davon ausgegangen wird, dass Methan sich vollständig in dem Jahr bildet, in dem der Abfall deponiert wird, bildet die FOD- Methode durch den kinetischen Ansatz die realitätsnahe zeitliche Entwicklung der Methanbildung über mehrere Jahre ab.

144 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
145 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
146 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model

Bislang wurde in Deutschland die Default-Methode zur Ermittlung der Methanemissionen von Deponien genutzt. Diese Methode ist aus mehreren Gründen für die Bestimmung der Emissionen in Deutschland unzureichend:

- IPCC *Good Practice Guidance* gibt vor, dass die First Order Decay Methode angewandt werden sollte, wenn die Quellgruppe 6A eine Hauptquellgruppe darstellt. Derzeit ist in Deutschland diese Quellgruppe hinsichtlich der Emissionshöhe und dem Trend eine Hauptquellgruppe.
- Die Default Methode führt insbesondere dann zu einer Unterschätzung der Emissionen, wenn die deponierten Abfallmengen rückläufig sind, was in Deutschland der Fall ist. Diese Problematik verschärft sich in Deutschland insbesondere nach Ablauf der Übergangsfristen der Abfallablagerungsverordung zum 1. Juni 2005. Ab diesem Zeitpunkt ist keine Deponierung von Abfällen zugelassen, die einen Glühverlust von größer 5 Gew.-% besitzen.[147] Mit anderen Worten eine Deponierung von Abfällen mit signifikanter Methanbildung ist zukünftig nicht mehr möglich. Dies führt letztendlich dazu, dass durch die Bestimmung mittels der Default-Methode ab 2005 kaum mehr Methanemissionen berechnet und berichtet würden. Wenn man jedoch den tatsächlichen zeitlichen Verlauf der Methanbildung näher betrachtet, dann stellt sich heraus, dass die Deponien noch über Jahre hinweg Methan emittieren, wie es durch den kinetischen Ansatz der FOD-Methode abgebildet wird.

Daher wurden die CH_4 -Emissionen im folgenden mit der FOD-Methode (Tier 2) berechnet.

Im Folgenden wird die FOD-Methode zur Bestimmung der Methanerzeugung auf Deponien und die verwendeten Parameter näher erläutert. Die FOD-Methode wird nach Gleichung 1 berechnet:[148]

$$CH_4 \text{ erzeugt im Jahr } t\ (Gg/Jahr) = \sum_x [(A * k * MSW_T(x) * MSW_F(x) * L_0(x) * e^{-k(t-x)}]$$

$$mit: L_0(GgCH_4/kgAbfall) = MCF * DOC * DOC_F * F * 16/12$$

$$für\ x = erstes\ Jahr\ bis\ t$$

wobei:

t = Inventarjahr

x = Jahr, ab welchem die Betrachtung beginnt und Mengendaten erfasst wurden
MSW_T (x) =Gesamtmenge Siedlungsabfall
MSW_F (x) = Anteil des deponierten Siedlungsabfalls
$A = (1-e^{-k})/k$ = Normalisierungsfaktor, der die Summe korrigiert
k = konstante Methanerzeugungsrate (1/Jahr)
L_0 = Methanerzeugungspotential
MCF (x) = Methankorrekturfaktor für das Jahr x
DOC (x) = abbaubarer organischer Kohlenstoff im Jahr x (Anteil)
DOC_F = Anteil des in Deponiegas umgewandelten DOC
F = Anteil des CH_4 am Deponiegas

147 Ab 2005: Deponieklasse I: keine nennenswerte Gasbildung; Deponieklasse II: geringe Gasbildung mit Ausnahme der mechanisch-biologischen Anlagen, von denen aber bislang nur wenige Deponien in Betrieb sind (Teilbericht Abfall/Abwasser F+E 299 42 245).

148 Eine ausführliche Beschreibung der FOD-Methode und ihrer Parameter ist zu finden in den Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories im Greenhouse Gas Inventory Reference Manual, kurz: IPCC Guidelines, (IPCC et al 1997) sowie in den IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories, kurz: Good Practice Guidance, (IPCC 2001).

16/12 = Umrechnung von C zu CH_4

Für k liegen keine einzelnen Messergebnisse vor, daher wurde in der Berechnung vom IPCC Default-Wert von 0.05 für k (entspricht einer Halbwertszeit von ca. 14 Jahren) ausgegangen.

Für das Endergebnis der CH4-Emissionen wird dann das erfasste und energetisch genutzte Methan abgezogen, außerdem wird ein Korrekturfaktor angewandt, der die Oxidierung des Methans in den Deckschichten der Deponien berücksichtigt, wie Gleichung 2 wiederspiegelt:

CH_4 emittiert in Jahr t (Gg/Jahr) = (CH_4 erzeugt in Jahr t – R(t)) • (1- OX)

Wobei:

R(t) = CH_4-Erfassung im Jahr t
OX = Oxidationsfaktor (Anteil)

Sowohl für Tier 1 als auch Tier 2 müssen die Mengen an Siedlungsabfall (MSW_T) sowie der Anteil des deponierten Siedlungsabfalls (MSW_F) bestimmt werden, für Tier 2 muss das Aufkommen an Siedlungsabfall für die letzten Dekaden ermittelt werden. Der deponierte Siedlungsabfall soll nach IPCC Good Practice Guidance differenziert nach Abfallarten abgeschätzt werden, da im weiteren berücksichtigt werden muss, dass die einzelnen Abfallarten unterschiedliche DOC´s aufweisen.

Das Aufkommen an Siedlungsabfall (Haus- und Gewerbemüll), sowie die deponierten Anteile werden den Statistiken des Statistischen Bundesamtes (DESTATIS) entnommen, die auf jährlichen Erhebungen der Art, Herkunft und Verbleib der Abfälle und auf zweijährigen Erhebungen bestimmter Ausstattungsmerkmale der befragten Abfallanlagen beruhen (siehe auch Kapitel 14.6.1). Die Erhebungen der Abfallmengen begannen auf Grundlage des Umweltstatistikgesetz von 1974 im Jahr 1975. Die Abfallmengen für den Zeitraum von 1970 bis 1975 wurden auf Grundlage der Bevölkerungsdaten extrapoliert. Die jüngsten Daten in entsprechender Differenzierung liegen für das Jahr 2000 vor. Für 2001 und 2002 wurde von konstanten Mengen im Vergleich zu 2000 ausgegangen. Diese Daten werden neu berechnet, sobald die entsprechenden Fachserien des Statistischen Bundesamtes vorliegen.

Für das Abfallaufkommen und die deponierten Abfallmengen für den Zeitraum 1970 bis 1990 besteht die Schwierigkeit, dass es keine einheitliche statistische Grundlage für Gesamtdeutschland für das Abfallaufkommen sowie dessen Entsorgung gibt. Die Daten aus der ehemaligen DDR können nicht einfach aus den durchschnittlichen Daten der alten Bundesländer abgeleitet werden, da es deutliche Unterschiede gab: Das durchschnittliche Abfallaufkommen (Siedlungsabfall) pro Kopf der Bevölkerung lag mit ca. 175 kg/a deutlich niedriger als in der Bundesrepublik Deutschland, wo ca. 365 kg/Jahr Hausmüll anfielen (BMU, 1990, S. 27). Aus der Wendezeit liegen vom Ministerium für Naturschutz, Umweltschutz und Wasserwirtschaft für vier verschiedene Jahre (1983, 1985, 1988, 1989) statistische Angaben für das Aufkommen an Siedlungsabfall für das Gebiet der ehemaligen DDR vor (MNUW, 1990), aus welchen über die Bevölkerungsdaten die Siedlungsabfallmengen für die ehemalige DDR für den Zeitraum 1970-1990 abgeleitet wurden. Schwierig wird der Datenvergleich auch weil die Abfallmengen in der ehemaligen DDR in den meisten Quellen in m^3 erfasst wurden, und für eine Umrechnung in Tonnen genauere Angaben über die Zusammensetzung fehlen.

Für die Jahre 1990 und 1993, sowie seit 1996 liegen differenzierte Angaben für die deponierten Mengen einzelner Fraktionen der Siedlungsabfälle vor (z.B. Hausmüll,

Sperrmüll, kompostierbare Abfälle, Garten- und Parkabfälle). Für die Jahre vor 1990 wurden die deponierten Anteile aus dem Jahr 1990 als konstant angenommen. Für fehlende Jahre nach 1990 wurde zwischen bekannten Jahren interpoliert. Die Deponie war die grundsätzliche Form der Abfallbeseitigung in der ehemaligen DDR, daher wurde eine 100%ige Deponierung der Siedlungsabfälle für den Zeitraum 1970-1990 angenommen.

8.1.1.2.1 MCF (Methankorrekturfaktor)

Abfälle wurden bis zur Schaffung des ersten Abfallgesetzes 1972 zumeist auf ungeordnete Deponien gebracht, die nach 1972 geschlossen wurden. Nach 1972 wurden die Abfälle auf geordnete Deponien verbracht. Für den MCF wurde daher für die ABL der Default-Wert von 0.6 für „nicht zugeordnete Deponien“ angenommen, nach 1972 ein MCF von 1.

Für das Gebiet der ehemaligen DDR liegt eine Erhebung aus dem Jahre 1989 vor, nach der 120 geordnete Deponien, ca. 1000 kontrollierte Ablagerungen und ca. 10,000 wilde Müllkippen erfasst wurden (MNUW, 1990). Von den rund 13,000 Anlagerungsstandorten waren 11,000 für Hausmüll und 2,000 für industrielle Abfälle, letztere waren überwiegend betriebseigene Anlagen (BMU, 1990, S. 28). Für das Gebiet der ehemaligen DDR wurde daher für den Zeitraum von 1970 bis 1990 ein MCF von 0.6 (Default für nicht zugeordnete Deponien) angenommen. Mit der Wiedervereinigung wurde das bundesdeutsche Abfallgesetz auf die Gebiete der NBL ausgedehnt und Übergangsregelungen stellten sicher, dass sowohl stillgelegte als auch in Betrieb befindliche Anlagen, in denen Abfälle erzeugt oder entsorgt wurden bzw. werden, erfasst wurden und dass erforderliche Sanierungsmaßnahmen eingeleitet wurden. (BMU, 1990, S. 46) Wilde Mülldeponien wurden 1990 geschlossen, weiterzubetreibende Anlagen wurden gesichert, saniert und nach Standard des bundesdeutschen Abfallrechtes ausgebaut sowie neue Standorte für neu zu errichtende Anlagen gesucht. Ab dem Jahr 1990 erfasst das Statistische Bundesamt beide Gebietsteile. Für die Berechnung wird nach 1990 ein MCF von 1 für das gesamte Bundesgebiet angenommen.

8.1.1.2.2 DOC

Für DOC, den Anteil des abbaubaren organischen Kohlenstoffs im Abfall, wurden nationale Daten sowie Default-Faktoren des IPCC verwendet. Eine Übersicht über die verwendeten DOC-Werte ist in Tabelle 84 enthalten. Die Fraktionen in Tabelle 84 basieren auf den Abfallfraktionen, für die über die Zeitreihe 1990 –2002 auch Daten über die deponierten Abfallmengen vorliegen. Es sind nationale Untersuchungen zu einzelnen DOC-Fraktionen des Hausmülls (Papier, Glas, Textilien etc.) verfügbar, allerdings keine verlässlichen Daten zu den deponierten Abfallmengen dieser Fraktionen, so dass auch die DOC-Werte auf stärker aggregierter Ebene verwendet werden mussten.

Tabelle 84: Verwendete DOC-Werte

Fraktion	DOC	Quelle
Hausmüll, hausmüllähnliche Gewerbeabfälle	18%	WALLMANN, 1999, S.118/119
Siedlungsabfälle ehemalige DDR	15%	Annahme geringerer DOC als Hausmüll ABL, höherer mineralischer Anteil
Kompostierbare Abfälle aus der Biotonne	15%	IPCC Default für Nahrungsmittel
Sperrmüll	31%	ÖKO-INSTITUT 2002, S. 12ff
Straßenkehricht	18%	WALLMANN, 1999, S.118/119
Marktabfälle	15%	IPCC Default für Nahrungsmittel
Garten- und Parkabfälle	17%	IPCC Default
Klärschlamm	30%	MUNLV 2001, S. 205ff

Für die in Tabelle 84 enthaltenen Fraktionen liegen Zeitreihen vor bzw. können aus bestehenden Daten abgeleitet werden. Für die aufgeführten Fraktionen wurden konstante DOC-Werte für alle Jahre angenommen, da keine Daten für eine zeitliche Anpassung der DOC-Werte für Hausmüll oder Sperrmüll vorliegen. Insgesamt hatten die abfallwirtschaftlichen Maßnahmen im Verlauf der 1990er Jahre (z.B. zunehmende Getrenntsammlung von Bioabfällen, Papier und Verpackungsabfällen) verschiedene gegenläufige Effekte und Experten halten eine Konstanz der genannten Terme im Endergebnis für realistisch.

8.1.1.2.3 DOC_F

DOC_F, der Anteil des in Deponiegas umwandelbaren DOC, wird für Siedlungsabfall mit 50% angenommen, was auf einer nationalen Studie (RETTENBERGER et al, 1997, S. 277) basiert. Dieser Wert liegt im Rahmen der IPCC Defaults von 0.5-0.6.

Der Anteil Kohlenstoff, der tatsächlich in Gas umgewandelt wird, dürfte bei Klärschlamm deutlich niedriger liegen als bei Siedlungsabfall, da es sich bei Klärschlamm in der Regel um ein weitgehend ausgefaultes Produkt aus der Schlammbehandlung auf Kläranlagen handelt. Die biologische Aktivität dürfte daher vergleichsweise gering sein. Zudem wird Klärschlamm vor Deponierung häufig gekalkt. Der resultierende pH-Wert liegt dann deutlich oberhalb dem von Methanbildnern bevorzugten neutralen Bereich. Mangels Klärschlamm-spezifischer Daten wird als Näherung auf die in der Literatur zitierte Abbaurate von Kohlenstoff basierend auf dem Output der mechanisch-biologischen Abfallbehandlung von 10% zurückgegriffen (WALLMANN, 1999).

In Ostdeutschland wurden im Jahr 1988 29% der Klärschlämme deponiert. Die deponierten Klärschlämme wurden zuvor entwässert und einer Schlammfaulung in offenen Becken unterzogen. Es ist nicht anzunehmen, dass eine Kalkung der Klärschlämme erfolgte. In diesem Fall wäre auch während der Deponierung noch mit einem relevanten Emissionspotenzial von Methan auszugehen. Bei (UBA, 1993) wird von einem Faktor DOC_F = 40%, also einem größeren Anteil des in Deponiegas umgewandelten Anteils an organischem Kohlenstoff ausgegangen. Dieser Faktor deckt sich auch mit Angaben in (ATV, 1996) und wird in der Zeitreihe auf den Anteil der bis 1994 in Ostdeutschland generierten Klärschlämme angesetzt.

8.1.1.2.4 F = Anteil des CH_4 am Deponiegas

Für F wird 50%, der Mittelwert aus der Bandbreite des IPCC Default-Wertes, angenommen. Dieser Wert wurde auch durch ein nationales Forschungsvorhaben bestätigt (UBA, 1993).

8.1.1.2.5 Halbwertszeit

Es wurde eine Halbwertszeit von 5 Jahren angenommen, woraus sich für k (Konstante für die Methanerzeugungsrate) ein Wert von 0.14 ergibt. Die Halbwertszeit liegt deutlich unterhalb des IPCC Default-Wertes von 14 Jahren. Die geringe nationale Halbwertszeit wurde aus verschiedenen Angaben und Literaturwerten nationaler Experten abgeleitet. So gibt EHRIG (1997) eine Halbwertszeit von 3.5 bis 6 Jahren an, RETTENBERGER (1998) gibt eine Halbwertszeit von 4 bis 6 Jahren für nationale Deponien an. Der niedrigere Halbwertszeit kann mit der Zusammensetzung der deponierten Abfälle, sowie der spezifischen Einlagerungstechnologien in den Deponiekörper zusammenhängen, die in Deutschland schon sehr früh speziell entwickelt wurden und die optimale Abbaubedingungen schaffen sollten.

8.1.1.2.6 Deponiegasnutzung

In Deutschland sind derzeit 75% des verfüllten Deponievolumens an eine Deponiegaserfassung angeschlossen (FHG ISI, 2003, S. 3). Durch die Gaserfassungssysteme werden ca. 50% des entstehenden Deponiegases erfasst. Im Jahr 1993 waren lediglich 35% der Deponien an eine Gaserfassung angeschlossen (UBA, 1994) und die Erfassung begann prinzipiell erst in den 80er Jahren. Anhand dieser Eckdaten wurden die CH_4-Mengen berechnet, die aufgrund der Gasnutzung von der Methanerzeugung abgezogen werden müssen. In 2002 ergab diese Berechnung, dass ca. 63% des erzeugten Methans tatsächlich emittiert werden.

Die energetische Deponiegasnutzung wird im Energiesektor erfasst und berichtet. Eine grobe Umrechnung der hier getroffenen Annahmen in Energiedaten und ein Vergleich mit anderen Datenquellen zur energetischen Deponiegasnutzung zeigt, dass die gewählte Methode zu konservativen Ergebnissen führt und die Deponiegasnutzung im Vergleich zu anderen Quellen eher unterschätzt und damit ein konservatives Verfahren darstellt.

8.1.1.2.7 Oxidationsfaktor

Für den Faktor zur Bestimmung des Anteils an CH_4, der in der Deponiedeckschicht oxidiert wird, wurde der IPCC-Default-Wert von 0.1 für die gesamte Zeitreihe angenommen. In den frühen 90er Jahren ist zwar einerseits ein höherer Anteil an ungeordneten Deponien aus der ehemaligen DDR zu erwarten, aus einem Forschungsprojekt wurden jedoch für die Deponien der ehemaligen DDR ein nur geringes CH_4 -Bildungspotential nachgewiesen, so dass für diesen Zeitraum ebenfalls der Faktor 0,1 verwendet wurde (BMBF, 1997).

8.1.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (6.A.1)

Die Unsicherheiten der Methode wurden derzeit noch nicht abgeschätzt.

Über den langen Zeitraum von dreißig Jahren der Aktivitätsdaten entstehen zwangsläufig Inkonsistenzen der Zeitreihen. In Deutschland vor allem durch die deutsche Wiedervereinigung und die Zusammenführung zweier verschiedener Wirtschafts- und statistischer Systeme, sowie generell in der Abfallwirtschaft durch eine Weiterentwicklung der Gesetzgebung und der Abfallstatistik.

Seit dem Jahr 1996 ist die Erfassung des Abfallaufkommens und der Abfallbeseitigung im Produzierenden Gewerbe erheblich modifiziert und die Abfallverwertung wesentlich stärker in der Statistik berücksichtigt worden. Nach dem neuen Umweltstatistikgesetz wird das

Abfallaufkommen sowie seine Herkunft nur noch über die an die Entsorgungsanlagen angelieferten Abfälle ermittelt. Daraus resultiert eine eingeschränkte Vergleichbarkeit der Ergebnisse der abfallstatistischen Erhebungen ab 1996 mit den bisher veröffentlichten Zahlen der Jahre 1993 und früher (vor allem hinsichtlich der ausgewiesenen Abfallfraktionen). Diese Veränderungen wurden beim Aufbau des Berechnungsmodell berücksichtigt.

In Abschnitt 1.1.2 wurde erläutert, mit welchen Methoden trotz dieser Schwierigkeiten konsistente Zeitreihen erreicht wurden.

8.1.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/ -kontrolle und Verifizierung (6.A.1)

Die gewählten Parameter wurden mit den Daten anderer Staaten verglichen. Insbesondere die länderspezifischen Daten für DOC für den Siedlungsabfall liegen eher hoch gegenüber anderen europäischen Staaten, was auf eine eher konservative Abschätzung schließen lässt.

Für die Deponiegasnutzung wurden verschiedene Datenquellen verglichen und ein konsistenter, konservativer Ansatz gewählt.

Bei der Dateneingabe wurde die korrekte Eingabe unter anderem über die Kontrolle der Summenwerte überprüft, verschiedene Abfallkategorien wurden nur zu Zwecken der Überprüfung der korrekten Dateneingabe mitgeführt.

8.1.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (6.A.1)

Die gesamte Zeitreihe der CH_4 -Emissionen aus der Deponierung von Siedlungsabfällen von 1990 bis 2002 wurde unter Verwendung einer Tier 2-Methode neu berechnet.

8.1.1.6 Geplante Verbesserungen (6.A.1)

Im Rahmen der Förderung der erneuerbaren Energien wird auch die Statistik und die Berichterstattung über erneuerbare Energien verbessert. In diesem Zusammenhang wird angestrebt, die Datensituation zur Deponiegasnutzung zu verbessern. Derzeit liegen verschiedene Datenquellen mit abweichenden Werten vor. Für die CH_4 -Emissionen aus der Abfalldeponierung wurde eine konservative Abschätzung getroffen. Hier sollten weitere Aktivitäten erfolgen, die auch zu einer verbesserten Genauigkeit der Inventarberechnung führen können und zu einem verbesserten Abgleich der Daten aus der Statistik zu erneuerbaren Energien (Biomassenutzung) führen.

Gewerbeabfälle sind in der Abschätzung für Siedlungsabfälle enthalten. Emissionen aus industriellen Abfällen werden derzeit nicht berechnet. Es liegen zwar Daten über die Abfallmengen aus verschiedenen Branchen vor, nicht jedoch über deren Zusammensetzung (Papier, Holz oder Biomüllanteile), so dass hier keine Default-DOC-Werte verwendet werden können bzw. keine Daten über DOC-Werte für Abfälle verschiedener Branchen vorliegen und auf dieser Basis bisher keine weiteren Berechnungen durchgeführt werden können.

8.1.2 Andere Quellen - Deponierung von Rückständen aus der mechanisch-biologischen Abfallbehandlung (MBA) (6.A.3)

Bei MBA-Deponien handelt es sich um Deponien, auf denen Restabfall nach einer mechanisch-biologischen Behandlung abgelagert wird. Die mechanisch-biologische

Behandlung ist eine Technologie, die seit Mitte der 90er Jahre zunehmend eingesetzt wird. Ab dem Jahr 2005 ist aufgrund der Vorbehandlungspflicht von Siedlungsabfällen vor der Deponierung mit einem zunehmenden Aufkommen an MBA-Rückständen zu rechnen. Die von den MBA-Rückständen zu erfüllenden Kriterien sind in der Abfallablagerungsverordnung (AbfAblV) definiert. Gemäß den zukünftigen Anforderungen an die MBA-Deponierung, muss diese nachsorgefrei erfolgen. Nachsorgefrei ist unter anderem mit „praktisch kein Deponiegas“ näher spezifiziert. Durch die weitgehende Stabilisierung durch die Vorbehandlung der Restabfälle bzw. durch die Vorgabe des maximal erlaubten TOC-Gehaltes von 18% der Trockenmasse im MBA-Rückstand, ist davon auszugehen, dass es bei MBA-Deponien insgesamt nur zu geringer CH_4-Bildung kommt. Es wird derzeit zwar statistisch erfasst, welche Abfallmengen in Anlagen zur mechanisch-biologischen Behandlung verarbeitet werden, es werden jedoch noch keine deponierten Mengen an BMA-Rückständen in den Abfallstatistiken berichtet. Daher werden die in MBA-Anlagen behandelten Abfälle derzeit noch als Teil des gesamten Siedlungsabfalls unter der Kategorie 6.A „Deponierung von Siedlungsabfällen“ berichtet und die Methanemissionen werden ohne Berücksichtigung der sehr geringen CH_4-Bildung für diese Unterkategorie des Siedlungsabfalls berechnet, was zu einer konservativen Berechnung der CH_4 -Emissionen der Kategorie 6.A führt. Es ist geplant, die CH_4-Emissionen aus der Deponierung von MBA-Rückständen gesondert zu berechnet, sobald verlässlichere Aktivitätsdaten für diese Unterkategorie vorliegen.

8.2 Abwasserbehandlung (6.B)

8.2.1 Methanemissionen der industriellen Abwasser- und Schlammbehandlung (6.B.1)

8.2.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.B.1)

CRF 6.B					
Hauptquellgruppe		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2002- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Wastewater Handling, Industrial Wastewater	t	CH_4	0,18 %	0,01 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[149] (EF)	NE	D/CS	NO	NO	NO	D	NO	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[150]										
Methode EF-Ermittlung[151]										

Die Methanemissionen der industriellen Abwasser- und Schlammbehandlung sind für das Jahr 2002 dem Trend nach eine Hauptquellgruppe.

Im Gegensatz zum häuslichen Abwasser ist die Zusammensetzung des industriellen Abwassers wenig homogen und stark von den einzelnen Industriezweigen abhängig. Die biologische Stufe der industriellen Abwasserreinigung wird in Deutschland teils aerob teils anaerob durchgeführt. Insbesondere in Industrien mit hohen organischen Frachten bietet sich eine anaerobe Abwasserbehandlung an. Vorteile dieser Behandlungsart sind, dass

149 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
150 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
151 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= IPPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model

keine großen Mengen an Sauerstoff benötigt werden, deutlich weniger Schlamm entsorgt werden muss und das entstehende Methan noch energetisch genutzt werden kann. Ähnlich wie in der Behandlung kommunaler Abwässer treten auch bei der industriellen Abwasserbehandlung keine Methanemissionen auf, die in die Umwelt gelangen. Bei den angewendeten Verfahren handelt es sich entweder um aerobe Behandlung oder um anaerobe Faulung, bei der aber das entstehende Gas entweder energetisch genutzt oder abgefackelt wird.

Die industriellen Schlammbehandlung bzw. -stabilisierung erfolgt ähnlich wie die industrielle Abwasserbehandlung entweder aerob oder anaerob mit Faulgasnutzung.

8.2.2 Kommunale Abwasserbehandlung (6.B.2)

8.2.2.1 Methanemissionen der kommunalen Abwasserbehandlung (6.B.2)

8.2.2.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.B.2)

Die kommunale *Abwasserbehandlung* erfolgt in Deutschland – ähnlich wie in Schweden und Dänemark –unter aeroben Bedingungen (kommunale Kläranlagen, Kleinkläranlagen) d. h. es treten keine Methanemissionen auf (Default Wert MCF = 0), da diese nur unter anaeroben Bedingungen entstehen können.

Eine Ausnahme bildet die Behandlung der Abwassermengen von Einwohnern (human sewage), die weder an die Kanalisation bzw. Kleinkläranlagen angeschlossen sind: in abflusslosen Gruben können teilweise unkontrollierte Prozesse (teils aerob, teils anaerob) ablaufen, die zur Methanbildung führen. Die organische Fracht, die in abflusslose Gruben geleitet wird, wurde seit 1990 drastisch reduziert; der Anschlussgrad an Kleinanlagen hat sich, insbesondere in Ostdeutschland, stetig erhöht.

8.2.2.1.2 Methodische Aspekte (6.B.2)

Die organische Fracht der abflusslosen Gruben wird entsprechend der IPCC-Methode ermittelt, indem die Einwohnerzahl mit der durchschnittlichen organischen Fracht pro Einwohner multipliziert wird, vergleiche Tabelle 85. Für die durchschnittliche organische Fracht wird 60 g BSB_5 pro Einwohner angenommen. Dabei handelt es sich einerseits um den IPCC Default Wert, andererseits wird dieser Wert aber auch für Deutschland angenommen.

Tabelle 85: Organische Fracht des Abwassers in abflusslosen Gruben (1990-2001)

Organische Fracht in	**BSB_5 in t/a**												
	1990	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**
Abflusslosen Gruben	*180.334*	172.452	*164.569*	*156.687*	*148.804*	140.922	*105.409*	*69.896*	34.383	*31.062*	*27.740*	24.419	21.097
davon West	*91.686*	87.449	*83.212*	*78.975*	*74.738*	70.500							
davon Ost	*88.653*	85.009	*81.366*	*77.722*	*74.078*	70.435							

kursive Zahlen: inter- und extrapolierte Werte

(DESTATIS, e; Berechnungen ÖKO-INSTITUT, 2004b)

Die Methanemissionen aus abflusslosen Gruben werden entsprechend der IPCC Methode ermittelt. Es wird der IPCC Default Wert für das Methanbildungspotenzial sowie einen MCF von 0,5 für abflusslose Gruben angenommen. Der MCF für abflusslose Gruben wurde auf Basis von anderen Ländererfahrungen abgeschätzt (Faultanks in den USA, anaerob

behandeltes kommunales Abwasser in der Tschechischen Republik (vergleiche Kapitel 14.6.2). Für das Jahr 2001 werden die Emissionen folgendermaßen ermittelt.

$$CH_4(abflusslose\ Gruben) = 24\,419\,000\ kg\ BSB_5\ x\ 0{,}6\ kg\ CH_4\ /\ kg\ BSB_5\ x\ 0{,}5$$

Tabelle 86: Methanemissionen aus abflusslosen Gruben (1990-2001)

Methanemis-sionen aus	**in t CH_4**												
	1990	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**
Abflussl. Gruben	54.100	51.735	49.371	47.006	44.641	42.277	31.623	20.969	10.315	9.318	8.322	7.326	6.329

(DESTATIS, e; IPCC Default Wert; Berechnungen ÖKO-INSTITUT 2004b)

8.2.2.1.3 Unsicherheit und Zeitreihenkonsistenz (6.B.2)

Die Unsicherheiten der Methode wurden bislang noch nicht abgeschätzt.

Die Aktivitätsraten der organischen Fracht in abflusslosen Gruben basieren auf Angaben der Fachserie 19 Reihe 2.1 des Statistischen Bundesamtes, die in den Jahren 1991, 1995, 1998 sowie 2001 (DESTATIS, e) veröffentlicht wurde. Zur Aufstellung einer konsistenten Zeitreihe wurden die Aktivitätsraten jeweils zwischen 1991 und 1995, 1995 und 1998 sowie 1998 und 2001linear interpoliert. Die Aktivitätsraten für 1990 hingegen wurden aus der Zeitreihe 1991 bis 1995 extrapoliert.

Bis zum Jahr 1995 wurden die Daten für die alten und neuen Bundesländer getrennt ermittelt, seither wird lediglich ein gesamtdeutscher Wert bestimmt. Dies hat aber auf die Zeitreihenkonsistenz keine Auswirkung.

8.2.2.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/ - kontrolle und Verifizierung

Der MCF für abflusslose Gruben in Deutschland wurde auf Basis einer Auswertung der nationalen Inventarberichte anderer Staaten abgeleitet (vergleiche Kapitel 14.6.2).

Die Tatsache, dass bei der aeroben Abwasserbehandlung in Kläranlagen keine Methanemissionen in nennenswertem Umfang entstehen, kann auch in anderen Ländern beobachtet werden (Schweden, Dänemark).

8.2.2.1.5 Quellgruppenspezifische Rückrechnungen (6.B.2)

Tabelle 87 gibt einen Überblick über die bisher im Inventar berichteten und zukünftig zu berichtenden Emissionen. In der Vergangenheit wurden die Methanemissionen unter „industriellem Abwasser“ berichtet, obwohl diese beim häuslichen und gewerblichen Abwasser anfallen. Dies wird mit dieser Berichterstattung angepasst.

Tabelle 87: Quellgruppenspezifische Rückrechungen der Methanemissionen [Gg] in der Abwasserbehandlung

	1990	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**
Methanemissionen (bisher im Inventar)													
Industrielles Abwasser	51,91	29,6	14,8	9,2	9,2	9,7	9,7	9,7	10	10	10	10	10
Häusliches und gewerbliches Abwasser	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE
Methanemissionen (Neuberechnung)													
Industrielles Abwasser	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Häusliches und gewerbliches Abwasser	54,1	51,7	49,4	47,0	44,6	42,3	31,6	21,0	10,3	9,3	8,3	7,3	6,3

Die in der Vergangenheit im Inventar berichteten Methanemissionen des Abwassers – zumindest für die Jahre 1990 bis 1994 – beziehen sich auf die Methanemissionen bei der

offenen Schlammfaulung. Daher werden diese Emissionen zukünftig unter der Schlammbehandlung berichtet (vergleiche Kapitel 8.2.2.2.5).

In den letzten Jahren (1998 bis 2001 bzw. 1995 bis 1997) wurde in Deutschland ein konstanter Emissionswert von 10 Gg bzw. von 9,7 Gg Methan berichtet. Da aber die Ermittlung der Methanemissionen nicht ausreichend dokumentiert worden ist, kann die Herkunft der Ergebnisse nicht eindeutig identifiziert werden.

Aus diesem Grund wurde eine Neuberechnung der Methanemissionen aus der Abwasserbehandlung unter Berücksichtigung der abflusslosen Gruben durchgeführt. Es zeigt sich, dass weiterhin Emissionen in dieser Kategorie in ähnlicher Größenordnung wie bisher im Basisjahr zu verzeichnen sind. Auch lagen in den Jahren 1998/ 1999 die Emissionen aus den abflusslosen Gruben in der gleichen Größenordnung wie die bisherigen Schätzwerte. Sie fallen jedoch seitdem geringer aus als die bisher angenommenen Werte. Aufgrund der unzureichenden Dokumentation der bisherigen Emissionswerte soll jedoch auf einen weiteren Vergleich der Daten verzichtet werden.

8.2.2.1.6 Geplante Verbesserungen (6.B.2)

Es wird erwogen, im Rahmen eines Forschungsvorhabens zu klären, ob es bei der aeroben Abwasserbehandlung unter bestimmten Bedingungen bzw. bei bestimmten Prozessstufen doch zu einer Bildung von Methan kommen kann.

8.2.2.2 Methanemissionen der kommunalen Schlammbehandlung (6.B.2)

8.2.2.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.B.2)

Die Behandlung von kommunalem Klärschlamm besteht in aller Regel in zwei Behandlungsschritten:

- Entwässerung mittels:
  maschineller Verfahren (Kammerfilterpresse, Zyklon)
  Verdunstung in Schlammentwässerungsbecken oder Trockenbeeten
- Stabilisierung:
  Aerobe Stabilisierung (offenes Becken mit Sauerstoffeinleitung)
  Stabilisierung im Faulturm (Anaerob)
  Früher: offene Schlammfaulung

Bezogen auf die Einwohnerwerte stellt die maschinelle *Entwässerung* vor bzw. nach Behandlung im Faulturm derzeit das überwiegende Behandlungsverfahren dar (Ausnahme: kleine ländliche Kläranlagen). Dazu kommt, dass der Klärschlamm vor der weiteren Verwendung zumeist mit Kalk versetzt und damit noch weiter stabilisiert wird.

Um eine unkontrollierte Faulung zu verhindern erfolgt eine *Schlammstabilisierung*. Bei Anlagen < 10.000 EW erfolgt diese in der Regel aerob unter Energieverbrauch, bei Anlagen > 30.000 EW hingegen erfolgt sie in der Regel anaerob unter Gewinn von Faulgas. Die Menge an Faulgas hängt insbesondere von der Zusammensetzung des Klärschlamms, der Temperatur sowie den Reaktionsbedingungen ab. Das entstehende Gas wird in der Regel energetisch in Blockheizkraftwerken (BHKW) genutzt. Bei Anlagen, bei denen die energetische Nutzung nicht wirtschaftlich ist sowie bei technischen Störungen oder Überlastungen des BHKW´s, kann es jedoch zu einer Abfackelung des Faulgases kommen.

Bei beiden Behandlungsarten gelangen jedoch keine Methanemissionen in nennenswertem Umfang in die Umwelt.

Anfang der 90er Jahre wurde jedoch in Ostdeutschland zur Schlammstabilisierung offene Schlammfaulung betrieben, die zur Emission von Methan führte. Die offene Schlammfaulung hat aber heutzutage keine Relevanz mehr.

Der Klärschlamm aus der biologischen Abwasserbehandlung wird in Deutschland (ggf. nach der Entwässerung und Stabilisierung) den folgenden drei Entsorgungswegen zugeführt:

- Ablagerung auf Deponien: entsprechende Methanemissionen werden im Abfallbereich berichtet.
- Thermische Entsorgung: es entstehen keine Methanemissionen.
- Stoffliche Verwertung: Zur stofflichen Verwertung des Klärschlamms zählen insbesondere die Verwertung in der Landwirtschaft laut Klärschlammverordnung sowie Nutzung bei Rekultivierungsmaßnahmen und die Kompostierung. Die Emissionen der stofflichen Verwertung werden ebenfalls nicht unter der Abwasser- und Schlammbehandlung berichtet.

8.2.2.2.2 Methodische Aspekte (6.B.2)

Die Emissionsfaktoren der offenen Schlammfaulung und die daraus ermittelten Methanemissionen sind in Tabelle 88 aufgeführt.

Tabelle 88: Methanemissionen der offenen Schlammfaulung in den neuen Bundesländern

	Einheit	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**
Emissionsfaktor	kg CH_4/t TS	210	210	210	210	210
Klärschlammanfall	t TS	247.190	140.952	72.762	37.524	0
Methanemissionen	t	51.910	29.600	15.280	7.880	0

Emissionsfaktoren abgeleitet aus (FHG ISI, 1993)

Für die offene Schlammfaulung in Ostdeutschland wird ein Emissionsfaktor von 210 kg CH_4/t TS angesetzt, basierend auf Ergebnissen der Studie FHG ISI (1993)[152]. Die Aktivitätsraten für die Jahre 1990 bis 1992 wurden dem Umweltbundesamt persönlich durch den Hauptinspekteur der Wasseraufbereitungsbetriebe der DDR mitgeteilt.

Vor dem Hintergrund, dass in der Bundesrepublik Deutschland die offene Schlammfaulung verboten ist, wurde weiterhin davon ausgegangen, dass diese Art der Behandlung in den neuen Bundesländern bis 1994 schrittweise zurückgeführt wurde und ab dem Jahr 1994 nicht mehr existierte. Die Aktivitätsrate d.h. der Klärschlammanfall wurde auf der Basis dieser Annahme von 1992 bis 1994 vom Umweltbundesamt fortgeschrieben.

8.2.2.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (6.B.2)

Die mit der Emissionsberechnung der offenen Schlammfaulung in Ostdeutschland verbundenen Unsicherheiten wurden bislang noch nicht abgeschätzt.

Die Aktivitätsraten zwischen 1990 und 1992 basieren auf einer persönlichen Mitteilung, die für 1993 und 1994 hingegen auf Abschätzungen des Umweltbundesamtes. Daher ist eine hohe Konsistenz der Zeitreihe nicht gesichert.

152 Der Emissionsfaktor wurde ermittelt indem die Differenz aus den Methanemissionen der psychrophilen Schlammstabilisierung in den neuen Bundesländern und der anfallenden Klärschlammenge gebildet worden ist (S. 15; FHG-ISI, 1993)

8.2.2.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (6.B.2)

8.2.2.2.5 Quellgruppenspezifische Rückrechnungen (6.B.2)

Die Methanemissionen der Schlammbehandlung bzw. der offenen Schlammbehandlung in den neuen Bundesländern wurden im Inventar bislang unter der Behandlung von industriellem Abwasser und nicht unter der Schlammbehandlung berichtet. Tabelle 89 gibt einen Überblick über die zu berichtenden Methanemissionen bei der Schlammbehandlung, die zukünftig im CRF unter dieser Kategorie berichtet werden.

Tabelle 89: Quellgruppenspezifische Rückrechnungen der Methanemissionen [Gg] in der Schlammbehandlung

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Methanemissionen (bisher im Inventar)													
Industrielle Schlammbehandlung	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	NE	NE	NE	NE	NE
Häusliche und gewerbliche Schlammbehandlung	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE
Methanemissionen (Neuberechnung)													
Industrielle Schlammbehandlung	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Häusliche und gewerbliche Schlammbehandlung	51,9	29,6	15,3	7,9	0,0	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO

8.2.2.2.6 Geplante Verbesserungen (6.B.2)

Zur Zeit erscheinen Verbesserungen als nicht notwendig oder möglich, da keine weiteren Aktivitätsdaten mehr zu erhalten sind.

8.2.2.3 Lachgasemissionen aus dem kommunalen Abwasser (6.B.2)

8.2.2.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.B.2)

Lachgasemissionen können als Nebenprodukt in der kommunalen Abwasserbehandlung insbesondere bei der Denitrifikation entstehen, bei der aus Nitrat gasförmige Endprodukte, hauptsächlich aber molekularer Stickstoff entsteht (AUST).

8.2.2.3.2 Methodische Aspekte (6.B.2)

Lachgasemissionen aus dem häuslichen Abwasser können nach der IPCC-Methode grob über die durchschnittliche Pro-Kopf Eiweißzufuhr ermittelt werden. Während für den Lachgasemissionsfaktor pro kg Stickstoff im Abwasser sowie für den Stickstoffanteil im Eiweiß die IPCC Default-Werte verwendet werden, müssen die durchschnittliche Pro-Kopf Eiweißzufuhr sowie die Zahl der Einwohner länderspezifisch für Deutschland ermittelt werden.

Durchschnittliche Eiweißzufuhr pro Person und Tag:

- In der Lebensmitteltabelle für die Praxis von 1991(SENSER et al, 1991) wird eine durchschnittliche Eiweißzufuhr von 94 g/ Einwohner und Tag angegeben.
- Im Ernährungsbericht der Deutschen Gesellschaft für Ernährung (DGE, 2000)[153] wurde anhand der geschätzten Lebensmittelverzehrsdaten für das Jahr 1993 u.a. die mittlere tägliche Zufuhr an Proteinen abgeschätzt. Aus diesen Daten konnte ein gemittelten Wert von ca. 76,5 g Eiweiß/ Person und Tag[154] abgeleitet werden.

153 Der Ernährungsbericht wird im vierjährigen Rhythmus herausgegeben.
154 Der Wert wurde ermittelt mit der groben Abschätzung, dass es sich jeweils um 50% Männer (81,5 g/Tag) und Frauen (71,6 g/Tag) in Deutschland handelt.

- Von der FAO wird für Deutschland eine durchschnittliche Eiweißzufuhr pro Person und Tag zwischen 91g und 98 g ermittelt (vergleiche Tabelle 90).[155]

Zur Bestimmung der N_2O-Emissionen des Abwassers wird auf die FAO-Datenbasis zurückgegriffen, da es sich um eine konsistente Zeitreihe handelt, die international vergleichbar ist. Es liegen dem Umweltbundesamt keine Hinweise vor, dass die länderspezifischen Werte der Lebensmitteltabelle sowie des Ernährungsberichtes 2000 eine höhere Genauigkeit bzw. nationale Akzeptanz aufweisen.

Tabelle 90: Tägliche Eiweißzufuhr pro Person in Deutschland

	g/Einwohner und Tag												
	1990	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**
Eiweißzufuhr	98	97	96	92	95	94	96	91	96	96	96	98	98

(FAO)

Tabelle 91: Bevölkerung in Deutschland (1990-2002)

	in 1000												
	1990	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**
Einwohner	79.365	79.984	80.594	81.179	81.422	81.661	81.896	82.052	82.029	82.087	82.188	82.440	82.537

(DESTATIS, 2003)

Mit Hilfe von Tabelle 90 und Tabelle 91 sowie der IPCC Methode können die Lachgasemissionen ermittelt werden, vergleiche Tabelle 92.

$N_2O_{(s)} = \mathrm{Pr}otein\ x\ Frac_{NPR} x\ NR_{PEOPLE} x\ EF_6$ dabei:

$N_2O_{(s)} = N_2O\ Emissionen\ des\ menschlichen\ Abwassers\ (kg\ N_2O - N/a)$

$\mathrm{Pr}otein = j\ddot{a}hrlicher\ Eiweisszufuhr\ (kg/person/a)$

$NR_{PEOPLE} = Zahl\ der\ Einwohner\ im\ Land$

$EF_6 = Emissionsfaktor\ (Default\ 0{,}01\ (0{,}002 - 0{,}12)\ kg\ N_2O - N/kg\ produziertes\ Abwasser - N)$

$Frac_{NPR} = Anteil\ an\ Stickstoff\ im\ Eiwei\ss\ (Default = 0{,}16\ kg\ N/kg\ Eiwei\ss)$

Tabelle 92: Lachgasemissionen in Deutschland nach IPCC-Methode 1990-2002 (ÖKO-INSTITUT, 2004b)

	in t N20												
N20	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Emissionen	7.138	7.120	7.100	6.854	7.099	7.044	7.215	6.852	7.227	7.232	7.241	7.414	7.423

8.2.2.3.3 Unsicherheit und Zeitreihenkonsistenz (6.B.2)

Die Unsicherheiten der Emissionsermittlung wurden bislang noch nicht abgeschätzt.

Es wurde der durchschnittliche tägliche Proteinbedarf der FAO-Datenbasis für die Berechnungen zugrundegelegt, damit die Zeitreihenkonsistenz gesichert ist und nicht eine Hochrechnung von Einzelwerten erfolgen muss.

155 http://apps.fao.org/page/collections; Emailverkehr mit FAO (27.10.2003).

8.2.2.3.4 Quellgruppenspezifische Qualitätssicherung/ - kontrolle und Verifizierung (6.B.2)

Eine Auswertung der Nationalen Inventarberichte anderer Länder zeigt, dass die, auch in Deutschland angewandte IPCC Methode zur Bestimmung der N_2O-Emissionen in den meisten Annex I Staaten zur Anwendung kommt. Darüber hinaus wird in vielen Ländern auf die Datenbasis der FAO zurückgegriffen, so dass die Emissionsermittlung in Deutschland international vergleichbar ist. Der angenommene tägliche Eiweißbedarf liegt im internationalen Vergleich im Mittelfeld (vergleiche Tabelle 112).

Im Rahmen der Qualitätssicherung ist vorgesehen, den bislang berichteten länderspezifischen N_2O Emissionsfaktor für die Abwasserbehandlung zu prüfen, der in einem nationalen Forschungsvorhaben (Krauth et al, 1994) und in (UBA, 1993) ermittelt worden ist. Er liegt bei 0,07 - 0,08 g N_2O/m^3 Abwasser, das in Anlagen mit N-Elimination behandelt wird. Dieser Faktor bezieht sich laut den Ergebnissen der Forschungsvorhaben sowohl auf kommunale als auch auf industrielle Kläranlagen, gilt aber bislang als wissenschaftlich noch nicht abgesichert.

8.2.2.3.5 Quellgruppenspezifische Rückrechnungen (6.B.2)

Zwischen 1990 und 1996 wurden die N_2O-Emissionen auf Basis eines länderspezifischen N_2O-Emissionsfaktors und Aktivitätsraten des Statistischen Bundesamtes (Fachserie 19 Reihe 2.1) (DESTATIS 1991a, 1995b) für die alten Bundesländer ermittelt. Ab dem Jahr 1997 wurde das Inventar – aufgrund des Datenmangels in den neuen Bundesländern – mit einem Schätzwert für die N_2O-Emissionen fortgeschrieben.

Eine Änderung der Berechnungsmethode, die Nutzung der IPCC-Methode, wurde erwogen, da der länderspezifische N_2O-Emissionsfaktor für die alten Bundesländer als wissenschaftlich nicht ausreichend abgesichert gilt und für die neuen Bundesländer nur sehr grobe Schätzwerte zugrundegelegt worden sind. Mit Hilfe der IPCC-Methode erreicht man tendenziell eine konservative Schätzung der Emissionen, da das Emissionsniveau durch die IPCC-Methode deutlich höher ausfällt als mit dem bislang verwendeten länderspezifischen Wert. Darüber hinaus werden die N_2O-Emissionen in Zukunft unter dem häuslichen und gewerblichen Abwasser berichtet, da sie dort auch anfallen.

Tabelle 93: Quellgruppenspezifische Rückrechnungen der N_2O-Emissionen [Gg]

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Lachgasemissionen (bisher im CRF)													
Industrielles Abwasser	4,16	0,69	0,2	0,22	0,24	0,25	0,26	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Häusliches und gewerbliches Abwasser	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE
Lachgasemissionen (Neuberechnung)													
Industrielles Abwasser	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Häusliches und gewerbliche Schlammbehandlung	7,14	7,12	7,1	6,85	7,1	7,04	7,22	6,85	7,26	7,23	7,24	7,41	7,42

8.2.2.3.6 Geplante Verbesserungen (6.B.2)

Es wird überprüft, ob die FAO-Datenbasis (FAO, o.J.) für die tägliche Eiweißzufuhr durch die Daten des Ernährungsberichtes (DGE, 2000) ersetzt werden sollte, da letzter auf Verzehrsstudien beruhen und somit die tatsächliche Proteinaufnahme wahrscheinlich exakter abzubilden vermögen.

Darüber hinaus soll, wie unter 8.2.2.3.4 beschrieben der bisher berichtete Emissionsfaktor für N_2O von 0,07 - 0,08 g N_2O/m^3 Abwasser überprüft werden. Sollte sich dieser wissenschaftlich absichern lassen, d.h. für Deutschland als zutreffend erweisen, so wird er in Zukunft wieder verwendet werden.

9 ANDERE (CRF SEKTOR 7)

Gegenwärtig werden für Deutschland keine Treibhausgasemissionen berechnet, die sich nicht den vorgesehenen Quellgruppen zuordnen lassen.

10 RÜCKRECHNUNGEN UND VERBESSERUNGEN

Rekalkulationen gemäß IPCC *Good Practice Guidance* wurden bisher noch nicht dokumentiert. Da die im Jahr 2003 begonnenen Methodenumstellungen mit der Folge wesentlicher Änderungen in den Inventaren noch nicht abgeschlossen sind, werden Rückrechnungen vor dem Jahr 2004 nur teilweise quellgruppenspezifisch dokumentiert. Die Methodenumstellungen zur Umsetzung der *Good Practice Guidance* (GPG) in den Inventaren beanspruchen mehr Zeit als ursprünglich angenommen – dies nicht zuletzt auch deshalb, weil zugleich auch die Arbeitsprozesse bei der Erstellung der Inventare kritisch überprüft werden und Änderungen immer auch gleich die QK/QS-Anforderungen mitberücksichtigen. Daher besteht zwischen Methodenbeschreibung und geplanten Verbesserungen weiterhin ein fließender Übergang. Vor diesem Hintergrund werden veraltete, in Kürze abzulösende Methoden nicht mehr beschrieben, stattdessen werden im NIR die neuen Verfahren beschrieben.

Erst das Inventar 2004 wird die Ausgangsbasis für eine systematische Dokumentation der Rückrechnungen bilden. Dies soll dann auch ZSE-gestützt erfolgen. Da die Berechnungsverfahren im ZSE gespeichert werden und berichtete Datenstände für die Archivierung „eingefroren“ werden, lassen sich alte und neue Berechnungen miteinander vergleichen.

11 REFERENZEN

AGEB XXXX: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (Hrsg.): Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland, Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke, Frankfurt a. M.

AGEB, 2002: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (Hrsg.): Sonderauswertung für das UBA zur Darstellung von ausgewählten Energieverbräuchen in der Struktur der Energiebilanz vor 1995 für Zeitreihen von 1995 bis 1999 (unveröffentlicht)

ARBEITSGRUPPE BODEN, 1994: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (Hrsg.) Bodenkundliche Kartieranleitung, 4. verbesserte und erweiterte Auflage, Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung, Stuttgart 1994

ATV, 1996: ATV-Handbuch Klärschlamm, 4.Auflage, 1996, S.570

AUST, o.J.: Vorlesungsscript TC-7: Abwasserbehandlung, siehe http://www.fh-nuernberg.de/tc/lab-aust/lim/wasserbeh_1_kap5_3.pdf

BANNICK, 2002: UBA-Stellungnahme zum Klima-Erlass v. 08.11.02. Anlage zum Bericht III 3.2-30 381-1/0, (unveröffentlicht)

Batz, 1995: Kokereien und Produktemissionen. Mündliche Mitteilung. Umweltbundesamt.

BDZ, 2004a: Bundesverband der Deutschen Zementindustrie e.V.: Internetseite des BDZ (www.bdzement.de) Tabelle „Anzahl und Kapazität der Öfen im Jahre 2002“ unter Rubrik "Wirtschaft/Umwelt" (Suche nach Zahlen und Daten 2002, Suche nach Technik).

BDZ, 2004b: Bundesverband der Deutschen Zementindustrie e.V.: Internetseite des BDZ unter Rubrik "Über uns", http://www.bdzement.de/kontakt/ueberuns.php (Stand: 07/2003).

BERTILSSON, 2002: Methane emission from enteric fermentation – effects of diet composition. In: Petersen SO, Olesen JE (Hrsg.) Greenhouse Gas Inventories for Agriculture in the Nordic Countries. Proc International Workshop Helsingør, 24 – 25 January 2002. DIAS Report Plant Production 81, 37-44

BGR, 1997: Bodenübersichtskarte im Maßstab 1 : 1.000.000 BÜK 1000, Herausgeber Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover

BMBF, 1997: Verbundvorhaben des Umweltbundesamtes mit dem BMBF: Deponiekörper, Förderkennzeichen 1460799A bis G (Teilvorhaben), Projektträger Abfallwirtschaft und Altlasten im Umweltbundesamt Berlin, Koordinierung Fachgebiet Abfall- und Siedlungswasserwirtschaft, Bergische Universität - Gesamthochschule Wuppertal

BMBF, 1999a: Clemens, J., Cuhls, C., Bendick, D., Goldbach, H., Doedens, H.: Emissionen von Treibhausgasen aus der mechanisch-biologischen Abfallbehandlung. Studie im BMBF Verbundvorhaben mechanisch-biologische Behandlung von zu deponierenden Abfällen. Beiträge der Ergebnispräsentation 7.-8. Sept. 1999, Potsdam

BMBF, 1999b: Cuhls, C., Doedens, H., Kruppa, J., Kock, H., Levsen, K.: Bilanzierung von Umweltchemikalien bei der mechanisch-biologischen Abfallbehandlung. Studie im BMBF Verbundvorhaben mechanisch-biologische Behandlung von zu deponierenden Abfällen. Beiträge der Ergebnispräsentation 7.-8. Sept. 1999, Potsdam

BML, 1992: Bundeswaldinventur 1986-1990 – Inventurbericht und Übersichtstabellen für das Bundesgebiet nach dem Gebietsstand vor dem 3.10.1990 einschließlich Berlin (West)

BML, 1994: Der Wald in den neuen Bundesländern – Eine Auswertung vorhandener Daten nach dem Muster der Bundeswaldinventur

BML, 1995: : Bundesministerium fuer Ernaehrung, Landwirtschaft und Forsten [Hrsg.], Holzmarktbericht 2/95: Holzerntedaten 1990 bis 1994

BML, 1998: Bundesminister für Landwirtschaft, Neufassung des Agrarstatistikgesetzes, Bundesgesetzblatt, Teil 1, Nr. 40, pp 1635 – 1851

BML, 1999: : Bundesministerium fuer Ernaehrung, Landwirtschaft und Forsten [Hrsg.], Holzmarktbericht 2/1999: Holzerntedaten 1998, 1999

BML, 2000: : Bundesministerium fuer Ernaehrung, Landwirtschaft und Forsten [Hrsg.], Holzmarktbericht 2000: Holzerntedaten 2000

BMU, 1990: Eckwerte der ökologischen Sanierung und Entwicklung in den neuen Ländern, Bonn

BMVEL, 2001: : Bundesministerium fuer Ernaehrung, Landwirtschaft und Forsten [Hrsg.], Holzmarktbericht 2/2001: Holzerntedaten 2001

BMWA, 2003: Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit . Entscheidung der Bundesregierung zur Förderung des Steinkohlebergbaus von 2006-2012. Pressemitteilung vom 11.11.2003. Internetseite URL http://www.bmwa.bund.de/Navigation/Presse/pressemitteilungen,did=27282.html.

BMVg, XXXX: Bundesministerium der Verteidigung: Energieeinsatz zur Wärmeversorgung der Bundeswehr (unveröffentlicht);

BOECKX u. CLEEMPUT, 2001: Boeckx, P. ,Van Cleemput, O.: Estimates of N2= and CH4 fluxes from agricultural lands in various regions in Europe. Nutr. Cycl. Agroecosyst. 60, 35-47

BOUWMAN, 1995: Bouwman, A. F.: Compilation of a global inventory of emissions of nitrous oxide, Wageningen 1995

BURSCHEL et al, 1993: BURSCHEL, KÜRSTEN, LARSON: Die Rolle von Wald und Forstwirtschaft im Kohlenstoffhaushalt. Schriftenreihe der Forstwissenschaftlichen Fakultät der Universität München und der Bayerischen Forstlichen Versuchs- und Forschungsanstalt 126

BUTZ, 2001: Anforderungen an die MBA in Deutschland. In: EntsorgungsPraxis 3/2001

BUWAL, 2000: Handbuch - Emissionsfaktoren für stationäre Quellen, Bundesamt für Umwelt, Wald und Landwirtschaft, Schweiz.

CHARLES et al, 1998: Charles, D., JONES, B. M. R., SALWAY, A. G., EGGLESTON, H. S., MILNE, R.: Treatment of Uncertainties for National Estimates of Greenhouse Gas Emissions; vol. 2688 - 1; AEA Technology; Culham (UK)

DÄMMGEN et al, 2002: Dämmgen,U., Lüttich, M., Döhler, H., Eurich-Menden, B., Osterburg, B.: GAS-EM - A Procedure to Calculate Gaseous Emissions from Agriculture. Landbauforschung Völkenrode 52, 19-42.

DÄMMGEN et al, 2004: Dämmgen U., Lüttich M., Döhler H., Eurich-Menden B., Osterburg B.: Calculations of Emissions from German Agriculture – National Emission Inventory Report (NIR 2004 for 2002), Part 3. Methods and Data(GAS-EM). In: Dämmgen U Nationaler Inventarbericht 2004 - Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen: Teilbericht für die Quellgruppe Landwirtschaft. Landbauforsch. Völkenrode SH 260

DBU, 2002: Vogt, R., Knappe, F., Giegrich, J., Detzel, A., ifeu-Institut für Energie und Umweltforschung Heidelberg (Hrsg.): Ökobilanz Bioabfallverwertung. Untersuchung zur Umweltverträglichkeit von Systemen zur Verwertung von biologisch-organischen Abfällen. Initiativen zum Umweltschutz, Band 52. Erich Schmidt Verlag, Berlin 2002

DDR-Statistik, 1989: Kraftwerksstatistik der DDR: Energiewirtschaftlicher Jahresberichte 1989, Band 1a, Vereinigte Kraftwerks Aktiengesellschaften Ingenieurunternehmen für Kraftwerks-, Energie- und Umwelttechnik. (Standort Umweltbundesamt Fachgebiet I 2.6, Jörg Schneider), unveröffentlicht

DEBRIV, 2003a: Deutscher Braunkohlenindustrie Verein e.V.: CO2-Emissionen bei der Braunkohlentrocknung. Schreiben des DEBRIV vom 07.05.1993 und 29.06 1993, aktualisiert am 18.06.2003, unveröffentlicht

DEBRIV, 2003b: Deutscher Braunkohlenindustrie Verein e.V.: Stromerzeugung, Brennstoffverbrauch der öffentlichen Braunkohlekraftwerke (Alte und Neue Bundesländer, 1992 ff.) vom 16. und 23.03.2001, aktualisiert am 28.05.2002, persönliche Mitteilungen von Uwe Maaßen (DEBRIV).

DEBRIV, o.J.: Deutscher Braunkohlenindustrie Verein e.V. [Hrsg.]: Braunkohlen - ein Industriezweig stellt sich vor. Verschiedene Jahrgänge, jeweils ohne Jahresangabe. (Standort Umweltbundesamt: Az 72210/1)

DECISIONEERING INC., 2001: Crystal Ball 2000.2 - User Manual; Decisioneering Inc.; Denver (USA)DESTATIS, 1980: Statistisches Bundesamt, Statistisches Jahrbuch 1980 für die Bundesrepublik Deutschland, Tab. 25.1.1 Beseitigte Abfallmengen nach Ländern

DESTATIS, 1982: Statistisches Bundesamt, Statistisches Jahrbuch 1982 für die Bundesrepublik Deutschland, Tab. 25.1.2 An Anlagen der öffentlichen Abfallbeseitigung angelieferte Abfallmengen nach Abfallarten

DESTATIS, 1984: Statistisches Bundesamt, Statistisches Jahrbuch 1984 für die Bundesrepublik Deutschland, Tab. 25.2.1 An Anlagen der öffentlichen Abfallbeseitigung angelieferte Abfallmengen nach Art der Anlagen, Tab. 25.2.2 An Anlagen der öffentlichen Abfallbeseitigung angelieferte Abfallmengen nach Abfallarten

DESTATIS, 1986: Statistisches Bundesamt, Statistisches Jahrbuch 1986 für die Bundesrepublik Deutschland, Tab. 25.2.1 An Anlagen der öffentlichen Abfallbeseitigung angelieferte Abfallmengen nach Art der Anlagen, Tab. 25.2.2 An Anlagen der öffentlichen Abfallbeseitigung angelieferte Abfallmengen nach Abfallarten

DESTATIS, 1988: Statistisches Bundesamt, Statistisches Jahrbuch 1988 für die Bundesrepublik Deutschland, Tab. 25.2.1 An Anlagen der öffentlichen Abfallbeseitigung angelieferte Abfallmengen nach Art der Anlagen, Tab. 25.2.2 An Anlagen der öffentlichen Abfallbeseitigung angelieferte Abfallmengen nach Abfallarten

DESTATIS, 1992a: Statistisches Bundesamt, Statistisches Jahrbuch 1992 für die Bundesrepublik Deutschland, Tab. 26.2.1 An Abfallbeseitigungsanlagen angelieferte Abfallmengen nach Art der Anlagen, Tab. 26.2.2 An Abfallbeseitigungsanlagen angelieferte Abfallmengen nach Abfallarten

DESTATIS, 1992b: Erste flächendeckende Bodennutzungshaupterhebung für das wiedervereinigte Deutschland für das Jahr 1991

DESTATIS, 1993: Statistisches Bundesamt, Umweltschutz, Fachserie 19, Reihe 1.2: Abfallbeseitigung im Produzierenden Gewerbe und in Krankenhäusern. 1993

DESTATIS, 1994: Land- und Forstwirtschaft, Fischerei, Fachserie 3, Reihe 5. 1, Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung, 1993, Wiesbaden 1994

DESTATIS, 1995: Statistisches Bundesamt, Statistisches Jahrbuch 1995 für die Bundesrepublik Deutschland, Tab. 26.2 An öffentlich betriebene Abfallentsorgungsanlagen angelieferte Abfallmengen nach Abfallarten

DESTATIS, 1997: Statistisches Bundesamt, Statistisches Jahrbuch 1997 für die Bundesrepublik Deutschland, Tab 26.2 Abfallwirtschaft, Tab. 26.2.7 Bei Privaten Haushalten sowie Kleingewerbe- und Dienstleistungsbetrieben getrennt eingesammelte Mengen verwertbarer Abfälle

DESTATIS, 1998: Statistisches Bundesamt, Statististisches Jahrbuch über Ernährung, Landwirtschaft und Forsten der Bundesrepublik Deutschland, Holzerntedaten 1995 bis 1997

DESTATIS, 1999: Statistisches Bundesamt, Fachserie 19/ Reihe 1, Umwelt, Abfallentsorgung, 1999, Wiesbaden 2002

DESTATIS, 2000a: Statistisches Bundesamt, Statistisches Jahrbuch 2000 für die Bundesrepublik Deutschland, Tab 26.5.3 Siedlungsabfälle

DESTATIS, 2000b: Bodennutzungshaupterhebung, letzte (Stand Mai 2004) ausgewertete Vollerhebung für das Jahr 1999

DESTATIS, 2000c: Statistisches Bundesamt, Fachserie 19/ Reihe 1, Umwelt, Abfallentsorgung, 2000, Wiesbaden 2003

DESTATIS, 2001: Statistisches Bundesamt, Statistisches Jahrbuch 2001 für die Bundesrepublik Deutschland, Tab 26.5.3 Siedlungsabfälle

DESTATIS, 2002a: Land- und Forstwirtschaft, Fischerei, Fachserie 3, Reihe 5. 1, Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung, 200x, Wiesbaden 200x

DESTATIS, 2002b: Statistisches Bundesamt, Statistisches Jahrbuch 2002 für die Bundesrepublik Deutschland, Tab 26.5.3 Siedlungsabfälle

DESTATIS, 2002c, Statistisches Bundesamt, Fachserie 8, Reihe 6, Verkehr, Luftverkehr, 2001, Wiesbaden 2002

DESTATIS, 2002d: Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 1993 (WZ 93)

DESTATIS, 2002e: Statistisches Bundesamt, Fachserie 4, Reihe 3.1, Produzierendes Gewerbe, Produktion im Produzierenden Gewerbe nach Waren und Warengruppen 2002, Wiesbaden 2003 Meldenr. 101011300

DESTATIS, 2003: Statistisches Jahrbuch 2002, zu finden unter http://www.destatis.de/basis/d/bevoe/bevoetab4.htm

DESTATIS, XXXXa: Statistisches Bundsamt, Fachserie 4/ Reihe 8.1, Produzierendes Gewerbe, Eisen und Stahl, 4. Vierteljahr 2002, Wiesbaden 2003, Tabelle 3.10

DESTATIS, XXXXb: Statistisches Bundsamt, Fachserie 4/ Reihe 8.1, Produzierendes Gewerbe, Eisen und Stahl, 4. Vierteljahr 2002, Wiesbaden 2003, Tabelle 3.3

DESTATIS, XXXXc: Statistisches Bundsamt, Fachserie 4/ Reihe 8.1, Produzierendes Gewerbe, Eisen und Stahl, 4. Vierteljahr 2002, Wiesbaden 2003, Tabelle 3.15

DESTATIS, XXXXd: Statistisches Bundesamt, an Abfallbeseitungsanlagen angelieferte Abfallmengen nach Art der Anlagen, Tabelle je nach Jahresausgabe

DESTATIS, XXXXe: Statistisches Bundesamt, Klärschlamm: Fachserie 19, Reihe 2.1 (Öffentliche Wasserversorgung und Abwasserbeseitigung)

DESTATIS, XXXXf: Statistisches Bundesamt, Produzierendes Gewerbe, Fachserie 4, Reihe 3.1, . Produktion im Produzierenden Gewerbe

DESTATIS, XXXXg: Statistisches Bundesamt, Fachserie 4, Reihe 8.1, Produzierendes Gewerbe, Eisen und Stahl, 4. Vierteljahr 2002, Wiesbaden 2003,

DESTATIS, XXXXh: Statistisches Bundesamt, Fachserie 4, Produzierendes Gewerbe, Reihe 6.4, Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Bergbau und im Verarbeitenden Gewerbe. W. Kohlhammer Verlag, Stuttgart

DESTATIS, XXXXi: Statistisches Bundesamt, Fachserie 19 Reihe 2.1

DESTATIS, XXXXj: Statistisches Bundesamt, Klärschlamm: Fachserie 19, Reihe 2.2 (Klärschlamm aus Industrie)

DGE, 2000: Deutsche Gesellschaft für Ernährung e.V.: Ernährungsbericht 2000, ISBN 3-921 606-40-3

DIETER et al, 2002: Dieter, M., Elsasser, P.: Quantification and Monetary Valuation of Carbon Storage in the Forests of Germany in the Framework of National Accounting. Federal Research Centre for Forestry and Forest Products, Institute for Economics, Working Paper 2002 / 8

DIN, 1995: Deutsches Institut für Normung e.V.: DIN 1319 Grundlagen der Messtechnik, Teil 3: Auswertung von Messungen einer einzelnen Meßgröße, Messunsicherheit, Teil 4: Auswertung von Messungen, Meßunsicherheit, Beuth-Verlag GmbH

DIN, 2004: Deutsches Institut für Normung e. V. (DIN). DIN 1343. Referenzzustand, Normzustand, Normvolumen; Begriffe und Werte. Internetseite mit Recherchefunktionen. URL: http://www2.din.de. Berlin.DIW, 1991: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Entwicklung des Energieverbrauchs und seiner Determinanten in der ehemaligen DDR. Von Hans-Joachim Ziesing. Untersuchung im Auftrag des Bundesministers für Wirtschaft. Im Unterauftrag: Institut für Energetik (IfE), Leipzig; Institut für Wirtschaftswissenschaften der Akademie der Wissenschaften, Berlin; Staatliche Vorratskommission für nutzbare Ressourcen der Erdkruste, Berlin. Berlin, April 1991

DIW, 2002: Rieke, H. (DIW): Fahrleistungen und Kraftstoffverbrauch im Straßenverkehr; in: DIW Wochenbericht Nr. 51-52/2002; Berlin, Dezember 2002; Ergebnisse auch kontinuierlichveröffentlicht in „Verkehr in Zahlen“

DIW, o.J.: Verkehr in Zahlen, Erscheinungsweise jährlich, im Auftrag des BMVBW

DLR, 1999: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Entwicklung und Bewertung vereinfachter Verfahren zur Bestimmung von Abgasemissionen aus Flugtriebwerken im Reiseflug, Köln, 1999

DOEDENS et al, 2002: Doedens, H., Stockinger, J., Cuhls, C., 2002: Abluftmanagement und Abgasbehandlung bei der MBA-Technik und deren Kosten. In: Bio- und Restabfallbehandlung VI. Neues aus Forschung und Praxis. Witzenhausen-Institut. S.657-671. Witzenhausen 2002

DÖPELHEUER, 2002: Anwendungsorientierte Verfahren zur Bestimmung von CO, HC und Ruß aus Luftfahrttriebwerken, Dissertationsschrift des DLR, Institut für Antriebstechnik, Köln, 2002

DREHER, 2003: „Das Zentrale System Emissionen als Instrument für Emissionsberechnung und Berichterstattung gemäß Kyoto-Protokoll“, Beitrag von Marion Dreher zum UBA-Jahresbericht 2003

ECETOC, 1994: European Center for Ecotoxicology and Toxicology of Chemicals: Ammonia Emissions to Air in Western Europe. Brüssel 1994

EHRIG, 1997: Verbundvorhaben Deponiekörper : Tagungsband zum 2. Statusseminar am 4. und 5. Februar 1997 in Wuppertal, BMBF-gefördert unter UBA-FKZ 146 0 799, beim Projektträger Abfallwirtschaft und Altlastensanierung im UBA

EIPPCB, XXXX: Internetseite des Europäischen IPPC-Büros (http://eippcb.jrc.es/pages/FActivities.htm), BREFs dort als pdf-Dateien verfügbar

EMEP, 2000: Joint EMEP/CORINAIR Atmospheric Emission Inventory Guidebook. 2nd ed., EEA, Copenhagen, 2000

EMEP, 2001: Joint EMEP/CORINAIR Atmospheric Emission Inventory Guidebook, Third Edition, EEA, Copenhagen, 2001

EMEP, 2002: EMEP/CORINAIR Emission Inventory Guidebook - 3rd edition October 2002 UPDATE

EMEP, 2003: Joint EMEP/CORINAIR Atmospheric Emission Inventory Guidebook, Third Edition September 2003 UPDATE, EEA, Copenhagen, 2003

European Commission (Hrsg.; CORINAIR Technical annexes, Volume 2, Default emission factors handbook, Luxemburg 1994

FAO, 2000: Forest Ressources of Europe, CIS, North America, Australia, Japan and New Zealand (Industrialized temperate/boreal countries). UN-ECE/FAO Contribution to the Globa Forest Assessment 2000. Main Report. Geneva Timber and Forest Study Papers, No.17

FAO, 2000: Forest Ressources of Europe, CIS, North America, Australia, Japan and New Zealand (Industrialized temperate/boreal countries). UN-ECE/FAO Contribution to the Globa Forest Assessment 2000. Main Report. Geneva Timber and Forest Study Papers, No.17

FAO, o.J.: Tabellen auf Homepage unter http://faostat.fao.org/default.jsp und persönlicher Austausch UBA mit FAO

FAULSTICH, 2001: in 6. Fachtagung Thermische Abfallbehandlung vom 18. - 20.6.2001 in Garching/München. Beitrag in Berichte aus Wassergüte- und Abfallwirtschaft. Technische Universität München, Nr. 162. München 2001.

FHG ISI, 1993: Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung: Emissionen der Treibhausgase Distickstoffoxid und Methan in Deutschland: Emissionsbilanz, Identifikation von Forschungs- und Handlungsbedarf sowie Erarbeitung von Handlungsempfehlungen ; Phase 1, UBA-Berichte 93/09, FKZ 10402682, E. Schmidt-Verlag Berlin, 1993

FHG ISI, 2003: Fraunhofer-Institut Umwelt-, Sicherheits-, Energietechnik: noch nicht veröffentlichter Bericht

FICHTNER, 1982: Fichtner Beratende Ingenieure: Maßnahmen zur Intensivierung der Abwärmenutzung in der Industrie, Forschungsvorhaben FKZ ETS8011A/1 im Auftrag des BMFT, Teil A: Ermittlung des theoretisch denkbaren Abwärmepotentials, S I. 4-8

FICHTNER et al, 1991: Fichtner, Brodtmann, L und Karras, J.: Möglichkeiten zur Sanierung der Abwasserverhältnisse bei den kommunalen und industriellen Direkteinleitern in die Oberflächengewässer der neuen Bundesländer. Forschungsbericht 102 06 222. Im Auftrag des Umweltbundesamtes.GROMKE 2002: Diplomarbeit zum Thema Herstellung und Einsatz von Ersatzbrennstoffen sowie Umweltrelevanz von Produkten und Reststoffen aus der Mitverbrennung von Abfällen. RWTH Aachen, Lehr- und Forschungsgebiet Abfallwirtschaft, ifeu - Institut für Energie und Umweltforschung Heidelberg. Januar 2002

HAUSBERGER, 2003: Update of the Emission Functions for Heavy Duty Vehicles in the Handbook Emission Factors for Road Traffic, TU Graz, 2003

ICAO, 2002: International Civil Aviation Organisation: Engine Exhaust Emissions Data Bank, 3rd edition, Doc. 9646-AN/943, 2002

IFE, 1991: IfE Leipzig GmbH, Energiebilanz 1990 für die neuen Bundesländer. Von Jochen Hesselbach und Mitarbeit von Bernd Lemmnitz, Elke Lindner, Hans-Albert Müller und Ursula Zehrfeld. Untersuchung im Auftrag des Bundesministers für Wirtschaft, Leipzig 1991

IFEU, 2001: Institut für Energie und Umweltforschung Heidelberg, Fehrenbach, H., Knappe, F., Vogt, R.: Ökobilanzielle Anforderungen an die Cofermentation von biogenen Abfällen in Faulbehältern. Im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Raumordnung und Landwirtschaft NRW. Düsseldorf 2001

IFEU, 2002, Knörr, W. et al, IFEU: Aktualisierung des Daten- und Rechenmodells: Energieverbrauch und Schadstoffemissionen aus dem motorisierten Verkehr in Deutschland 1980 bis 2020; sowie TREMOD 3.0 ; im Auftrag des Umweltbundesamtes, FKZ 201 45 112; Berlin 2002

IFEU, 2003a: Detzel, A., Vogt, R., Fehrenbach, H., Knappe, Fl., Gromke, U., ifeu-Institut Heidelberg: Anpassung der deutschen Methodik zur rechnerischen Emissionsermittlung an internationalen Richtlinien sowie Entwicklung und Anpassung von Methoden zur Emissionsprognose und zur Erstellung von Emissionsszenarien, Arbeitspaket V: Abfall/Abwasser. Umweltbundesamt, Förderkennzeichen (Ufoplan) 299 42 245, in prep.

IFEU, 2003b: Knörr, W. , Dünnebeil, F., Helms H., ifeu-Institut Heidelberg: Überarbeitung des Datentransfers zwischen den Datenbanken TREMOD (Transport Emission Estimation Model) und ZSE ("Zentrales System Emissionen"). Umweltbundesamt, Förderkennzeichen (Ufoplan) 201 41 261 / 03, in prep.

IGW, 1998: Ingenieurgemeinschaft Witzenhausen Fricke & Turk GmbH: Gleichwertigkeitsnachweis nach Ziffer 2.4 TASi für die Ablagerung von mechanisch-biologisch vorbehandelten Abfällen auf der Deponie „Lübben-Ratsvorwerk“. I. A. Kommunaler Entsorgungsverband „Niederlausitz“ (KAEV). In Zusammenarbeit mit Prof. Dr. W. Bidlingmaier, Bauhaus Universität Weimar und Prof. Dr. R. Stegmann, Ingenieurbüro für Abfallwirtschaft Hamburg. Witzenhausen 1998

INFRAS, 2003: i.A. des Bundesumweltamtes für Umwelt, Wald und Landschaft der Schweiz und des Umweltbundesamtes: Handbuch Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs Version 1.2, Software und Dokumentation Berlin/Bern in Bearbeitung

INFRAS, i.B.: Handbuch für Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs 2.0, F+E-Vorhaben 298 43 100/02, Abschluss voraussichtlich 12/2003

IPCC, 1995: Intergovermental Panel on Climatic Change: Climate change 1994. University Press, Cambridge 1995.

IPCC, 1996a: Intergovermental Panel on Climatic Change: Greenhouse Gas Inventory, Workbook, Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2, 1996

IPCC, 1996b: Intergovernmental Panel on Climate Change: Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Reference Manual, Volume 3, 1996

IPCC, 1999: Intergovernmental Panel on Climate Change: Aviation and the Global Atmosphere, Kap. 9, Aircraft Emissions: Current Inventories and Future Scenarios, Cambridge University Press, 1999

IPCC, 2000: Intergovernmental Panel on Climatic Change, Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories, IPCC Secretariat, 16th Session, Montreal, 1-8 May 2000

IPCC, 2001: Intergovernmental Panel on Climatic Change: Corrigendum of Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories, http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/gpgaum.htm

IPCC et al, 1997: IPCC/UNEP/OECD/IEA: Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Greenhouse Gas Inventory. Volume 3. Reference Manual, 1997 http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs6.htm

JAHRBUCH BERGBAU, XXXX: Erdöl- und Erdgas, Petrochemie, Elektrizität, Umweltschutz, ab 2001: Jahrbuch der europäischen Rohstoffwirtschaft, Verlag Glückauf, Essen, laufende Jahrgänge ab 1994

JOHNKE, 2001: Current Status of the Work on the Waste Incineration BREF in Seville. VGB PowerTech 12/2002.

JOHNKE, 2002: BAT – Die besten verfügbaren Techniken in Deutschland und Europa. 6. Fachtagung Thermische Abfallbehandlung vom 18. - 20.6.2001 in Garching/München. Beitrag in Berichte aus Wassergüte- und Abfallwirtschaft. Technische Universität München, Nr. 162. München 2001.

KBA, XXXX: Kraftfahrtbundesamt, Statistische Mitteilungen, Reihe 1 und 2: Kraftfahrzeuge

KERN et al, 1998: Kern, M., Funda, K., Mayer, M.: Stand der biologischen Abfallbehandlung in Deutschland. Teil I: Kompostierung. In: Müll und Abfall 11-98, 1998, S. 694-699

KNIGGE, SCHULZ, 1966: Grundriss der Forstbenutzung

KRAUTH et al, 1994: N2O in Kläranlagen, BMFT-Förderkennzeichen 02 WA 910 2/9. Im Auftrag des Bundesministeriums für Forschung und Technologie

LANGE, Hans-Jürgen, 1988: Kokereien. VOC aus Produktemissionen. Umweltbundesamt. Vermerk. Blatt 2.2.88 vorbehaltlich weiterer Recherchen. Angaben für 1990 – 1995, Angenommener VOC Anteil von 50%. Unveröffentlicht.

LÜTTICH et al, 2004: LÜTTICH M., DÄMMGEN U., EURICH-MENDEN B., DÖHLER H., OSTERBURG B.: Calculations of Emissions from German Agriculture – National Emission Inventory Report (NIR 2004 for 2002). Part 2. Tables. In: Dämmgen U (Hrsg.) (im Druck) Nationaler Inventarbericht 2004 - Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen: Teilbericht für die Quellgruppe Landwirtschaft. Landbauforsch. Völkenrode SH 260

MARLAND et al, 1983: Marland, G.; Rotty, R.M.: Carbon dioxide emissions from fossil fuels: A procedure for estimation and results for 1950-1982; Oak Ridge Associated University, Institute for Energy Analysis; Report to Department of Energy (Washington D.C.)

MNUW, 1990:·Ministerium für Naturschutz, Umweltschutz und Wasserwirtschaft 1990): Umweltbericht der DDR – Informationen zur Analyse der Umweltbedingungen in der DDR und zu weiteren Maßnahmen, März 1990, statistische Angaben für das Aufkommen an Siedlungsabfall für das Gebiet der ehemaligen DDR Tabelle 12, S. 56

MUNLV, 2000: Ministerium für Umwelt und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz NRW: Abfallverwertung in Industrieanlagen, inhaltliche Bearbeitung: Prognos AG, Berichte für die Umwelt - Bereich Abfall - Band 7

MUNLV, 2001: Ministerium für Umwelt und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz NRW: Abfälle aus Kläranlagen in Nordrhein-Westfalen, inhaltliche Bearbeitung: Fehrenbach, H., Knappe, F. (IFEU Heidelberg), Berichte zur Umwelt Bereich Abfall Band 5, Düsseldorf 2001

MWV, 2003: Mineralölwirtschaftsverband: MWV-Jahrbuch 2002, Anhang Mineralölzahlen, Hamburg, 2003

NABUURS et al, 1998: Nabuurs, G.-J., H. Pajuoja, K. Kuusela, R. Päivinen: Forest Resource Scenario Methodologies for Europe. Discussion Paper 5. European Forest Institute, Joensuu, Finland.

RITTER et al, 2001: Ritter Manfred, Bichler Brigitte, Brunner Judith, Gangl Marion, Lichtblau Günther, Poupa Stefan, Radunsky Klaus, Szednyj Illona, Waitz Elisabeth, Weiss Peter: Austrian National Inventory Report 2001, Submission under the united nations framework Convention on climate change, BE-190 Berichte, Band 190, ISBN: 3-85457-590-4, Umweltbundesamt GmbH, Wien, 04/2001

OECD/IEA, 2002: CO2-Emissions from fuel combustion 1971 – 2000, OECD + IEA, Paris 2002, ISBN 92-64-09794-5

OIL & GAS JOURNAL DATA BOOK, 1997: Edition, Pennwell Publ., Tulsa OK, USA, 1997

ÖKO-INSTITUT, 1997: Emittentenstruktur/Material- und Energieflussrechnung und Vermeidungskosten der Umweltökonomischen Gesamtrechnung (UGR), im Auftrag des Statistischen Bundesamtes Wiesbaden, Darmstadt 1997

ÖKO-INSTITUT, 2003a: Matthes, F.-Chr., Deuber, O., Öko-Institut e.V., 2003: Harmonisierung der Emissionsberichterstattung II, 1. Zwischenbericht. Umweltbundesamt, Förderkennzeichen (Ufoplan) 201 42 259, in prep.

ÖKO-INSTITUT, 2003b: Matthes, F.-Chr., Deuber, O., Harthan, R., Repenning, J., Öko-Institut e.V.: Anpassung der deutschen Methodik zur rechnerischen Emissionsermittlung an internationalen Richtlinien sowie Entwicklung und Anpassung von Methoden zur Emissionsprognose und zur Erstellung von Emissionsszenarien. Umweltbundesamt, Förderkennzeichen (Ufoplan) 299 42 245, in prep.

ÖKO-INSTITUT, 2004a: Arbeitsergebnisse aus dem F+E-Vorhaben 201 42 258 Unterstützung beim Aufbau eines Nationalen Systems für eine transparente Erhebung der Grundlagendaten und für die Emissionsberichterstattung entsprechend Artikel 5(1) des Kyoto-Protokolls, Auftragnehmer Öko-Institut, noch bis 15.10.2005 laufend (unveröffentlicht)

ÖKO-INSTITUT, 2004b: Emissionen in Abwasser- und Schlammbehandlung. Arbeitspapier im Rahmen des dem F+E-Vorhaben 201 42 258 Unterstützung beim Aufbau eines Nationalen Systems für eine transparente Erhebung der Grundlagendaten und für die Emissionsberichterstattung entsprechend Artikel 5(1) des Kyoto-Protokolls (unveröffentlicht)

ÖKO-INSTITUT, 2004c: Co_2 Emisssionsfaktoren für die Erstellung der nationalen CO_2-Inventare. Teilbericht für den nationalen Inventarbericht 2004.

ÖKO-RECHERCHE, 1996, Büro für Umweltforschung und –beratung GmbH: Aktuelle und künftige Emissionen treibhauswirksamer fluorierter Verbindungen in Deutschland, im Auftrag des UBA, FKZ 20601074/01, Frankfurt am Main, 1996

PLANCOTEC, 2000: Persönliche Mitteilung Teiluntersuchungsergebnisse aus dem DBU-Projekt 2002: Qualität und Anwendung von Gärreststoffen

PROGNOS, 2000: Anwendung des IPCC-Referenzverfahrens zur Ermittlung der verbrennungsbedingten CO2-Emissionen in Deutschland, Forschungsprojekt des UBA, FKZ 29744850, 2000

PROGNOS, 2002: Verkehrsentwicklung Sommer 2002 - Gleitende Mittelfristprognose für den Güter- und Personenverkehr; im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen; Basel, 30. Juni 2002

RAND, 2003: RAND Europe Berlin: Entwicklung eines Vorschlages für die Absenkung des derzeit gültigen internationalen Grenzwertes für Stickoxidemissionen von Flugzeugen unter Berücksichtigung der aktuellen und zukünftigen technischen Möglichkeiten, erstellt im Auftrag des Umweltbundesamtes, FKZ 201 45 108/ 01, Berlin, 2003

RENTZ et al, 2002: Rentz, Otto; Karl, Ute; Peter, H.: Ermittlung und Evaluierung von Emissionsfaktoren für Feuerungsanlagen in Deutschland für die Jahre 1995, 2000 und 2010, Bericht zum Forschungsprojekt des Umweltbundesamtes unter FKZ 299 43 142, durchgeführt vom DFIU (Universität Karlsruhe, Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung)

RETTENBERGER et al, 1997: RETTENBERGER, STEGMANN: Neue Aspekte der Deponiegasnutzung. Trierer Berichte zur Abfallwirtschaft Band 11. Economia-Verlag Bonn 1997. u.a. S. 268, 319

RHEINBRAUN AG, XXXX: Emissionserklärungen von 1987 – 1996, unveröffentlicht

RWI, 2000: Rheinisch-Westfälischen Institut für Wirtschaftsforschung in Essen: Die Klimaschutzerklärung der deutschen Industrie vom März 1996 – eine abschließende Bilanz, Monitoring-Bericht 2000, Fortschrittsberichte der Verbände, im Internet unter http://www.rwi-essen.de/pls/portal30/docs/FOLDER/ORGANISATION/FORSCHUNGSGRUPPEN/ENERGIEWIRTSCHAFT/ENERGIE_PROJEKTE/CO2_MONITORING/PDF_FORTSCHRITT/MO00_02.PDF

RYPDAL et al, 2000: Rypdal, K., Zhang, L.-C.: Uncertainties in the Norwegian Greenhouse Gas Emission Inventory; vol. 2000/13; Statistics Norway; Oslo

SCHÄFER, 2002.: Neues Konzept zum Düngemitteleinsatz. In: VKS News 65. Ausgabe 08/2002

SCHMID et al, 1999: Schmid, H. und Puxbaum, H.: Emissionen von ozonbildenden und klimarelevanten Spurengasen aus Kläranlagen. Institut für Analytische Chemie, Abteilung Umweltanalytik, Technische Universität Wien. Projekt MA22-4510/99.

SCHNEIDER, 1998: Co-Vergärung von Bioabfällen aus Haushalten im Faulbehälter – Analyse der Wirtschaftlichkeit der gemeinsamen Behandlung von Klärschlamm und kommunalen biogenen Abfällen. Diplomarbeit an der Ruhr-Universität Bochum in Zusammenarbeit mit dem Ruhrverband Essen. Essen, Februar 1998

SCHULTHESS et al, 1994: Schulthess von, R., Gujer, W.: Emission von Lachgas in denitrifizierenden Belebtschlammanlagen. Gas Wasser Abwasser Vol. 74, Nr. 9, 1994, S. 731-739.

SENSER et al, 1991: SENSER F, SCHERZ H.: Der Kleine "Souci-Fachmann-Kraut", Lebensmitteltabelle für die Praxis, 2. Auflage Wissenschaftliche Verlagsgesellschaft mbH, Stuttgart

STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT e.V., 2003a: Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1995 ff., Zahlenübersicht 45

STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT e.V., 2003b: Internetseite mit Übersichtstabellen. URL: http://www.kohlenstatistik.de. Aufruf der Seite 12.12.2003, Stand Übersichtstabellen 03.02.2004. Köln, Berlin.

STROGIES, 2004: Analyse der Hauptquellgruppen für die Inventare der Treibhausgasemissionen der Bundesrepublik Deutschland für die Jahre 1990 bis 2002 , Stand 22.03.04 (unveröffentlicht)

UBA, 1989: Umweltbundesamt: UBA-Text 6/89: Ermittlung der Abgasemissionen aus dem Flugverkehr über der Bundesrepublik Deutschland, FKZ 104 05 961

UBA, 1993: : Umweltbundesamt: UBA-Text 9/93Emissionen der Treibhausgase Distickstoffoxid und Methan in Deutschland. Auftragnehmer: Schön, M. et al. Fhg-ISI

UBA, 1994: Daten zur Umwelt 1992/1993, S. 563, Berlin, Schmidt, E.-Verlag

UBA, 1998: Umweltbundesamt: UBA-Text 72/98: Bart, M., Johnke, B., Rathmann, U.: Daten zur Anlagentechnik und zu den Standorten der thermischen Klärschlammentsorgung in der Bundesrepublik Deutschland

UBA, 2000a: UBA-Text 14/00: Pfeiffer, Frank / Struschka, Michael / Baumbach, Günter: Ermittlung der mittleren Emissionsfaktoren zur Darstellung der Emissionsentwicklung aus Feuerungsanlagen im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher, Institut für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen, Universität Stuttgart, Herausgeber: Umweltbundesamt, FKZ 295 46 364, Berlin

UBA, 2000b: Umweltbundesamt: UBA-Text 20/00: Kay-Uwe Kolshorn, Horst Fehrenbach: Ökologische Bilanzierung von Altöl-Verwertungswegen

UBA, 2000c: Umweltbundesamt: Bericht zur Ökologischen Vertretbarkeit der mechanisch-biologischen Vorbehandlung von Restabfällen einschließlich deren Ablagerung, Juli 1999

UBA, 2001a: Umweltbundesamt: UBA-Text 17/01: Maßnahmen zur verursacherbezogenen Schadstoffreduzierung des zivilen Flugverkehrs

UBA, 2001b: Umweltbundesamt: Thermische, mechanisch-biologische Behandlungsanlagen und Deponien für Rest-Siedlungsabfälle in der Bundesrepublik Deutschland. 5. Auflage (01/2001), Berlin

UBA, 2002a: Umweltbundesamt: UBA-Text 05/02: Döhler H., Eurich-Menden B., Dämmgen U., Osterburg B., Lüttich M., Bergschmidt A., Berg W., Brunsch R.: BMVEL/UBA-Ammoniak-Emissionsinventar der deutschen Landwirtschaft und Minderungsszenarien bis zum Jahr 2010. Forschungsbericht FKZ 299 42 256/02, Berlin 2002

UBA, 2002b: Umweltbundesamt: Umweltdaten Deutschland 2002, Berlin

UBA, 2002c: Umweltbundesamt: ZSE/Point Source User Manual; Handbuch für die Software Modulare EnergieSystem Analyse und Planung (MESAP 4), Auftragnehmer seven2one Informationssysteme (unveröffentlicht)

UBA, 2003a: Projekthandbuch Decor, Umweltbundesamt, Förderkennzeichen IT 20, in Bearbeitung

UBA, 2003b: Zusammenstellung nach EU Meldungen gem. RL 88/609/EWG. Stand 07.11. 2000, ergänzt am 23.04.2002 und fortgeschrieben am 25.07.2003, Umweltbundesamt Fachgebiet II 5.3, Herr von Leitner, unveröffentlicht

UBA, 2003c: Strogies, Dreher, Rimkus et al: Nationaler Inventarbericht 2003, Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen, Umweltbundesamt Berlin, Juni 2003; im Internet unter http://www.umweltbundesamt.org/fpdf-l/2515.pdf

UBA, 2003d: Umweltbundesamt: UBA-Text 41/03: Struschka, Michael / Zuberbühler, Ulrich / Dreiseidler, Anja et. al.: Ermittlung und Evaluierung der Feinstaubemissionen aus Kleinfeuerungsanlagen im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher sowie Ableitung von geeigneten Maßnahmen zur Emissionsminderung. Institut für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen, Universität Stuttgart. Weitere Autoren: Dreizler, Daniel / Baumbach, Günther, sowie Hartmann, Hans / Schmid, Volker / Link, Heiner (Bayerische Landesanstalt für Landtechnik im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe, Straubing, FKZ 299 44 140, S.312, Berlin

UBA, 2004: IZT, KPMG, DFIU: Arbeitsergebnisse aus dem F+E-Vorhaben 202 42 266 „Bestimmung und Einführung von Methoden zur Qualitätssicherung und Qualitätskontrolle für die deutschen Inventare der Treibhausgasemissionen entsprechend den Vorgaben der Klimarahmenkonvention (KRK) und der Anforderung der ECE-Luftreinhaltekonvention“ (unveröffentlicht)

UNECE, 2002: EB.AIR/GE.1/2002/7: Draft Guidelines for Estimating and Reporting Emissions Data. UNECE Juli 2002

UNFCCC, 2002: FCCC/SBSTA/2002/1: Guidelines for the Preparation of National Communications By Parties included in Annex 3 to the Convention, Part I: UNFCCC Reporting Guidelines on annual Inventories, Tables of the Common Reporting Format, unter http://unfccc.int/resource/webdocs/sbsta/2002/01.pdf

VDZ, 2002: Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2002, auf der Internetseite des VDZ (www.vdz-online.de/pub/umw_br.htm)

VIK, XXXX: Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V : Statistik der Energiewirtschaft, Verlag Energieberatung , Essen, Fortlaufende Jahrgänge

WALLMANN, 1999: Ökologische Bewertung der mechanisch-biologischen Restabfallbehandlung und der Müllverbrennung auf Basis von Energie- und Schadgasbilanzen. Schriftenreihe des Arbeitskreises für die Nutzbarmachung von Siedlungsabfällen ANS e.V., Heft 38

WICHT et al, 1995: Wicht, H. und Beier, M.: N2O-Emissionen aus nitrifizierenden und denitirifizierenden Kläranlagen. Korrespondenz Abwasser, 3/95. Jahrgang 42.

WIESEN et al, 1994: Nitrous Oxide and Methane Emissions from Aero Engines, Geophys. Res. Lett., 21 (1994) 2027-2030

WIESEN et al, 1996: Emission of nitrous oxide and methane from aero engines: monitoring by tunable diode laser spectroscopy, Infrared Phys. and Technol. 37 (1996) 75-81

WINIWARTER et al, 2000: Winiwarter, W., Orthofer, R.: Unsicherheit der Emissionsinventur für Treibhausgasein Österreich; vol. OEFZS--S-0072; Österreichisches Forschungszentrum Seibersdorf GmbH; Seibersdorf

WOLFF et al, 1997a: BMVEL (Hrsg),: Deutscher Waldbodenbericht 1996: Band 1, Bonn.

WOLFF et al, 1997b: BMVEL (Hrsg),: Deutscher Waldbodenbericht 1996: Band 2, Kap 5.2.2. Bonn.

ZIESING et al, 2003: Ziesing, Hans-Joachim (DIW), Felix Christian Matthes, (Öko-Institut), Franz Wittke (AGEB), Heike Leonhardt (UBA) „Harmonisierung der Energiedaten zur CO2-Berechnung“, Endbericht zum EUROSTAT-Vorhaben des Umweltbundesamtes, 24.04.2003, aktualisiert um die „Energiebilanz 1999“ vom 20.09.2003

Anhänge zum Nationalen Inventarbericht

12 ANHANG 1: HAUPTQUELLGRUPPEN DES DEUTSCHEN TREIBHAUSGASINVENTARS

Entsprechend der „*IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories*“[156] (*Good Practice Guidance*) sind die Vertragsstaaten der Klimarahmenkonvention und zukünftig des Kyoto-Protokolls verpflichtet, jährlich Emissionsdaten zu berechnen und zu veröffentlichen.

Diese Emissionsinventare müssen für jeden nachvollziehbar sein (Transparenz), in der Zeitreihe seit 1990 vergleichbar berechnet sein (Konsistenz), durch Anwendung der vorgeschriebenen Berechnungsmethoden international einheitlich bewertet sein (Vergleichbarkeit), alle im Berichtsland relevanten Emissionsquellen und –senken beinhalten (Vollständigkeit) und mit einer Fehlerangabe bewertet sein sowie einem permanentem internen und externen Qualitätsmanagement unterliegen (Genauigkeit).

Um die hierfür notwendigen vielfältigen und detaillierten Aktivitäten und Kapazitäten auf die wesentlichen Quellgruppen der Inventare konzentrieren zu können, wurde durch IPCC die Definition einer Hauptquellgruppe (engl.: Key Source) eingeführt. Als solche werden Quellgruppen bezeichnet, die im nationalen Inventarsystem herausgehoben sind, da ihre Berechnungsergebnisse einen signifikanten Einfluss auf die Gesamtemission der direkten Treibhausgase haben, entweder in der absolute Höhe der Emissionen, im Beitrag zum zeitlichen Emissionstrend oder beides.

In der Good Practice Guidance sind hierzu im Kapitel 7 die für die Bestimmung der Hauptquellgruppen anzuwendenden Methoden festgelegt. Diese ermöglichen es, durch die Analyse des Inventars für ein Jahr (Tier 1 Level Assessment), die Analyse einer Zeitreihe der Inventarangaben (Tier 1 Trend Assessment) sowie einer detaillierten Analyse der fehlerbewerteten Inventarangaben (Tier 2 Trend Assessment unter Berücksichtigung der Ungenauigkeiten) die jeweiligen Hauptquellgruppen zu identifizieren.

Für die identifizierten Hauptquellgruppen besteht dann die Verpflichtung, sehr detaillierte Berechnungsmethoden, die ebenfalls in der Good Practice Guidance vorgegeben sind, anzuwenden. Sollte dies aus den verschiedensten Gründen (z.B. die Datenverfügbarkeit für die benötigten Eingangsgrößen o.ä.) nicht möglich sein, besteht die Verpflichtung, nachzuweisen, dass durch die national angewendeten Methoden mindestens eine vergleichbare Genauigkeit im Berechnungsergebnis erreicht wird. Diese Nachweise sowie auch die insgesamt durchgeführte Hauptquellenanalyse ist in dem jährlich zu erarbeitenden nationalen Inventarbericht zu beschreiben.

12.1 Beschreibung der Methode zur Festlegung der Hauptquellgruppen

Im Nachfolgenden werden die Ergebnisse der Hauptquellenanalyse nach den beiden Tier 1 Verfahren (Level und Trend) vorgestellt. Auf die Beschreibung der zugrundegelegten

156 Dieser Bericht entstand als Reaktion auf eine Anregung der UN Klimarahmenkonvention an den Intergovernmen-tal Panel on Climate Change (IPCC). Es sollten die Arbeiten zur Bestimmung von Unsicherheiten in Inventaren abgeschlossen und ein Bericht über die “gute Praxis” des Inventarmanagements vorgelegt werden.
Er wurde mit der Zielstellung erarbeitet, die Staaten bei der Erarbeitung ihrer Emissionsinventare zu unterstützen. Es sollte eine Über- oder Unterbewertung der Ergebnisse vermieden und die Ungenauigkeiten der Inventare so weit wie möglich reduziert werden.
Der Bericht ist im Internet veröffentlicht : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/gpgaum.htm

Methoden in der *Good Practice Guidance* wird verwiesen. Abweichend vom dort dargestellten Vorschlag für die Gliederung der einzubeziehenden Quellgruppen wurde für diese Analyse ein größerer Grad der Detailliertheit gewählt. Die jährlichen Emissionsinventare wurden hinsichtlich ihrer CO_2-Äquivalentemissionen in insgesamt 174 Einzelaktivitäten aufgesplittet.

12.1.1 Tier 1 Level Approach

Im Ergebnis werden die Quellgruppen als Hauptquellgruppen (•) festgelegt, die 1990, bzw. 2002 von der Menge der freigesetzten Emissionen 95 % der nationalen Gesamtemission (als CO_2-Äquivalentemission) verursachen. Die Berechnung erfolgte unter Anwendung der Formel 7.1 der Good Practice Guidance.

Bei der in dieser Analyse verwandten Quellgruppenzusammenfassung sind nach diesem Verfahren im Jahr 2002 insgesamt 32 Hauptquellgruppen festzustellen (siehe Tabelle 94).

Tabelle 94: Hauptquellgruppen für Deutschland (1990-2002) gemäß Tier 1 Level Approach

IPCC source category	activity	Emissions of	2002 in CO_2 Äqu	Level assessment	Cumulative total	Key source
1A1a Public electricity and Heat production	Solid Fuels	CO_2	286.022,810	27,75	27,8	•
1A3b. Transport Road Transportation	Gasoline	CO_2	84.024,000	8,15	35,9	•
1A3b. Transport Road Transportation	Diesel Oil	CO_2	81.927,100	7,95	43,9	•
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Solid Fuels	CO_2	61.547,220	5,97	49,8	•
1A4b. Other Sectors Residential	Liquid Fuels	CO_2	59.475,768	5,77	55,6	•
1A4b. Other Sectors Residential	Gaseous Fuels	CO_2	57.624,000	5,59	61,2	•
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Gaseous Fuels	CO_2	49.594,679	4,81	66,0	•
1A1a Public electricity and Heat production	Gaseous Fuels	CO_2	26.008,603	2,52	68,5	•
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Gaseous Fuels	CO_2	25.988,591	2,52	71,0	•
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Liquid Fuels	CO_2	20.506,201	1,99	73,0	•
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Liquid Fuels	CO_2	20.248,830	1,96	75,0	•
4A.1. Enteric Fermentation	Non-Dairy Cattle	CH_4	20.011,612	1,94	76,9	•
1A1b. Petroleum Refining	Liquid Fuels	CO_2	18.509,179	1,80	78,7	•
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Solid Fuels	CO_2	18.462,616	1,79	80,5	•

Tabelle 94: Hauptquellgruppen für Deutschland (1990-2002) gemäß Tier 1 Level Approach (Forts.)

IPCC source category	activity	Emissions of	2002 in CO_2 Äqu	Level assessment	Cumulative total	Key source
4D1. Agricultural Soils	Direct Soil Emissions	N_2O	18.293,100	1,77	82,3	•
4B1. Manure Management	Dairy Cattle	CH_4	12.856,979	1,25	83,5	•
4A.1. Enteric Fermentation	Dairy Cattle	CH_4	12.581,482	1,22	84,8	•
2A1. Mineral Products Cement Production		CO_2	12.352,180	1,20	86,0	•
4B8. Manure Management	Swine	CH_4	12.262,169	1,19	87,2	•
6A1 Managed Waste Disposal on Land	Solid Waste Disposal on Land	CH_4	11.921,594	1,16	88,3	•
4D3. Agricultural Soils	Indirect Emissions	N_2O	11.284,000	1,09	89,4	•
4B1. Manure Management	Non-Dairy Cattle	CH_4	8.364,574	0,81	90,2	•
1B2b. Fugitive Emissions from Fuels Natural Gas	Natural Gas	CH_4	7.216,411	0,70	90,9	•
2F. Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF6	HFC´s	7.035,400	0,68	91,6	•
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Liquid Fuels	CO_2	5.859,175	0,57	92,2	•
2A2. Mineral Products Lime Production		CO_2	5.551,040	0,54	92,7	•
1B1a. Fugitive Emissions from Fuels Coal Mining and Handling	Solid Fuels	CH4	5.433,456	0,53	93,2	•
1A1a Public electricity and Heat production	Liquid Fuels	CO_2	4.355,777	0,42	93,7	•
1A3a. Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	CO_2	4.247,600	0,41	94,1	•
2B2 Chemical Industry	Nitric Acid Production	N_2O	4.007,215	0,39	94,5	•
2F. Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF_6	SF_6	3.728,400	0,36	94,8	•
1A3b. Transport Road Transportation	Gasoline	N_2O	3.399,359	0,33	95,2	•
1A1a Public electricity and Heat production	Solid Fuels	N_2O	3.386,149	0,33	95,5	
2B3 Chemical Industry	Adipic Acid Production	N_2O	3.073,726	0,30	95,8	
1A4b. Other Sectors Residential	Solid Fuels	CO_2	2.990,034	0,29	96,1	
1A3e. Transport Other Transportation	Liquid Fuels	CO_2	2.981,332	0,29	96,4	
6B1. Wastewater Handling	Industrial Wastewater	N_2O	2.300,200	0,22	96,6	
4D2. Agricultural Soils	Animal Production	N_2O	2.046,000	0,20	96,8	
3D.Total Solvent and Other Product Use		N_2O	1.922,000	0,19	97,0	
2B1. Chemical Industry	Ammonia production	CO_2	1.830,570	0,18	97,1	
1B1c. Fugitive Emissions from Fuels Other (Abandoned Mines)	Solid Fuels	CH_4	1.827,000	0,18	97,3	
4B13. Manure Management Other	Dairy Cows	N_2O	1.626,268	0,16	97,5	
1A3c. Transport Railways	Liquid Fuels	CO_2	1.621,340	0,16	97,6	
2A7. Glass Production		CO_2	1.500,000	0,15	97,8	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Gaseous Fuels	CO_2	1.378,534	0,13	97,9	
4B13. Manure Management Other	Other Cattle	N_2O	1.335,395	0,13	98,0	

Tabelle 94: Hauptquellgruppen für Deutschland (1990-2002) gemäß Tier 1 Level Approach (Forts.)

IPCC source category	activity	Emissions of	2002 in CO_2 Äqu	Level assessment	Cumulative total	Key source
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Liquid Fuels	CO_2	1.302,481	0,13	98,2	
2CE. Production of Halocarbons and SF6	production of HCFC-22	HFC´s	1.211,750	0,12	98,3	
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Solid Fuels	CO_2	1.191,809	0,12	98,4	
1A3b. Transport Road Transportation	Diesel Oil	N_2O	1.058,863	0,10	98,5	
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Solid Fuels	N_2O	1.017,356	0,10	98,6	
4A.8. Enteric Fermentation	Swine	CH_4	970,793	0,09	98,7	
2C3. Aluminium Production		CO_2	892,651	0,09	98,8	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Gaseous Fuels	CO_2	809,296	0,08	98,9	
4B13. Manure Management Other	Swine	N_2O	784,829	0,08	98,9	
1A3e. Transport Other Transportation	Gaseous Fuels	CO_2	743,907	0,07	99,0	
1A3d. Transport Navigation	Diesel Oil	CO_2	737,558	0,07	99,1	
1A1b. Petroleum Refining	Gaseous Fuels	CO_2	692,198	0,07	99,2	
1A1a Public electricity and Heat production	Other Fuels	CO_2	673,073	0,07	99,2	
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Gaseous Fuels	CO_2	586,113	0,06	99,3	
2A4. Soda Ash		CO_2	557,828	0,05	99,3	
4A.3. Enteric Fermentation	Sheep	CH_4	544,233	0,05	99,4	
1A1b. Petroleum Refining	Solid Fuels	CO_2	473,477	0,05	99,4	
4B13. Manure Management Other	Poultry	N_2O	462,912	0,04	99,5	
1A4b. Other Sectors Residential	Biomass	CH_4	448,486	0,04	99,5	
2C3. Aluminium Production		PFC´s	431,010	0,04	99,6	
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Other Fuels	CO_2	384,574	0,04	99,6	
2F. Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF6	PFC´s	355,000	0,03	99,6	
4B13. Manure Management Other	Horses	N_2O	250,109	0,02	99,7	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Solid Fuels	N_2O	241,130	0,02	99,7	
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Gaseous Fuels	N_2O	240,721	0,02	99,7	
1A3b. Transport Road Transportation	Gasoline	CH_4	236,951	0,02	99,7	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Liquid Fuels	CO_2	207,422	0,02	99,7	
4B9. Manure Management	Poultry	CH_4	186,533	0,02	99,8	
4A.6. Enteric Fermentation	Horses	CH_4	185,581	0,02	99,8	
2C4. SF6 Used in Aluminium and Magnesium Foundries		SF_6	167,300	0,02	99,8	
1A4b. Other Sectors Residential	Liquid Fuels	N_2O	152,031	0,01	99,8	
6B1. Wastewater Handling	Industrial Wastewater	CH_4	132,930	0,01	99,8	

Tabelle 94: Hauptquellgruppen für Deutschland (1990-2002) gemäß Tier 1 Level Approach (Forts.)

IPCC source category	activity	Emissions of	2002 in CO_2 Äqu	Level assessment	Cumulative total	Key source
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Liquid Fuels	N_2O	107,943	0,01	99,8	
1A1a Public electricity and Heat production	Gaseous Fuels	N_2O	101,086	0,01	99,8	
1A4b. Other Sectors Residential	Gaseous Fuels	N_2O	98,887	0,01	99,9	
1A1a Public electricity and Heat production	Solid Fuels	CH_4	85,927	0,01	99,9	
1B2a. Fugitive Emissions from Fuels Oil	Oil	CH_4	85,590	0,01	99,9	
1A4b. Other Sectors Residential	Biomass	N_2O	85,527	0,01	99,9	
1A4b. Other Sectors Residential	Solid Fuels	CH_4	77,179	0,01	99,9	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Solid Fuels	CO2	74,134	0,01	99,9	
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Solid Fuels	CH_4	66,131	0,01	99,9	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Liquid Fuels	N_2O	63,182	0,01	99,9	
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Solid Fuels	CO_2	58,734	0,01	99,9	
1A1b. Petroleum Refining	Liquid Fuels	N_2O	58,723	0,01	99,9	
1A3c. Transport Railways	Solid Fuels	CO_2	53,838	0,01	99,9	
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Gaseous Fuels	N_2O	49,726	0,00	99,9	
1A4b. Other Sectors Residential	Solid Fuels	N_2O	48,564	0,00	99,9	
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Liquid Fuels	N_2O	47,106	0,00	99,9	
1A3b. Transport Road Transportation	Petroleum	CO_2	44,400	0,00	99,9	
1A3e. Transport Other Transportation	Liquid Fuels	N_2O	42,814	0,00	99,9	
1A1a Public electricity and Heat production	Other Fuels	N_2O	41,730	0,00	99,9	
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Biomass	CH_4	39,693	0,00	100,0	
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Gaseous Fuels	CH_4	37,242	0,00	100,0	
1A3b. Transport Road Transportation	Diesel Oil	CH_4	31,593	0,00	100,0	
4B6. Manure Management	Horses	CH_4	28,050	0,00	100,0	
1A3a. Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	N_2O	26,691	0,00	100,0	
1A4b. Other Sectors Residential	Gaseous Fuels	CH_4	23,770	0,00	100,0	
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Solid Fuels	CH_4	23,213	0,00	100,0	
1A3c. Transport Railways	Liquid Fuels	N_2O	23,093	0,00	100,0	
1B1b. Fugitive Emissions from Fuels Solid Fuel Transformation	Solid Fuels	CH_4	22,762	0,00	100,0	
1A1a Public electricity and Heat production	Liquid Fuels	N_2O	19,813	0,00	100,0	
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Other Fuels	N_2O	17,883	0,00	100,0	

Tabelle 94: Hauptquellgruppen für Deutschland (1990-2002) gemäß Tier 1 Level Approach (Forts.)

IPCC source category	activity	Emissions of	2002 in CO_2 Äqu	Level assessment	Cumulative total	Key source
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Biomass	CH_4	17,458	0,00	100,0	
2B4 Chemical Industry	Carbide Production	CO_2	15,042	0,00	100,0	
4B13. Manure Management Other	Sheep	N_2O	15,021	0,00	100,0	
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Liquid Fuels	CH_4	14,387	0,00	100,0	
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Liquid Fuels	N_2O	13,472	0,00	100,0	
4B3. Manure Management	Sheep	CH_4	12,609	0,00	100,0	
1A3d. Transport Navigation	Diesel Oil	N_2O	10,505	0,00	100,0	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Liquid Fuels	CH_4	9,627	0,00	100,0	
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Solid Fuels	N_2O	8,095	0,00	100,0	
1A1a Public electricity and Heat production	Gaseous Fuels	CH_4	7,765	0,00	100,0	
1A1b. Petroleum Refining	Liquid Fuels	CH_4	7,688	0,00	100,0	
1A3e. Transport Other Transportation	Liquid Fuels	CH_4	6,963	0,00	100,0	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Solid Fuels	CH_4	6,517	0,00	100,0	
1A3b. Transport Road Transportation	Liquid Gas	CO_2	6,500	0,00	100,0	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Gaseous Fuels	N_2O	6,461	0,00	100,0	
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Biomass	N_2O	6,455	0,00	100,0	
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Liquid Fuels	CH_4	6,387	0,00	100,0	
1A3e. Transport Other Transportation	Gaseous Fuels	N_2O	4,942	0,00	100,0	
1A1b. Petroleum Refining	Solid Fuels	N_2O	4,930	0,00	100,0	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Other Fuels	CO_2	4,557	0,00	100,0	
1A1b. Petroleum Refining	Gaseous Fuels	N_2O	3,948	0,00	100,0	
1A1a Public electricity and Heat production	Liquid Fuels	CH_4	3,914	0,00	100,0	
1A4b. Other Sectors Residential	Liquid Fuels	CH_4	3,581	0,00	100,0	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Biomass	N_2O	2,926	0,00	100,0	
1A3c. Transport Railways	Liquid Fuels	CH_4	2,301	0,00	100,0	
2C1. Metal Production Iron and Steel Production	other	CH_4	2,048	0,00	100,0	
1A1a Public electricity and Heat production	Other Fuels	CH_4	1,696	0,00	100,0	
1A1a Public electricity and Heat production	Biomass	N_2O	1,635	0,00	100,0	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Biomass	N_2O	1,634	0,00	100,0	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Gaseous Fuels	N_2O	1,548	0,00	100,0	

Tabelle 94: Hauptquellgruppen für Deutschland (1990-2002) gemäß Tier 1 Level Approach (Forts.)

IPCC source category	activity	Emissions of	2002 in CO_2 Äqu	Level assessment	Cumulative total	Key source
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Liquid Fuels	N_2O	1,212	0,00	100,0	
1A3a. Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	CH_4	1,205	0,00	100,0	
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Gaseous Fuels	CH_4	1,146	0,00	100,0	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Gaseous Fuels	CH_4	1,138	0,00	100,0	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Solid Fuels	N_2O	1,127	0,00	100,0	
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Gaseous Fuels	N_2O	0,941	0,00	100,0	
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Solid Fuels	N_2O	0,813	0,00	100,0	
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Other Fuels	CH_4	0,686	0,00	100,0	
1A3d. Transport Navigation	Diesel Oil	CH_4	0,628	0,00	100,0	
1A3b. Transport Road Transportation	Petroleum	N_2O	0,621	0,00	100,0	
1A3c. Transport Railways	Solid Fuels	N_2O	0,586	0,00	100,0	
1A3e. Transport Other Transportation	Gaseous Fuels	CH_4	0,558	0,00	100,0	
1A1b. Petroleum Refining	Gaseous Fuels	CH_4	0,338	0,00	100,0	
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Solid Fuels	CH_4	0,309	0,00	100,0	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Biomass	CH_4	0,307	0,00	100,0	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Solid Fuels	CH_4	0,260	0,00	100,0	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Other Fuels	N_2O	0,212	0,00	100,0	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Liquid Fuels	CH_4	0,182	0,00	100,0	
1A3c. Transport Railways	Solid Fuels	CH_4	0,170	0,00	100,0	
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Liquid Fuels	CH_4	0,135	0,00	100,0	
1A1b. Petroleum Refining	Solid Fuels	CH_4	0,130	0,00	100,0	
1A3b. Transport Road Transportation	Liquid Gas	N_2O	0,053	0,00	100,0	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Gaseous Fuels	CH_4	0,036	0,00	100,0	
1A1a Public electricity and Heat production	Biomass	CH_4	0,028	0,00	100,0	
1A3b. Transport Road Transportation	Petroleum	CH_4	0,024	0,00	100,0	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Other Fuels	CH_4	0,009	0,00	100,0	
1A3b. Transport Road Transportation	Liquid Gas	CH_4	0,006	0,00	100,0	
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Gaseous Fuels	CH_4	0,004	0,00	100,0	
1A1a Public electricity and Heat production	Biomass	CO_2	0,000	0,00	100,0	

Tabelle 94: Hauptquellgruppen für Deutschland (1990-2002) gemäß Tier 1 Level Approach (Forts.)

IPCC source category	activity	Emissions of	2002 in CO_2 Äqu	Level assessment	Cumulative total	Key source
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Biomass	CH_4		0,00	100,0	
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Biomass	N_2O		0,00	100,0	
1A3b. Transport Road Transportation	Biomass	CH_4	0,000	0,00	100,0	
1A3b. Transport Road Transportation	Biomass	N_2O	0,000	0,00	100,0	
1B2d. Fugitive Emissions from Fuels Other	Oil and Gas	CH_4		0,00	100,0	
2CE. Production of Halocarbons and SF_6	Fugitive emissions	SF_6	0,000	0,00	100,0	
2CE. Production of Halocarbons and SF_6		PFC´s		0,00	100,0	

12.1.2 Tier 1 Trend Approach

Im Ergebnis werden die Quellgruppen als Hauptquellgruppen (•) festgelegt, die hinsichtlich der zeitlichen Entwicklung ihres Emissionsbeitrages seit 1990 zur Änderung der Gesamttreibhausgasemissionen 2002 besonders beigetragen haben. Es spielt hierbei keine Rolle, ob durch diese Änderung eine Minderung oder Steigerung der Emissionen der Gesamtemissionen erfolgt ist. Die Berechnung erfolgte unter Anwendung der Formel 7.2 der Good Practice Guidance.

Bei der in dieser Analyse verwendeten Quellgruppenzusammenfassung sind nach diesem Verfahren insgesamt 32 Hauptquellen festzustellen (siehe Tabelle 95).

Tabelle 95: Hauptquellgruppen für Deutschland (1990-2002) gemäß Tier 1 Trend Approach

IPCC source category	activity	Emissions of	1990 in CO_2 Äqu	2002 in CO_2 Äqu	1990-2002 CO_2 Äqu.	Trend assessment	Cumulative total	Key source
1A3b. Transport Road Transportation	Diesel Oil	CO_2	54.458,080	81.927,100	0,044478	9,91621819	9,9	•
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Solid Fuels	CO_2	120.249,786	61.547,220	0,044170	9,84742667	19,8	•
1A1a Public electricity and Heat production	Solid Fuels	CO_2	306.429,717	286.022,810	0,041548	9,26291886	29,0	•
1A4b. Other Sectors Residential	Gaseous Fuels	CO_2	31.691,782	57.624,000	0,037749	8,41608427	37,4	•
1A4b. Other Sectors Residential	Solid Fuels	CO_2	41.425,080	2.990,034	0,036942	8,23604594	45,7	•
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Solid Fuels	CO_2	56.384,031	18.462,616	0,033113	7,38231255	53,1	•
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Solid Fuels	CO_2	20.901,797	1.191,809	0,019018	4,23992333	57,3	•
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Gaseous Fuels	CO_2	13.633,411	25.988,591	0,017670	3,93949683	61,2	•
1B1a. Fugitive Emissions from Fuels Coal Mining and Handling	Solid Fuels	CH_4	23.817,421	5.433,456	0,016809	3,74748701	65,0	•
6A1 Managed Waste Disposal on Land	Solid Waste Disposal on Land	CH_4	31.478,863	11.921,594	0,016561	3,69224323	68,7	•
1A4b. Other Sectors Residential	Liquid Fuels	CO_2	56.162,511	59.475,768	0,016029	3,57360187	72,3	•

IPCC source category	activity	Emissions of	1990 in CO_2 Äqu	2002 in CO_2 Äqu	1990-2002 CO_2 Äqu.	Trend assessment	Cumulative total	Key source
2B3 Chemical Industry	Adipic Acid Production	N2O	18.804,600	3.073,726	0,014722	3,28220063	75,5	•
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Gaseous Fuels	CO_2	45.750,962	49.594,679	0,014423	3,21555085	78,8	•
1A1a Public electricity and Heat production	Gaseous Fuels	CO_2	18.463,251	26.008,603	0,012971	2,89184517	81,6	•
2F. Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF_6	HFC´s		7.035,400	0,008393	1,87109416	83,5	•
1A3b. Transport Road Transportation	Gasoline	CO_2	95.794,488	84.024,000	0,006558	1,46197100	85,0	•
1A1b. Petroleum Refining	Liquid Fuels	CO_2	16.008,949	18.509,179	0,006425	1,43241467	86,4	•
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Liquid Fuels	CO_2	6.659,145	1.302,481	0,004958	1,10538815	87,5	•
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Solid Fuels	CO_2	4.750,908	74,134	0,004557	1,01604954	88,5	•
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Solid Fuels	CO_2	4.657,327	58,734	0,004484	0,99974316	89,5	•
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Liquid Fuels	CO_2	28.391,517	20.506,201	0,003301	0,73604523	90,3	•
1A1a Public electricity and Heat production	Liquid Fuels	CO_2	8.474,772	4.355,777	0,003091	0,68918386	91,0	•
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Liquid Fuels	CO_2	27.280,448	20.248,830	0,002522	0,56226547	91,5	•
1A3a. Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	CO_2	2.897,396	4.247,600	0,002234	0,49799340	92,0	•
6B1. Wastewater Handling	Industrial Wastewater	CH_4	2.226,210	132,930	0,002018	0,44999223	92,5	•
2CE. Production of Halocarbons and SF6	production of HCFC-22	HFC´s	3.510,000	1.211,750	0,001987	0,44296005	92,9	•
2C3. Aluminium Production		PFC´s	2.486,000	431,010	0,001917	0,42735453	93,3	•
1A3b. Transport Road Transportation	Gasoline	N2O	2.227,031	3.399,359	0,001877	0,41854912	93,8	•
1A1b. Petroleum Refining	Solid Fuels	CO_2	2.381,264	473,477	0,001764	0,39322619	94,1	•
1A4b. Other Sectors Residential	Solid Fuels	CH_4	1.809,335	77,179	0,001677	0,37393488	94,5	•
4A.1. Enteric Fermentation	Non-Dairy Cattle	CH_4	20.011,612	17.664,908	0,001504	0,33523951	94,9	•
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Other Fuels	CO_2	1.922,710	384,574	0,001421	0,31689920	95,2	•

12.1.3 Bewertung

Die vorgelegten Resultate beruhen auf einer in Übereinstimmung mit den Vorschriften sehr detaiiliert durchgeführten Analyse. Es wurden für das Jahr 2002 insgesamt (in der Summe beider TIER 1 Verfahren) 44 Hauptquellgruppen identifiziert. Sie verursachen insgesamt eine CO2-Äquivalentemission von 977605 Gg und dies entspricht einem Anteil von 96,3 % an der Gesamtemission des Jahres 2002. Diese Quellgruppen werden unabhängig von der letztendlich ausschlaggebenden Komponente jeweils für alle Treibhausgase als Hauptquelle behandelt.

Das Ergebnis wird in nachfolgender Tabelle

Tabelle 96 zusammengefasst dargestellt.

Tabelle 96: Hauptquellgruppen für Deutschland (1990-2002) gemäß Tier 1 Level und Trend Approach

IPCC SOURCE CATEGORIES	ACTIVITY	EMISSIONS OF	EMISSION Gg CO2 EE	LEVEL 1990	LEVEL 2002	TREND 2002
1A1a Public electricity and Heat production	Gaseous Fuels	CO_2	26008,60	●	●	●
1A1a Public electricity and Heat production	Liquid Fuels	CO_2	4355,78	●	●	●
1A1a Public electricity and Heat production	Solid Fuels	CO_2	286022,81	●	●	●
1A1b. Petroleum Refining	Liquid Fuels	CO_2	18509,18	●	●	●
1A1b. Petroleum Refining	Solid Fuels	CO_2	473,48			●
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Solid Fuels	CO_2	18462,62	●	●	●
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Gaseous Fuels	CO_2	49594,68	●	●	●
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Liquid Fuels	CO_2	20506,20	●	●	●
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Other Fuels	CO_2	384,57			●
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Solid Fuels	CO_2	61547,22	●	●	●
1A3a. Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	CO_2	4247,60		●	●
1A3b. Transport Road Transportation	Diesel Oil	CO_2	81927,10	●	●	●
1A3b. Transport Road Transportation	Gasoline	CO_2	84024,00	●	●	●
1A3b. Transport Road Transportation	Gasoline	N_2O	3399,36		●	●
1A3e. Transport Other Transportation	Liquid Fuels	CO_2	2981,33	●		
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Gaseous Fuels	CO_2	25988,59	●	●	●
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Liquid Fuels	CO_2	20248,83	●	●	●
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Solid Fuels	CO_2	1191,81	●		●
1A4b. Other Sectors Residential	Gaseous Fuels	CO_2	57624,00	●	●	●
1A4b. Other Sectors Residential	Liquid Fuels	CO_2	59475,77	●	●	●
1A4b. Other Sectors Residential	Solid Fuels	CH_4	77,18			●
1A4b. Other Sectors Residential	Solid Fuels	CO_2	2990,03	●		●
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Liquid Fuels	CO_2	5859,17	●	●	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Solid Fuels	CO_2	74,13	●		●
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Liquid Fuels	CO_2	1302,48	●		●
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Solid Fuels	CO_2	58,73	●		●
1B1a. Fugitive Emissions from Fuels Coal Mining and Handling	Solid Fuels	CH_4	5433,46	●	●	●
1B2b. Fugitive Emissions from Fuels Natural Gas	Natural Gas	CH_4	7216,41	●	●	
2A1. Mineral Products Cement Production		CO_2	12352,18	●	●	
2A2. Mineral Products Lime Production		CO_2	5551,04	●	●	
2B2 Chemical Industry	Nitric Acid Production	N_2O	4007,22	●	●	
2B3 Chemical Industry	Adipic Acid Production	N_2O	3073,73	●		●
2C3. Aluminium Production		PFC´s	431,01			●
2CE. Production of Halocarbons and SF6	production of HCFC-22	HFC´s	1211,75	●		●
2F. Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF6	HFC´s	7035,40		●	●
2F. Industrial Processes	Consumption of	SF_6	2740,62	●	●	

IPCC SOURCE CATEGORIES	ACTIVITY	EMISSIONS OF	EMISSION Gg CO2 EE	LEVEL 1990	LEVEL 2002	TREND 2002
	Halocarbons and SF6					
4A.1. Enteric Fermentation	Dairy Cattle	CH_4	9809,83	●	●	
4A.1. Enteric Fermentation	Non-Dairy Cattle	CH_4	15517,48	●	●	●
4B1. Manure Management	Dairy Cattle	CH_4	10451,82	●	●	
4B1. Manure Management	Non-Dairy Cattle	CH_4	5996,13	●	●	
4B8. Manure Management	Swine	CH_4	10791,36	●	●	
4D1. Agricultural Soils	Direct Soil Emissions	N_2O	18293,10	●	●	
4D3. Agricultural Soils	Indirect Emissions	N_2O	11284,00	●	●	
6A1 Managed Waste Disposal on Land	Solid Waste Disposal on Land	CH_4	11921,59	●	●	●
6B1. Wastewater Handling	Industrial Wastewater	CH_4	132,93			●

In der weiteren Bearbeitung des Forschungsvorhabens zur Qualitätssicherung der Inventare muss dann auch eine Hauptquellenfestlegung nach der Tier 2 Methodik erfolgen.

13 ANHANG 2: DETAILLIERTE ERLÄUTERUNG DER METHODEN UND DATEN ZUR BERECHNUNG VON CO_2 EMISSIONEN AUS DER VERBRENNUNG FOSSILER BRENNSTOFFE

13.1 Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen und ihre wichtigsten Datengrundlagen

In der Bundesrepublik Deutschland werden von zahlreichen Stellen energiestatistische Daten veröffentlicht, die zum Teil eine unterschiedliche Darstellung, Abgrenzung und Aggregation aufweisen. Vor diesem Hintergrund haben Anfang der siebziger Jahre Verbände der deutschen Energiewirtschaft gemeinsam mit wirtschaftswissenschaftlichen Forschungsinstituten die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) mit dem Ziel gegründet, Statistiken aus allen Gebieten der Energiewirtschaft nach einheitlichen Kriterien auszuwerten, die Daten zu einem geschlossenen Bild zusammenzufassen und dieses Zahlenwerk als Energiebilanzen der Öffentlichkeit zugänglich zu machen. Die Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland nehmen nach ihrer Struktur und Aussagekraft eine zentrale Stellung im Energiedatensystem ein. Sie sind daher auch Grundlage für die Ermittlung energiebedingter Emissionen, Szenarien und Prognosen über die Auswirkung energie- und umweltpolitischer Maßnahmen.

Erarbeitet wird die Energiebilanz von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB), der neben den Verbänden der Energiewirtschaft auch energiewirtschaftliche Forschungsinstitute angehören. Mitglieder der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen sind (Stand: Mai 2002):

- sechs Energiewirtschaftsverbände
  Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. (BGW), Bonn,
  Deutscher Braunkohlen-Industrie- Verein e.V. (DEBRIV), Köln,
  Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus (GVSt), Essen,
  Mineralölwirtschaftsverband (MWV), Hamburg,
  Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - VDEW - e.V., Frankfurt am Main,
  Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK), Essen
- sowie drei wirtschaftswissenschaftliche Forschungsinstitute
  Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin,
  Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (EWI), Köln,
  Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), Essen.

Bis 1994 ist die Energiebilanz vom Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus, Essen, erstellt worden.

Die Gesamtverantwortung für die Erstellung der Energiebilanzen obliegt seit– dem Bilanzjahr 1995 – dem DIW Berlin, wobei der Mineralölwirtschaftsverband e.V. die Mineralöldaten zuliefert und die anderen in der AGEB vertretenen Verbände insbesondere die auf ihren Energieträger bezogenen Daten prüfen. Insgesamt liefern die Energiebilanzen unter Berücksichtigung der überhaupt verfügbaren Datenlage ein verlässliches Bild der Energiemengenstrukturen nach Aufkommen und Verwendung in der deutschen Volkswirtschaft.

Die wichtigsten Quellen sind in der Tabelle 97 aufgelistet. Danach kommt der amtlichen (z.B. Statistisches Bundesamt) und halbamtlichen (z.B. Statistik der Kohlenwirtschaft) Berichterstattung eine wesentliche Bedeutung zu. Allerdings können dadurch nicht alle

Elemente erfasst werden. Daher werden zusätzlich Verbandsstatistiken genutzt. Hinzu

Alle Energieträger	**Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit** Referat Elektrizitätswirtschaft - Statistische Jahresberichte Referat Gaswirtschaft - Statistische Jahresberichte **Statistisches Bundesamt** Jahreszahlen für das Produzierende Gewerbe Fachserie 4 Produzierendes Gewerbe - Reihe 3.1 Produktion im Produzierenden Gewerbe - Reihe 4.1.1 Beschäftigung, Umsatz und Energieversorgung der Unternehmen und Betrieb im Bergbau und im Verarbeitenden Gewerbe - Reihe 6.4 Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Bergbau und Verarbeitenden Gewerbe Fachserie 7 Außenhandel - Reihe 2 Außenhandel nach Waren und Ländern Ausgewählte Zahlen zur Energiewirtschaft **Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - VDEW - e.V.** VDEW-Jahresstatistik VDEW-Umfragen zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen Marktforschungsergebnisse, Firmenangaben, Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
Steinkohle und Braunkohlen	**Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.** Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland – Jahresberichte Zahlen zur Kohlenwirtschaft Absatzstatistik und sonstige unveröffentlichte Energiestatistiken
Mineralöle	**Bundesamt für Wirtschaft** Amtliche Mineralöldaten für die Bundesrepublik Deutschland **Mineralölwirtschaftsverband e.V. (MWV)** Mineralöl-Zahlen – Jahresberichte **Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.** Jahresberichte **Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten** Gasölverbrauch der Landwirtschaft
Gase	**Statistisches Bundesamt, Außenstelle Düsseldorf** Eisen- und Stahlstatistik: Brennstoff-, Gas- und Stromstatistik **Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.** Jahresberichte **Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V.** Gasstatistik - Jahresberichte **Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.** Gasstatistik **Deutscher Verband Flüssiggas e.V.** Der Flüssiggasmarkt - Jahresberichte
Andere Energieträger	**Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V.** Hauptberichte der Fernwärmeversorgung
„Nichtenergieträger“	**Mineralölwirtschaftsverband e.V. (MWV)** **Verband der Chemischen Industrie e.V. (VCI)**

kommen in einer Reihe von Fällen, z.B. zur Darstellung des nichtenergetischen Verbrauchs seitens der chemischen Industrie, persönliche Expertenmitteilungen.

Tabelle 97: Datenquellen für die Energiebilanzen (ZIESING et al, 2003)

13.2 Aufbau der Energiebilanzen

Die Energiebilanzen bieten in Form einer Matrix eine Übersicht der energiewirtschaftlichen Verflechtungen. Sie erlauben damit nicht nur Aussagen über den Verbrauch von Energieträgern in den einzelnen Quellgruppen, sondern geben ebenso Auskunft über ihren Fluss von der Erzeugung bis zur Verwendung in den unterschiedlichen Erzeugungs-, Umwandlungs- und Verbrauchsbereichen (siehe Abbildung 29). In der ***Aufkommensbilanz*** werden

- die Gewinnung im Inland
- die Einfuhr
- die Bestandsentnahmen
- die Ausfuhr
- die Hochseebunkerung
- die Bestandsaufstockungen

von Energieträgern dargestellt und zum ***Primärenergieverbrauch*** zusammen gefasst. Die Primärenergiebilanz ist Grundlage für die Berechnungen des IPCC-Referenzverfahrens (PROGNOS, 2000). Maßgebend für die Emissionsinventarerstellung ist die ***Verwendungsbilanz***. Auch über die Verwendungsbilanz lässt sich der Primärenergieverbrauch ermitteln. Sie umfasst

die Umwandlungsbilanz
die Fackel- und Leitungsverluste
den Nichtenergetischen Verbrauch und
den Endenergieverbrauch.

Unterschiede zwischen Aufkommens- und Verwendungsbilanz werden durch die Position „Statistische Differenzen“ ausgeglichen.

Die ***Umwandlungsbilanz*** als Bestandteil der Verwendungsbilanz gibt an, welche Energieträger in andere Energieträger umgewandelt werden. Der Umwandlungsausstoß zeigt das Ergebnis dieser Umwandlung. Die Umwandlung von Energie kann stofflicher Natur sein, z. B. die Umwandlung von Rohöl (Umwandlungseinsatz) in Mineralölprodukte (Umwandlungsausstoß) oder physikalischer Natur, z. B. durch die Verbrennung von Steinkohlen (Umwandlungseinsatz) in Kraftwerken zur Erzeugung elektrischer Energie (Umwandlungsausstoß). Der Energieverbrauch im Umwandlungsbereich weist aus, wie viel Energie zum Betrieb der Umwandlungsanlagen benötigt wurde (Eigenverbrauch des Umwandlungsbereichs). Die Umwandlungsbilanz wird nach 12 Anlagenarten differenziert.

		Die Energiebilanz bis 1994	Zeile
Primärenergiebilanz		Gewinnung im Inland	1
		Einfuhr	2
		Bestandsentnahmen	3
		Energieaufkommen im Inland	4
		Ausfuhr	5
		Hochseebunkerungen	6
		Bestandsaufstockungen	7
		Primärenergieverbrauch im Inland	8
Umwandlungsbilanz	Umwandlungseinsatz	Kokereien	9
		Ortsgaswerke	10
		Steinkohlenbrikettfabriken	11
		Braunkohlenbrikettfabriken	12
		öffentliche Wärmekraftwerke	13
		Zechen- und Grubenkraftwerke	14
		Sonstige Industriewärmekraftwerke	15
		Kernkraftwerke	16
		Wasserkraftwerke	17
		Heizkraftwerke, Fernheizwerke	18
		Hochöfen	19
		Raffinerien	20
		Sonstige Energieerzeuger	21
		Umwandlungseinsatz insgesamt	22
	Umwandlungsausstoß	Kokereien	23
		Ortsgaswerke	24
		Steinkohlenbrikettfabriken	25
		Braunkohlenbrikettfabriken	26
		öffentliche Wärmekraftwerke	27
		Zechen- und Grubenkraftwerke	28
		Sonstige Industriewärmekraftwerke	29
		Kernkraftwerke	30
		Wasserkraftwerke	31
		Heizkraftwerke, Fernheizwerke	32
		Hochöfen	33
		Raffinerien	34
		Sonstige Energieerzeuger	35
		Umwandlungsausstoß insgesamt	36
	Verbrauch in der Energiegewinnung und in den Umwandlungsbereichen	Steinkohlenzechen-, brikettfabriken	37
		Kokereien	38
		Ortsgaswerke	39
		Braunkohlengruben, -brikettfabriken	40
		Kraftwerke	41
		Erdöl- und Erdgasgewinnung	42
		Raffinerien	43
		Sonstige Energieerzeuger	44
		E.-Verbrauch im Umwandl.-Bereich insgesamt	45
		Fackel- u. Leitungsverluste, Bewertungsdiff.	46
		Energieangebot im Inland n.Umwandlungsbilanz	47
		Nichtenergetischer Verbrauch	48
		Statistische Differenzen	49
Endenergieverbrauch	nach Sektoren	Endenergieverbrauch	50
		Übriger Bergbau	51
		Steine und Erden	52
		Eisenschaffende Industrie	53
		Eisen-, Stahl- und Tempergießereien	54
		Ziehereien und Kaltwalzwerke	55
		NE-Metallerzeug.,-halbzeugwerke,-gießereien	56
		Chemische Industrie	57
		Zellstoff-, Papier- und Pappeerzeugung	58
		Gummiverarbeitung	59
		Übriges Grundstoff- u.Produktionsgütergew.	60
		Grundstoff- und Produktionsgütergewerbe	51-60
		Maschinenbau	61
		Straßen-, Luft- und Raumfahrzeugbau	62
		Elektrotechnik, Feinmechanik, Optik	63
		Eisen-, Blech- und Metallwaren	64
		Übriges Investitionsgüter produz. Gewerbe	65
		Investitionsgüter produzierendes Gewerbe	61-65
		Glas und Feinkeramik	66
		Herstellung von Kunststoffwaren	67
		Textilgewerbe	68
		Übriges Verbrauchsgüter produz. Gewerbe	69
		Verbrauchsgüter produzierendes Gewerbe	66-69
		Zuckerindustrie	70
		Übriges Nahrungsmittelgewerbe	71
		Genußmittelgewerbe	72
		Nahrungs- und Genußmittelgewerbe	70-72
		Übriger Bergbau u. Verarbeit. Gewerbe insg.	73
		Schienenverkehr	74
		Straßenverkehr	75
		Luftverkehr	76
		Küsten- und Binnenschiffahrt	77
		Verkehr insgesamt	78
		Haushalte und Kleinverbraucher insgesamt	79
		Militärische Dienststellen	80

		Energiebilanz der Bundesrepublik ab 1995	Zeile
Primärengeegiebilanz		Gewinnung im Inland	1
		Einfuhr	2
		Bestandsentnahmen	3
		Energieaufkommen im Inland	4
		Ausfuhr	5
		Hochseebunkerungen	6
		Bestandsaufstockungen	7
		Primärenergieverbrauch im Inland	8
Umwandlungsbilanz	Umwandlungseinsatz	Kokereien	9
		Stein- und Braunkohlenbrikettfabriken	10
		Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	11
		Industriewärmekraftwerke	12
		Kernkraftwerke	13
		Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	14
		Öffentliche Heizkraftwerke	15
		Fernheizwerke	16
		Hochöfen	17
		Raffinerien	18
		Sonstige Energieerzeuger	19
		Umwandlungseinsatz insgesamt	20
	Umwandlungsausstoß	Kokereien	21
		Stein- und Braunkohlenbrikettfabriken	22
		Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	23
		Industriewärmekraftwerke	24
		Kernkraftwerke	25
		Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	26
		Öffentliche Heizkraftwerke	27
		Fernheizwerke	28
		Hochöfen	29
		Raffinerien	30
		Sonstige Energieerzeuger	31
		Umwandlungsausstoß insgesamt	32
	Verbrauch in der Energiegewinnung und in den Umwandlungsbereichen	Kokereien	33
		Steinkohlenzechen, -brikettfabriken	34
		Braunkohlengruben, -brikettfabriken	35
		Kraftwerke	36
		Erdöl- und Erdgasgewinnung	37
		Raffinerien	38
		Sonstige Energieerzeuger	39
		E.-Verbrauch im Umwandl.-Bereich insgesamt	40
		Fackel- u. Leitungsverluste	41
		Energieangebot im inland. + Umwandlungsbereich	42
		nichtenergetischer Verbrauch	43
		Statistische Differenzen	44
Endenergieverbrauch	nach Sektoren	Endenergieverbrauch	45
		Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau	46
		Ernährung und Tabak	47
		Papiergewerbe	48
		Grundstoffchemie	49
		Sonstige chemische Industrie	50
		Gummi- u. Kunststoffwaren	51
		Glas u. Keramik	52
		Verarbeitung v. Steine u. Erden	53
		Metallerzeugung	54
		NE-Metalle, -gießereien	55
		Metallbearbeitung	56
		Maschinenbau	57
		Fahrzeugbau	58
		Sonstige Wirtschaftszweige	59
		Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.	60
		Schienenverkehr	61
		Straßenverkehr	62
		Luftverkehr	63
		Küsten- und Binnenschiffahrt	64
		Verkehr insgesamt	65
		Haushalte	66
		Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u.übrige Verbraucher	67
		Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	68

Abbildung 29: Zeilenstruktur der Energiebilanzen bis 1994 sowie ab 1995 (AGEB)

Der ***Nichtenergetische Verbrauch*** als Bestandteil der Verwendungsbilanz wird ohne Zuordnung zu Anlagenarten oder Wirtschaftszweigen insgesamt ausgewiesen. Er beschreibt, welche Energieträger als Rohstoffe eingesetzt werden (z. B. in der Chemischen Industrie Umwandlung von Energieträgern in Kunststoffe).

Schließlich zeigt die Verwendungsbilanz, in welchen Endverbrauchssektoren Energie in die letztlich benötigte Nutzenergie (z. B. Kraft, Licht, Raum- und Prozesswärme) umgewandelt wird (***Endenergieverbrauch***). Dies umfasst die Industrie, unterteilt in 14 Wirtschaftszweige , den Verkehr, die Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher (inklusive Landwirtschaft).

Die Abbildung 29 zeigt die Gliederung von Aufkommen- und Verwendungsbilanz in den Energiebilanzversionen bis 1994 und ab 1995.

Energieträgerstruktur in den Energiebilanzen ...			
bis einschl. 1994		**von 1995 an**	
Steinkohlen	SK-Kohle	Steinkohlen	SK-Kohle
	SK-Koks		SK-Briketts
	SK-Briketts		SK-Koks
	SK-Rohteer		Andere SK-Produkte
	SK-Pech	Braunkohlen	BK-Kohle
	SK-Andere		BK-Briketts
	Rohbenzol		Andere BK-Produkte
Braunkohlen	BK-Kohle		Hartbraunkohle
	BK-Briketts	Mineralöle	Erdöl
	BK-Koks		Ottokraftstoff
	BK-Staubk.		Rohbenzin
	BK-Hartk.		Flugturbinenkraftstoff
Sonstige feste Brennstoffe	Brennholz		Dieselkraftstoff
	Brenntorf		Heizöl leicht
	Klär.-Müll		Heizöl schwer
Mineralöle	Erdöl		Petrolkoks
	Mot.benzin		Flüssiggas
	Rohbenzin		Raffineriegas
	Flugbenz.		Andere Mineralölprodukte
	Schw. Flkr.	Gase	Kokerei- u. Stadtgas
	Diesel		Gichtgas u. Konvertergas
	Heizöl, l.		Erdgas, Erdölgas
	Heizöl, s.		Grubengas
	Petrolkoks	Erneuerbare Energien	Wasserkraft
	MIN-And.		Wind- u. Photovolatikanlagen
Gase	Flüssiggas		Müll und sonstige Biomassen
	Raffgas		Sonst. Erneuerb. Energien
	Kokereigas	Elektr. Strom und andere Energie-träger	Strom
	Gichtgas		Kernenergie
	Erdgas		Fernwärme
	Erdölgas	Energie-träger insgesamt	Primär-ET-
	Grubengas		Sekundär-ET
	Klärgas		Summe
Elektr. Strom und andere Energieträger	Strom		
	Wasserkr.		
	Kernenergie		
	Fernwärme		
	Sonstige ET		
Energie-träger insgesamt	Primär-ET		
	Sekundär-ET		
	Summe		

Abbildung 30: Energieträger der Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland (ZIESING et al, 2003)

Der Energiefluss in den Energiebilanzen ist dargestellt für 30 Energieträger. Diese Energieträger können den Hauptgruppen

- Steinkohlen
- Braunkohlen
- Mineralöl (einschließlich Flüssiggas und Raffineriegas)
- Gase (Kokerei- u. Gichtgas, Erdgas, Grubengas, ohne Deponie- u. die o.g. Gase)
- Erneuerbare Energie (einschließlich Abfallbrennstoffe)
- Elektrischer Strom und andere Energieträger

zugeordnet werden. Die Unterteilung der Hauptgruppen (bis 1994 und ab 1995) ist in Abbildung 30 dargestellt. Über die Satellitenbilanz „Erneuerbare Energien“ können die Erneuerbaren Energien ab 1996 weiter aufgeschlüsselt werden (AGEB).

In der Energiebilanz werden die Energieträger zunächst mit ihren spezifischen Einheiten angegeben. Die dabei verwendeten sogenannten *natürlichen Einheiten* sind Tonnen (t) für feste und flüssige Brennstoffe, Kubikmeter (m³) für Gase, Kilowattstunden (kWh) für elektrische Energie, Joule (J) für Müll, Erneuerbare Energien, Kernenergie und Fernwärme. Um die Angaben vergleichbar und additionsfähig zu machen, werden alle Werte über Heizwerttabellen und Umrechnungsfaktoren in die Einheit Joule (J) umgerechnet. Anders als in Gasstatistiken oder internationalen Energiebilanzen werden in der Energiebilanz auch die Gase auf den Heizwert bezogen.

13.3 Umbuchung von statistischen Differenzen in den Sektor Haushalte und Kleinverbraucher

Für die im Rahmen des EUROSTAT-Vorhabens (ZIESING et al, 2003) neu erstellten Energiebilanzen für das Jahr 1990 und für Deutschland insgesamt werden diejenige der AGEB für die alten Bundesländer und jene des IfE für die neuen Bundesländer aggregiert. Dabei sind entsprechend der von 1995 an geltenden Systematik an den Ursprungsbilanzen für 1990 sowie für die Jahre 1991 bis 1994 u.a. die folgende Änderung vorgenommen worden:

Die statistischen Differenzen, die in den Energiebilanzen für die alten Bundesländer bei der elektrischen Energie in den Bilanzen bis 1994 gesondert ausgewiesen worden sind, werden nunmehr sachgerecht dem Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher (neue Bezeichnung: Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) zugerechnet.

Bei den auf den Sektor Haushalte und Kleinverbraucher umgebuchten statistischen Differenzen bei der elektrischen Energie handelt es sich um die folgenden Größen, um die der Verbrauch des Sektors erhöht wird:

Angaben in GWh	1990	1991	1992	1993	1994
Zuordnung der statistischen Differenzen bei der elektrischen Energie auf den Sektor Haushalte und Kleinverbraucher	8658	13848	14748	16522	18682

13.4 Erstellung vorläufiger Energiebilanzen ab 1999 durch das UBA

Die endgültigen Energiebilanzen weisen gegenwärtig einen Nachlauf von zwei Jahren gegenüber dem an sich "fälligen" Bilanzjahr (Vorjahr) auf. Um den Bedürfnissen der

Emissionsberichterstattung nach Aktualität Rechnung zu tragen, hat das Umweltbundesamt auf der Grundlage von detaillierten Auswertetabellen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen vorläufige Energiebilanzen für die Jahre 2000 und 2001 erarbeitet. Die ***Auswertetabellen zur Energiebilanz*** werden jeweils zum Sommer eines jeden Jahres mit Angaben auch zum Vorjahr auf der Homepage der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen eingestellt und stehen so allgemein zur Verfügung. Hinzuweisen ist jedoch darauf, dass die Angaben in den Auswertetabellen, solange sie für zurückliegende Jahre nicht unmittelbar aus den endgültigen Energiebilanzen abgeleitet worden sind, vorläufigen Charakter tragen.

Die *Auswertetabellen zur Energiebilanz* enthalten die folgenden Angaben:

- Struktur des Energieverbrauchs nach Quellgruppen
- Primärenergieverbrauch nach Energieträgern
- Primärenergiegewinnung im Inland nach Energieträgern
- Endenergieverbrauch insgesamt nach Energieträgern
- Endenergieverbrauch des übrigen Bergbaus und verarbeitenden Gewerbes nach Energieträgern
- Endenergieverbrauch des Verkehrs nach Energieträgern
- Endenergieverbrauch der Haushalte nach Energieträgern
- Endenergieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen nach Energieträgern
- Endenergieverbrauch der militärischen Dienststellen nach Energieträgern
- Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung

Mit Werten zum Primärenergieverbrauch, dem Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung, dem Energieangebot im Inland nach Umwandlungsbilanz (das ist der Primärverbrauch abzüglich der Umwandlungsverluste und des Energieverbrauchs im Umwandlungsbereich), zum Nichtenergetischen Verbrauch und zum Endenergieverbrauch nach Quellgruppen als Eckdaten wurde vom Umweltbundesamt die Umwandlungsbilanz von 1999 ergänzt und somit zu vorläufigen Energiebilanzen für 2000 und 2001 vervollständigt

13.5 Methodische Aspekte: Energiebedingte Aktivitätsraten

Die im UBA erstellten Inventare für Luftschadstoffe bauen grundsätzlich sehr strikt auf den von der AG Energiebilanzen erstellten Energiebilanzen für Deutschland auf. In Teilbereichen werden allerdings die aus der Energiebilanz ermittelten Aktivitätsraten teilweise noch durch Aktivitätsraten aus anderen Quellen ergänzt, beispielsweise gilt dies für den Brennholzeinsatz in den Quellgruppen Haushalte und Kleinverbrauch bzw. Gewerbe, Handel, Dienstleistungen.

13.5.1 Ergänzungen der Energiebilanzdaten

Im Bereich der Abfallverbrennung wurde vom UBA bis 1994 eine erste Ergänzung der Energiebilanzdaten vorgenommen.

In den Zeilen 11, 15 und 16 der Energiebilanz (in der Fassung ab 1995, in der bis 1994 gültigen Fassung betrifft dies die Zeilen 13 und 18) enthält die Energiebilanz Angaben zum Einsatz von Klärschlamm, Müll u.a. in den Öffentlichen Wärmekraftwerken (Zeile 11 in der Fassung ab 1995, Zeile 13 in der bis 1994 gültigen Fassung), den Öffentlichen Heizkraftwerken und den Fernheizwerken (Zeilen 15 und 16 in der Fassung ab 1995, Zeile 18 in der bis 1994 gültigen Fassung).

Seitens UBA wurden diese Daten mit eigenen Schätzungen zum gesamten Hausmülleinsatz in Müllverbrennungsanlagen ergänzt, die sich auf die Auswertung von Betreiberangaben stützten. Die Differenz zwischen der so ermittelten Gesamtsumme für den Hausmülleinsatz in der öffentlichen Strom- und Fernwärmeversorgung und den Energiebilanzdaten wird proportional zu den Energiebilanzdaten verteilt. Bis zum Jahr 1994 wurde diese Ergänzung nur für die alten Bundesländer vorgenommen, für den Bereich der neuen Bundesländer wurden die Energiebilanzdaten ohne Ergänzung in Ansatz gebracht (siehe Tabelle 98).

Tabelle 98: Ergänzung der Aktivitätsraten für den Einsatz von Hausmüll in den Wärmekraftwerken, Heizkraftwerken und Fernheizwerken der öffentlichen Versorgung, alte Bundesländer 1990-1994 sowie Deutschland 1995-1998

	Öffentliche Wärmekraftwerke				Heizkraftwerke, Ferneizwerke			
	Energiebilanz	ZSE			Energiebilanz	ZSE		
	Z. 13/11	Energiebilanz	zusätzlich	Summe	Z. 18/15+16	Energiebilanz	zusätzlich	Summe
	TJ							
1990	22216	22216	9967	32183	20970	20970	9407	30377
1991	23491	23491	11423	34914	20294	20294	9868	30162
1992	25952	25952	12339	38291	19892	19892	9457	29349
1993	25637	25637	11964	37601	22149	22149	10335	32484
1994	29384	29384	12463	41847	21372	21372	9064	30436
1995	27143	27143	-	27143	9203	9203	-	9203
1996	29233	29233	-	29233	7516	7516	-	7516
1997	32575	32575	-	32575	7730	7730	-	7730
1998	29847	29847	-	29847	12189	12189	-	12189
Anmerkung: von 1990 bis 1994 alte Bundesländer, ab 1995 Deutschland								

Quelle: AG Energiebilanzen, UBA, Berechnungen des Öko-Instituts

Durch die zusätzlich berücksichtigten Aktivitätsdaten ergeben sich im Zeitraum bis 1994 zusätzliche CO_2-Emissionen von ca. 300 000 t. Ab 1995 enthält der derzeit verfügbare Datenbestand keine solche Ergänzungen mehr (die entsprechenden Zeitreihen wurden jedoch angelegt).

Ein ähnliches Verfahren wird für die Müllverbrennung in den Wärmekraftwerken der Industrie verfolgt. Diese Ergänzung der Brennstoffmenge wird jedoch mit einer Differenzierung der Brennstoffe für Sulfitablauge verbunden, die in Bezug auf die energiebedingten CO_2-Emissionen nicht emissionsrelevant ist. Grundlage sind hier die Angaben zur Industriemüllverbrennung insgesamt, soweit diese erfasst wird (DESTATIS, XXXX). Von dieser Summe wird der in der Energiebilanz erfasste Einsatz von Klärschlamm, Müll u.a. in Industriewärmekraftwerken (Zeile 15 der Energiebilanzen bis 1994 bzw. 12 der Energiebilanzen ab 1995) sowie in den anderen industriellen Verbrennungsanlagen (Zeile 73 der Energiebilanzen bis 1994 bzw. Zeile 60 der Energiebilanzen ab 1995) abgezogen.

Dieser Differenz wird dem der Wärmeerzeugung zuzurechnenden Einsatz von Sulfitablauge in industriellen Wärmekraftwerken zugeordnet, während die dem Einsatz von Sulfitablauge für die Stromerzeugung in industriellen Wärmekraftwerken zugerechnete Brennstoffmenge vom gesamten, in der Energiebilanz ausgewiesenen Einsatz von Klärschlamm, Müll u.a. für die industriellen Wärmekraftwerke (Zeile 15 – bis 1994 –bzw. 12 – ab 1995) abgezogen wird. Für die neuen Bundesländer wird der gesamte in der Energiebilanz ausgewiesene Einsatz von Klärschlamm, Müll u.a. dem Industriemülleinsatz zugeordnet.

In der aktuellen Fassung des ZSE ist diese Methodik für den Zeitraum ab 1995 jedoch nicht aufrecht erhalten worden. Hier weichen die derzeit im System befindlichen Aktivitätsdaten von den Energiebilanzdaten in erheblichem Umfang ab.

Tabelle 99: Ergänzung und Differenzierung der Aktivitätsraten für den Einsatz von Industriemüll und Sulfitablauge in den industriellen Wärmekraftwerken und anderen Wärmeerzeugern der Industrie, alte Bundesländer 1990-1994 und Deutschland 1995-1998

	Industriewärmekraftwerke				Industrielle Wärmeerzeuger				
	Energiebilanz	ZSE			Energiebilanz	ZSE			
	Z. 15/12	Energiebilanz	davon Industriemüll	davon Sulfitablauge	Z. 73/60	Energiebilanz	davon Industriemüll	zusätzlich Industriemüll	zusätzlich Sulfitablauge
	TJ								
1990	31921	31921	28690	3231	0	0	0	0	9655
1991	31344	31344	28257	3087	0	0	0	14677	9259
1992	28157	28157	25164	2993	537	537	537	14763	8977
1993	28041	28041	24683	3358	8852	11149	11149	5918	10073
1994	32290	32290	28890	3400	5661	5661	5661	15612	10000
1995	32918	-	-	-	10472	4155	4155	5559	-
1996	35510	-	-	-	10038	3389	3389	5446	-
1997	37457	-	-	-	10038	2450	2450	4212	-
1998	56442	-	-	-	14254	3820	3820	1212	-
Anmerkungen: von 1990 bis 1994 alte Bundesländer, ab 1995 Deutschland. Hinsichtlich der von UBA für 1993 und ab 1995 verwendeten Daten besteht noch Klärungsbedarf									

(AGEB, UBA, Öko-Institut)

Im Bereich des Einsatzes von Abfällen ist schließlich die Verbrennung in anderen Anlagen des Umwandlungssektors zu erwähnen. Von 1993 bis 1994 sind in den Energiebilanzen für die alten Bundesländer Angaben für den Einsatz von Klärschlamm und Müll unter Energieverbrauch im Umwandlungsbereich für die Kokereien enthalten (Zeile 38 der Energiebilanz), ab 1995 werden entsprechende Daten für Deutschland unter Verbrauch in der Energiegewinnung und in den Umwandlungsbereichen für Sonstige Energieerzeuger (Zeile 39 der Energiebilanz) aufgeführt.

Im ZSE wird dieser Einsatz als Einsatz von Kunststoffabfällen interpretiert. Die bisher im ZSE enthaltenen Daten stimmen bis 1994 mit den entsprechenden Energiebilanzdaten überein, weichen aber ab 1995 davon ab. Auch hier besteht noch Klärungsbedarf.

Tabelle 100: Ergänzung und Differenzierung der Aktivitätsraten für den Einsatz von Klärschlamm und Müll im Umwandlungsbereich für die Kokereien und in den Umwandlungsbereichen für Sonstige Energieerzeuger, alte Bundesländer 1990-1994 und Deutschland 1995-1998

	1993	1994	1995	1996	1997	1998
	TJ					
Energiebilanz (Zeile 38 bzw. 39)	5540	6212	11511	12969	13707	14080
Im ZSE implementierte Daten	5540	6212	11485	10818	8387	14879
Anmerkung: Bis 1994 alte Bundesländer, ab 1995 Deutschland						

Quelle: AG Energiebilanzen, UBA, Berechnungen des Öko-Instituts

Eine zweite Ergänzung der Energiebilanz erfolgt für den Erdgaseinsatz der Kompressoren im Erdgasnetz. Dieser wird über einen pauschalen Faktor (0,005) ermittelt, der mit dem Erdgasverbrauch im Inland verknüpft wird. Die entsprechenden Aktivitätsraten werden bis 1994 – bei den bisher detailliert analysierten Inventardaten – nicht von den in Zeile 42 oder 44 (bis 1994) aufgeführten Energieverbrauchsdaten im Umwandlungssektor abgesetzt, d.h. diese werden emissionsseitig zusätzlich berücksichtigt. Für Gesamtdeutschland ergaben sich hieraus in der ersten Hälfte der neunziger Jahre jährliche Emissionen von ca. 700 000 t CO_2. Ab 1995 wird der Erdgaseinsatz für die Gaskompressoren von den Energiebilanzdaten abgesetzt, hinsichtlich des genauen Verfahrens besteht jedoch noch Klärungsbedarf (ZIESING et al, 2003).

13.5.2 Umgruppierung der Energiebilanzdaten

Für die Erstellung der Inventare im UBA werden eine ganze Reihe Umgruppierungen vorgenommen. Diese betreffen die Umgruppierung zwischen verschiedenen Brennstoffen sowie die Übertragung einzelner Brennstoffeinsätze in andere Verbrauchsbereiche.

Folgende Umgruppierungen werden vorgenommen:

- Der Einsatz von Flugturbinenkraftstoff im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (Energiebilanz-Zeile 79) wurde bis 1994 dem Petroleum-Einsatz in Kleinfeuerungsanlagen zugeordnet. Ab 1995 wird der Einsatz von Flugturbinentreibstoff im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (Zeile 74), der dann auch das Militär mit erfasst, insgesamt dem militärischen Flugverkehr zugeordnet. Diese Verschiebung entspricht jedoch nur einem Emissionsvolumen von maximal 30 000 t CO_2. Diese Umgruppierung wird erst im ZSE vorgenommen.
- Der Flugturbinenkraftstoff im Verkehrssektor wird pauschal zu 80% dem internationalen Flugverkehr zugeordnet. Diese Zuordnung wird erst im ZSE vorgenommen.

Weitere Abweichungen, die sich in der Gesamtsumme aufheben, sind in der quellgruppenspezifischen Zuordnung nur in geringem Maße zu erwarten.

13.6 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz der Energiebilanz

Im Bestreben um stets aussagefähige Energiebilanzen ist es erforderlich, Umstellungen bei den zugrunde liegenden Statistiken, dem energiewirtschaftlichen Wandel und den veränderten Anforderungen der Datennutzer Rechnung zu tragen. Schon in den siebziger Jahren wurden entsprechende Anpassungen vorgenommen. Nicht zuletzt bedingt durch die zunehmende Liberalisierung auf den Energiemärkten, aber auch im Zusammenhang mit der Herausbildung eines europäischen Binnenmarktes – verschlechtert sich die energiestatistische Datenbasis (aber nicht nur diese) tendenziell (ZIESING et al, 2003). Positiv wird sich hingegen das seit 2003 wirksame Energiestatistikgesetz auswirken.

Energiebilanzen liegen vom Jahr 1950 für die Bundesrepublik Deutschland in der Gebietsabgrenzung vor dem 3. Oktober 1990 vor. Darüber hinaus wurden für die Jahre 1991 bis 1994 Energiebilanzen, getrennt für die alten und neuen Bundesländer, sowie für Deutschland insgesamt erarbeitet. Mit der Umstellung der amtlichen Statistik auf die Klassifikation der Wirtschaftszweige (DESTATIS, 2002c) wird seit 1995 nur noch eine Energiebilanz für Deutschland insgesamt (in der Gebietsabgrenzung vom 3. Oktober 1990) vorgelegt. Die jüngste Energiebilanz liegt für das Jahr 1999 vor.

13.6.1 Das Bilanzjahr 1990 und die Energiebilanzen für 1991 bis 1994

Für die nationalen Emissionsinventare, insbesondere aber für den zeitlichen Bezug der vereinbarten klimaschutzpolitischen Emissionsminderungsziele, spielt das Basisjahr 1990 eine zentrale Rolle. Für Deutschland ist damit freilich das Problem verbunden, dass es – über das ganze Jahr 1990 gesehen – keinen einheitlichen staatlichen Gebietsstand gegeben hat. Mit den radikalen, auch ökonomischen Einbrüchen und den grundlegenden organisationsstrukturellen Verwerfungen auf dem Gebiet der DDR bzw. der neuen Bundesländer sind für 1990 auch die energiestatistischen Erfassungsmöglichkeiten für das ostdeutsche Teilgebiet erheblich erschwert worden. Teilweise hatte dies auch

Rückwirkungen für die alten Bundesländer, für die indes von der AGEB noch Bilanzen in der herkömmlichen Weise erarbeitet und veröffentlicht werden konnten (ZIESING et al, 2003).

Für die DDR bzw. für die neuen Bundesländer hatte es das Institut für Energetik (IfE) in Leipzig übernommen, eine Energiebilanz für 1990 in einer mit den westdeutschen Bilanzen kompatiblen Systematik zu erstellen und die dazu verwendeten Daten ausführlich darzustellen (IFE, 1991). Dabei konnte das Institut auf eine Untersuchung zurückgreifen, die zuvor unter Federführung des DIW Berlin u.a. die Erarbeitung entsprechender Energiebilanzen für die DDR und für die Jahre von 1970 bis 1989 zur Aufgabe hatte (DIW, 1991).

Für die im Rahmen des EUROSTAT-Vorhabens (ZIESING et al, 2003) neu erstellten Energiebilanzen für das Jahr 1990 und für Deutschland insgesamt werden diejenige der AGEB für die alten Bundesländer und jene des IfE für die neuen Bundesländer aggregiert. Dabei sind entsprechend der von 1995 an geltenden Systematik an den Ursprungsbilanzen für 1990 sowie für die Jahre 1991 bis 1994 die folgenden Änderungen vorgenommen worden (vergleiche ZIESING et al, 2003).

Entsprechend dem Vorgehen der internationalen Organisationen (IEA, EUROSTAT, ECE) wird dem auch bei den Energiebilanzen für Deutschland seit 1995 geltenden sogenannten Wirkungsgradansatz statt dem früher verwendeten Substitutionsansatz gefolgt.

Dieser Ansatz gilt für die Bewertung solcher Energieträger, für die es keinen einheitlichen Umrechnungsmaßstab wie den Heizwert gibt. Dabei handelt es sich um den Außenhandel mit Strom, um die Wasser- und Windkraft, die Photovoltaik sowie die Kernenergie.

Die statistischen Differenzen, die in den Energiebilanzen für die alten Bundesländer bei der elektrischen Energie in den Bilanzen bis 1994 gesondert ausgewiesen worden sind, werden nunmehr sachgerecht dem Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher (neue Bezeichnung: Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) zugerechnet (Daten in Kapitel 13.3).

Mangels entsprechender Daten nicht angepasst werden konnte die Differenzierung des Endenergieverbrauchs nach den Quellgruppen im verarbeitenden Gewerbe, für die sich die Systematik von 1995 an mit dem Übergang von der Systematik des produzierenden Gewerbes (SYPRO) auf die Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 1993 (DESTATIS, 2002c) deutlich geändert hat.

Mit den zuvor beschriebenen Änderungen sind die Energiebilanzen für Deutschland sowie für die alten und neuen Bundesländer für alle Jahre von 1990 bis 1994 überarbeitet worden.

Aus Sicht des DIW Berlin können diese Energiebilanzen als die maßgebliche energiestatistische Grundlage für die Ermittlung der energiebedingten CO_2-Emissionen in Deutschland angesehen werden.

Beginnend mit der Energiebilanz für das Jahr 1995 ist wiederum eine Reihe von Anpassungen erforderlich geworden. Diese betreffen im wesentlichen entsprechend den international üblichen Verfahren die methodischen Änderungen bei der Bewertung von Energieträgern, für die es keinen einheitlichen Umrechungsmaßstab wie den Heizwert gibt, sowie Änderungen einiger Spalten (Energieträger) und - auch aufgrund einer neuen Systematik für die Wirtschaftszweige des Produzierenden Gewerbes (WZ 93) - Zeilen (Quellgruppen) in der Energiebilanzmatrix. Außerdem werden von 1995 an Energiebilanzen nur noch für die Bundesrepublik Deutschland insgesamt vorgelegt, da die Datenbasis eine

durchgängig getrennte Darstellung für die alten und neuen Bundesländer nicht mehr erlaubt. Die Strukturen der Energiebilanz bis 1994 und ab 1995 sind in Abbildung 29 und Abbildung 30 dargestellt.

13.7 Dokumentation der Daten zum BEU-Modul

Dem BEU-Modul ist die Dokumentation der Daten vorgelagert. Die Dokumentation gliedert sich in vier Arbeitsschritte:

- Beschreibung des Sektors und Literaturverzeichnis
- Zusammenstellung von Daten aus der Energiebilanz und weiteren Quellen mit Quellenangabe
- Ergänzung und Bewertung der Daten
- Festlegen der Modelldaten

Alle vier Arbeitsschritte sind nach Quellgruppen der BEU-Struktur gegliedert.

Im ersten Arbeitsschritt erfolgt die Beschreibung des Sektors, z. B. durch Angabe von Produktionsdaten und seine Stellung in der Energiebilanz. Auf statistische Besonderheiten wird hingewiesen und die Datenherkunft mit genauer Quellenangabe aufgelistet.

Die Auswertung der Daten wird im zweiten Arbeitsschritt vorgenommen (Daten-Bibliothek). Neben Brennstoffeinsätzen werden auch Daten zu anderen quellgruppenspezifischen, energiebezogenen Merkmalen (Erfassungsmerkmale) in die Auswertung einbezogen. Dazu gehören z. B. Feuerungswärmeleistung, Emissionen, elektrische Leistung, Stromerzeugung, und Dampfleistung von Kraftwerkskesseln. Im Einzelfall werden auch andere Daten aufgenommen, sofern sie Rückschlüsse auf Energieeinsatz und -erzeugung zulassen, z.B. Produktionsdaten. Die Daten werden als Zeitreihe aufbereitet. Auf dieser Ebene erfolgt auch die Dokumentation von Grundlagen für quellenspezifische Rückrechnungen.

Im dritten Arbeitschritt (Ergänzung und Bewertung) werden

- Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz untersucht und
- die quellenspezifische Qualitätssicherung/- kontrolle und Verifizierung vorgenommen.

Diese Untersuchungen erstrecken sich auf alle in der Datenbibliothek enthaltenen Erfassungsmerkmale. Die Form der Zeitreihendarstellung, die Aufnahme von Daten aus verschiedenen Quellen und die Berücksichtigung anderer Erfassungsmerkmale eröffnen verschiedene Möglichkeiten der Prüfung von Konsistenz und Qualität der Daten:

- in der Zeitreihendarstellung lassen sich auffällige Daten erkennen,
- aus dem Vergleich von Daten gleicher Erfassungsmerkmale aus verschiedenen Quellen können diese bestätigt, verworfen oder korrigiert werden,
- durch Hinzuziehen von Daten anderer Erfassungsmerkmale kann die Plausibilität von Auffälligkeiten überprüft werden (z. B. Vergleich von Stromerzeugung und Brennstoffeinsatz),
- die Verknüpfung von Daten anderer Erfassungsmerkmale (z. B. Ableitung von Wirkungsgraden, Ermittlung von Brennstoffeinsätzen aus Feuerungswärmeleistung und ihrer zeitlichen Ausnutzung) ermöglicht den Ersatz von Daten und die Schließung von Lücken,
- aus Recherchen bei Anlagenbetreibern lassen sich Daten ergänzen oder korrigieren,

- durch Gegenüberstellung von Daten verschiedener Erfassungsmerkmale lässt sich beurteilen, ob für ein bestimmtes Jahr bzw. in der Zeitreihe hinsichtlich alter Erfassungsmerkmale der gleiche Anlagenbestand abgebildet wird (z. B. können für eine Anlage Emissionen verbucht sein, aber es fehlt der Brennstoffeinsatz).

Diese Prüfungsmöglichkeiten können nicht generell formalisiert werden. Welche der Möglichkeiten genutzt werden kann, hängt vom Einzelfall und den verfügbaren Daten ab. In der Dokumentation wird auf vorgenommene Prüfungen und Bewertungen hingewiesen.

Diese Bewertung ist auch Grundlage für den vierten Arbeitsschritt, der Auswahl der Modelldaten. Die als hinreichend sicher beurteilten Daten aller erfassten Merkmale werden zusammengestellt und im Modell mit den Daten der anderen Quellgruppen/ Teilsektoren zusammengeführt. Im Modell werden die Daten mit der Energiebilanz verknüpft und die Brennstoffeinsätze im BEU-Modul abgelegt. Der BEU-Modul und die Daten anderer Erfassungsmerkmale bilden die Grundlage für Prognosen und Szenarien über die Auswirkung von Maßnahmen zur Emissionsminderung.

Bisher ist die Dokumentation für den Sektor Braunkohlenbergbau ausgeführt. Diese Dokumentation umfasst den Zeitraum 1992 – 1999.

13.7.1 Braunkohlenbergbau

13.7.1.1 Beschreibung des Sektors

Im deutschen Braunkohlenbergbau wurden im Jahr 2002 175,4 Mt Rohbraunkohle gefördert. Die Braunkohlenförderung erstreckt sich über 6 Reviere mit folgenden Fördermengen:

Rheinland	94.349 kt
Helmstedt	4.073 kt
Hessen	165 kt
Bayern	59 kt
Lausitz	57.503 kt
Mitteldeutschland	19.215 kt

Von dieser Rohbraunkohleförderung wurden 153,2 Mt (91%) in öffentlichen Wärmekraftwerken in elektrischen Strom umgewandelt.

Neben der Rohbraunkohleförderung gehört die Veredelung der Rohbraunkohle zu den Tätigkeitsfeldern des Braunkohlenbergbaus. Im Jahr 2002 wurden mehr als 5 Mt Braunkohlenprodukte erzeugt:

- Braunkohlenbriketts 1,740 Mt
- Staub-, Trocken- und Wirbelschichtkohlen 3,222 Mt
- Braunkohlenkoks 0,177 Mt

Die Veredelung der Rohbraunkohle erfolgt in den Braunkohlenbrikettfabriken. Braunkohlenbrikettfabriken werden in den Revieren Rheinland, Lausitz und Mitteldeutschland betrieben.

Um den Eigenbedarf an Energie zu decken, betreiben die Brikettfabriken eigene Grubenkraftwerke. Die elektrische Leistung der Grubenkraftwerke beträgt gegenwärtig noch etwa 400 MW, die rund 2000 GWh elektrische Energie erzeugen. Darüber hinaus erzeugen sie in Kraft-Wärme-Kopplung für die Kohleveredelung Prozessdampf für die Trocknung der Rohbraunkohle.

Die Brikettfabriken in den Revieren Lausitz und Mitteldeutschland betreiben keine eigenen Grubenkraftwerke mehr. Die verbliebenen Brikettfabriken beziehen Strom und Prozessdampf aus Kraftwerken, die im Jahr 1994 in die öffentliche Versorgung überführt wurden oder aus Kraftwerksneubauten, die seit 1998 der öffentlichen Versorgung zuzurechnen sind. Energiestatistisch werden diese Kraftwerke in der öffentlichen Versorgung geführt.

Verbrennungsbedingte Emissionen entstehen im Braunkohlenbergbau durch den Betrieb:

- der Grubenkraftwerke mit deren Brennstoffeinsatz zur Strom- und Wärmeerzeugung
- sonstiger Wärmeerzeuger zum Betrieb der Braunkohlengruben und Brikettfabriken

In der Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland haben die Grubenkraftwerke keine eigene Bilanzzeile. Bis zum Jahr 1994 ist ihr Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung mit den Kraftwerken des Steinkohlenbergbaus in der Zeile 14 mit der Bezeichnung „Zechen- und Grubenkraftwerke“ zusammengefasst worden.

Bis zu diesem Jahr war es unproblematisch, die Brennstoffeinsätze der Zeile 14 nach Stein- und Braunkohlenbergbau zu trennen. Da in den neuen Bundesländern keine Zechenkraftwerke betrieben werden, enthält die Zeile 14 nur den Brennstoffeinsatz der Grubenkraftwerke. In den alten Bundesländern wurde in den Grubenkraftwerken nur Rohbraunkohle eingesetzt, so dass der übrige Brennstoffeinsatz den Zechenkraftwerken zugeordnet werden konnte.

Mit Einführung der neuen Systematik der Wirtschaftszweige (WZ 93) mit Beginn des Jahres 1995 wurden die Zechen- und Grubenkraftwerke mit den sonstigen Industriekraftwerken (dazu gehören die Kraftwerke des Sektors „Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau und verarbeitendes Gewerbe“, der Kraftwerke der Mineralölraffinerien und die Kraftwerke der Deutschen Bahn AG) zur Zeile 12 „Industriewärmekraftwerke“ zusammengefasst. Darüber hinaus wird nicht mehr nach alten und neuen Bundesländern unterschieden.

Den Grubenkraftwerken kommt im Gegensatz zu anderen Industriekraftwerken hinsichtlich der Verbuchung des Brennstoffeinsatzes zur Wärmeerzeugung eine Sonderstellung zu. Vom Bilanzjahr 1980 an wird dieser Brennstoffeinsatz in der Energiebilanz nicht mehr dem Eigenverbrauch der Braunkohlengruben und Brikettfabriken (bis 1994 Zeile 40, ab 1995 Zeile 35) zugeordnet. Seit dem wird er zusammen mit dem stofflichen Umwandlungseinsatz der Braunkohlenbrikettfabriken (bis 1994 Zeile 12, ab 1995 Zeile 10 „Stein- und Braunkohlenbrikettfabriken“ zusammengefasst. Im Gegensatz zum Umwandlungseinsatz (Rohbraunkohle, die getrocknet und zu Produkten verarbeitet wird) wird dieser Anteil verbrannt und führt zu Emissionen. Daher muss er aus dem Umwandlungseinsatz herausgerechnet werden.

Um den Braunkohlenbergbau als Quellgruppe weiterhin zu identifizieren und seine Energiedaten fortschreiben zu können, müssen weitere Statistiken und Informationen ausgewertet werden.

Die nachfolgende Zusammenstellung zeigt neben der Energiebilanz diese zusätzlichen Quellen. Die ausgewerteten Daten wurden in der Daten-Bibliothek als Zeitreihen zusammengestellt. Die Quellenangabe erfolgt mit dem Kurztitel der Quellen.

13.7.1.1.1 Erläuterungen zu Datenquellen

DDR-Statistik 1989:

In der DDR wurden ausführliche Kraftwerkstatistiken von 1970 bis 1989 geführt. Diese Unterlagen waren nicht öffentlich zugänglich.

Diese Statistik enthält Angaben über den gesamten Kraftwerksbestand der DDR geordnet nach Wirtschaftszweigen. Aufgeführt sind detaillierte Angaben der Betriebsmittel (z. B. Anzahl, Baujahr und Dampfleistung der Dampfkessel, Anzahl und Nennleistung der Turbinen und Generatoren), der eingesetzten Energieträger und die Erzeugung von Strom sowie Prozess- und Fernwärme.

Für den Braunkohlenbergbau wurde die Statistik 1989 hinsichtlich Generatorleistung und Dampfleistung ausgewertet. Unter Berücksichtigung der Stillegungsdaten dieser Anlagen (vergleiche Quelle RL 88/609/EWG) konnten die genannten Größen bis zum Jahr 1999 annäherungsweise fortgeschrieben und zur Sektorabgrenzung und für Plausibilitätsüberlegungen herangezogen werden.

DEBRIV, 2003a
Das Umweltbundesamt hatte im Jahr 1993 aus thermodynamischen Überlegungen ein Verfahren abgeleitet, um aus den erzeugten Mengen an Braunkohlenprodukten den Einsatz von Rohbraunkohlenprodukten zur Braunkohlentrocknung zu ermitteln. Nach diesem Verfahren haben die Betreiber von Brikettfabriken auf der Grundlage ihrer spezifischen Gegebenheiten (z.B. Feuchtegehalt der Rohbraunkohlen und Produkte, Wirkungsgrad der Anlagen) Energieverbrauchsfaktoren ermittelt. Vom DEBRIV sind auch Ergebnisse aufbereitet und mit dem genannten Schreiben übermittelt worden.

DEBRIV, 2003b
Diese Quelle wurde vom Dachverband der deutschen Braunkohlenindustrie (DEBRIV) nach Angaben der Mitgliedsunternehmen für den Zeitraum 1992 bis 2001 zusammengestellt. Neben Daten zu öffentlichen Braunkohlenkraftwerken werden auch Informationen zu den Grubenkraftwerken bereitgestellt.

Für die neuen Bundesländer werden für o.g. Zeitraum Angaben zur elektrischen Leistung, zur Stromerzeugung und zum Brennstoffeinsatz bei der Stromerzeugung dokumentiert. Die Angaben zum Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung in diesen Anlagen sind unvollständig und wurden nicht übernommen.

Die Daten sind auf zwei Betreibergruppen aggregiert. Die Betreibergruppen werden im Zeitablauf mehrfach umstrukturiert und umbenannt. Daher kann die zeitliche Entwicklung der Erfassungsmerkmale dieses Sektors nur aus der Summenbildung über die Betreibergruppen abgeleitet werden.

Für die alten Bundesländer sind Daten zu Grubenkraftwerken nur für die Jahre 1998 und 1999 enthalten.

DEBRIV o. J.
Diese Berichtsreihe stellt die Tätigkeiten der Braunkohlenindustrie dar. In Übersichten und

Tabellen werden Zahlen zur Rohbraunkohlenförderung, zur Produktherstellung, zum Einsatz in Kraftwerken und deren elektrische Leistung sowie die erwartete Entwicklung dieser Anlagen wiedergegeben. Mit dieser Quelle können vorhandene Lücken geschlossen und Daten aus anderen Quellen teilweise bestätigt werden.

Jahrbuch Bergbau o.J.
Im Kapitel 1.2 ‚Braunkohle' des Jahrbuchs werden in Geschäftsberichten der Unternehmen der Braunkohlenindustrie Daten wiedergegeben. Aus diesen Angaben konnten Zeitreihen, z.B. über die Stromerzeugung der Grubenkraftwerke im Rheinland sowie Mengenangaben zu Braunkohlenprodukten nach Unternehmen und Regionen für die Daten-Bibliothek zusammengestellt werden.

LAUBAG 2002
Die Schreiben der LAUBAG sind Ergebnisse einer Recherche zu Grubenkraftwerken der Lausitz. Daraus konnten weitere Informationen, insbesondere zum Altkraftwerk ‚Schwarze Pumpe' als Ergänzung zu anderen Quellen aufgenommen werden.

RHEINBRAUN
Die Angaben sind ein Auszug des Unternehmens aus Emissionserklärungen, die im Rahmen des Vollzugs der deutschen Großfeuerungsanlagen-Verordnung (13. BImSchV) abgegeben wurden. Diese Angaben ergänzen die Angaben der Quelle RL 88/609/EWGt.

RL 88/609/EWG
Zitiert ist die Richtlinie über Großfeuerungsanlagen der Europäischen Union. Nach dieser Richtlinie sind die Mitglieder verpflichtet, im Abstand von zwei Jahren Auskunft über den Fortschritt bei der Emissionsminderung aus Großfeuerungsanlagen zu geben. Erfragt werden Feuerungswärmeleistung, sowie SO_2- und NO_X -Emissionen. Die Meldepflicht besteht für die alten Bundesländer seit 1990, für die neuen Bundesländer ab 1992.

In Deutschland stellen die Immissionsschutzbehörden der Bundesländer die Daten für ihren Aufsichtsbereich zusammen und übersenden diese Unterlagen dem Umweltbundesamt. Dort werden die Unterlagen auf Bundesebene aggregiert und das Ergebnis der EU mitgeteilt.

Die Informationen der Länder, die über die abgefragten Größen hinausgehen, sind sehr unterschiedlich strukturiert. Diese Informationen betreffen Angaben zum Betreiber, der Anlagenart (Kraftwerk, Feuerungsanlage), Wirtschaftszweig, Standort und Energieträger. Aus der unterschiedlichen Strukturierung und Vollständigkeit ist es nicht möglich, eine für ganz Deutschland geltende Zusammenstellung nach diesen Merkmalen vorzunehmen. Für einzelne Quellgruppen gelingt es durch Hinzuziehung von Statistiken oder durch Recherchen bei Aufsichtsbehörden und Betreibern. Dies trifft auf dem Sektor Braunkohlenbergbau zu. Die Qualität der Emissionsdaten ist unterschiedlich. Hierbei ist zwischen der jährlichen Fortschreibung der Daten auf der Grundlage der Emissionserklärung und der Fortschreibung der Daten auf der Grundlage von Angaben zu den Vorjahren zu unterscheiden. Letztere sind in der Regel aus der Konstanthaltung von Daten über bestimmte Zeitabschnitte zu erkennen.

Die Zusammenstellung der Daten durch das Umweltbundesamt zu Grubenkraftwerken orientiert sich zunächst an der Gliederung des Braunkohlenbergbaus in der DDR nach Kombinaten, später an den aus ihnen hervorgegangenen Gesellschaften. In der Zusammenstellung sind auch Termine über die Stillegung der Anlagen enthalten. Die Stillegungstermine werden herangezogen um den Anlagenbestand auch hinsichtlich des Zeitverlaufs anderer Erfassungsmerkmale (z. B. elektrische Leistung) fortzuschreiben.

Statistisches Bundesamt (DESTATIS, h)
Im Rahmen der amtlichen Statistik über das Produzierende Gewerbe erhebt das Statistische Bundesamt auch Energiedaten. Diese Daten werden u.a. in der Fachserie 4, Reihe 6.4, Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Bergbau und Verarbeitenden Gewerbe' veröffentlicht.

VIK
Der Dachverband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) hat die Jahresberichte des Statistischen Bundesamtes zu Zeitreihen zusammengefasst. Diese Zeitreihen werden für den Braunkohlenbergbau in die Daten-Bibliothek einbezogen (Elektrische Leistung, Dampfleistung, elektrische Arbeit und Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung im Braunkohlenbergbau).

13.7.1.2 Elektrische Leistung der Grubenkraftwerke

Die elektrische Leistung ist für die Statistik die charakteristische Größe zur Kennzeichnung des Kraftwerkparks eines Wirtschaftszweiges. Früher wurde in Statistiken die Bruttoengpassleistung angegeben. Inzwischen wird zunehmend die Nettoengpassleistung von den Anlagenbetreibern erfasst und gemeldet, so dass sich beide Größen in einer Mischung in der Statistik wiederfinden. Dieser Sachverhalt erschwert Vergleiche zwischen den Statistiken und die Analyse von Zeitreihen.

Für die Grubenkraftwerke wurden Angaben des Stat. BA (alte und neue Bundesländer, getrennt bis 1994 und für Deutschland ab 1995) sowie die Daten in DEBRIV 2001 ausgewertet. Außerdem wurde die Kraftwerksstatistik der DDR (DDR-Statistik, 1989) für das Jahr 1989 einbezogen und eine Fortschreibung vorgenommen.

Die Vergleiche mit den beiden anderen Statistiken liefern eine Abgrenzung des Sektors und die Zuordnung der Anlagen nach Revieren.

Diese Fortschreibung wurden mittels der Stilllegungstermine nach RL 88/609 EWG sowie anderer Angaben über Umbuchungen von Kraftwerken (z.B. in die öffentliche Versorgung) vorgenommen. Die Fortschreibung wird in die Gliederung der DDR-Statistik nach Kombinaten in den Tabellen II 1.5.4.1 bis II 1.5.4.3 dargestellt und in II 1.5.4.4 zusammengefasst.

In der Tab. II 1.5.1 wurden die Kraftwerksstandorte den Revieren Mitteldeutschland und Lausitz zugeordnet. Die Kraftwerke des ehemaligen Braunkohlenkombinats Senftenberg sind dem Revier Lausitz, die Kraftwerke des ehemaligen Braunkohlenkombinats Bitterfeld dem Revier Mitteldeutschland zuzurechnen. Zum Revier Lausitz sind bis auf die Kraftwerke in Espenhain alle Anlagen des ehemaligen Gaskombinats Schwarze Pumpe zu zählen.

Die Tabelle II 1.5.1 zeigt diese Neugliederung und in Tabelle II 1.5.2 werden diese Reviere durch Hinzunahme des Reviers Rheinland vervollständigt.

Diese Angaben werden den aggregierten Daten des Stat. BA gegenübergestellt (Tab. II 1.5.3). In der Tabelle wurde versucht nachzuvollziehen, welche Standorte vom Stat. BA nicht oder zusätzlich berücksichtigt wurden (grau unterlegt bis 1994). Der direkte Vergleich der Daten für die neuen Bundesländer ist nur bis 1994 möglich. Hierbei wurde eine gute Annäherung zu den Daten des Stat. BA erreicht.

Tabelle 101: Datenverfügbarkeit für die einzelnen Kraftwerke

Kraftwerk	Stat. BA (II 1.5.3)	DEBRIV (II 1.5.7)	UBA (II 1.5.8)
KW Brieske	Fehlender Wert für das Jahr 1997	Kontinuierliche Zeit-reihe, 1997 kein Wert	Kontinuierliche Zeitreihe bis 1998
KW Sonne	Zusätzlicher Wert für 1998	Zeitreihe bis 1996	Zeitreihe bis 1996
KW Schwarze Pumpe 1	Kein Wert für 1992 und 1997	Kontinuierliche Zeitreihe von 1992 bis 1997 (d.h. als Grubenkraftwerk geführt)	Kontinuierliche Zeitreihe von 1992 bis 1997
KW Schwarze Pumpe 3	Keine Daten für 1992, 1993, 1995, 1997	Nur für 1994 ein Wert	Kein Grubenkraftwerk
KW Schwarze Pumpe 4	Keine Werte für 1993-1995, dafür Wert für 1996	Nur für 1994 ein Wert	Kein Grubenkraftwerk
KW Amsdorf	Fehlende Daten für 1995 und 1997	Fehlende Daten für 1995, 1996, 1997	Kontinuierliche Zeitreihe von 1992 bis 1999

Ein Vergleich mit den Daten der Fortschreibung ab 1995 ist nicht direkt möglich, da dass Stat. BA nur Angaben für Deutschland wiedergibt. Trotzdem kann nachvollzogen werden, welche Standorte in den neuen Bundesländern in der Zeitreihe für Deutschland erfasst oder zusätzlich berücksichtigt wurden (graue Unterlegung ab 1995) und welche Angaben für das Revier Rheinland den Daten des Stat. BA ungefähr zugrunde liegen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Eckdaten der Statistik für das Rheinland bekannt sind:

- 1990 bis 1994 angegeben (alte Bundesländer)
- 2000 und 2001 identisch mit der Angabe für Deutschland (Anlagen in den neuen Bundesländern stillgelegt oder nicht mehr zu den Grubenkraftwerken gerechnet)

Aus diesen Eckdaten folgt, dass in den alten Bundesländern eine annähernd konstante elektrische Leistung betrieben wurde. Das wird auch durch den Sachverhalt bestätigt, dass die Bruttoengpassleistung im Revier Rheinland für den gesamten Zeitraum 386 MW beträgt (die Nettoleistung ist auch ohne Änderung der Anlage keine konstante Größe). Subtrahiert man ab 1995 die Summe der Standorte von den Angaben für Deutschland, dann ergibt sich für das Revier Rheinland eine plausible Zeitreihe (vergleiche Tabelle II 1.5.3, 2.Zeile).

Die gleichen Überlegungen wurden auch mit den Angaben in DEBRIV 2001 vorgenommen (Tab. II 1.5.6).

In der Tabelle II 1.5.7 wurde geschätzt, welche Standorte beim DEBRIV gegenüber unserer Fortschreibung nicht berücksichtigt wurden (für 1994 nicht möglich, bei DEBRIV elektrische Leistung unvollständig).

Aus beiden Vergleichen lassen sich gegenüber der ursprünglichen Fortschreibung nach Tab. II 1.5.1 die Schlussfolgerungen ziehen, dass die Kraftwerke Schwarze Pumpe 3 und 4 nicht zu den Grubenkraftwerken zählen und dass das Kraftwerk Amsdorf nach 1999 ebenfalls nicht mehr zu diesem Sektor gezählt wird.

Mit diesen Schlussfolgerungen wurde die Fortschreibung modifiziert (II 1.5.8).

Tab. II 1.5.9 zeigt den Verlauf der elektrischen Leistung der Grubenkraftwerke nach Revieren in Deutschland.

13.7.1.3 Stromerzeugung (elektrische Arbeit) in Grubenkraftwerken

Längere Zeitreihen zur elektrischen Arbeit in Grubenkraftwerken können aus Angaben des

- Statistisches Bundesamt
- DEBRIV, 2003b
- Jahrbuch ‚Bergbau, Energie'

abgeleitet werden.

Aus Veröffentlichungen des Stat. BA können Zeitreihen für die alten und neuen Bundesländer bis 1994 und für Deutschland ab 1995 entnommen werden.

DEBRIV 2003b berichtet über die neuen Bundesländer von 1992 bis 2001 und nach dem Jahrbuch ‚Bergbau und Energie' lassen sich lückenlos Daten von 1992 bis 2001 für die alten Bundesländer zusammenstellen.

In Tab. II 1.6.1 sind die Daten des Stat. BA und die Zeitreihen für die alten Bundesländer nach Jahrbuch dargestellt. Für den Vergleichszeitraum 1992 bis 1994 sind die Angaben aus beiden Quellen für die alten Bundesländer identisch (vergleiche Tab. 1.6.1.1 und 1.6.6.4). Aus der Vervollständigung der Zeitreihe für die alten Bundesländer von 1995 bis 2001 wurde in II 1.6.1 als Differenz zu den Daten für Deutschland die Zeitreihe des Stat. BA für die neuen Bundesländer ergänzt.

Ein Vergleich dieser Ergänzung mit den neuen Bundesländern nach DEBRIV wird in Tab. II 1.6.2 wiedergegeben. Nach anfänglich guter Übereinstimmung weichen im späteren Zeitverlauf die Daten voneinander ab. Die Abweichungen resultieren aus lückenhaften Angaben in beiden Quellen. Mit den in der Daten-Bibliothek dargestellten Daten für Einzelanlagen lassen sich beide Quellen gut angleichen.

So fehlt beim Stat. BA seit 1996 das Kraftwerke Amsdorf, das Kraftwerk Deuben wurde bei Stat. BA unterschiedlich verbucht und 1998 fehlt das Kraftwerk Brieske (vergleiche Tab. II 1.6.3), bei DEBRIV fehlt 1998 das Kraftwerk Schwarze Pumpe (vergleiche Tab. II 1.6.4). Werden beide Statistiken um diese Fehlstellen ergänzt, ergibt sich fast völlige Übereinstimmung. Diese Übereinstimmung wird in Tabelle II 1.6.5 einbezogen. Sie zeigt die Stromerzeugung für die alten und neuen Bundesländer sowie für Deutschland bis zum Jahr 2001.

13.7.1.4 Brennstoffeinsatz in Grubenkraftwerken

Die folgenden Ausführungen beziehen sich auf den

- Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung
- Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung (Rohbraunkohlentrocknung)
- Brennstoffeinsatz insgesamt

Grubenkraftwerke werden in Deutschland in den Revieren Rheinland (alte Bundesländer), Lausitz (neue Bundesländer) und Mitteldeutschland (neue Bundesländer) betrieben.

Ein wichtiger Gesichtspunkt ist die Aufteilung der Brennstoffeinsätze auf diese Reviere, da aufgrund unterschiedlicher Brennstoffqualitäten (z.B. Kohlenstoffgehalt, Schwefelgehalt, Wassergehalt und Heizwert) auch nach Emissionsfaktoren differenziert werden muss.

13.7.1.4.1 Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung

Angaben zum Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung werden in der Daten-Bibliothek zusammengestellt. Die wichtigsten Quellen sind:

- AGEB (alte und neue Bundesländer) bis 1994

- Stat. BA (alte und neue Bundesländer bis 1994 und Deutschland ab 1995)
- DEBRIV (neue Bundesländer) bis 2001

Erstes Ergebnis dieser Auswertungen ist die Tabelle II 1.7.5. Sie fasst den Vergleich und die Bewertung der einzelnen Statistiken und Literaturangaben zusammen.

Im Einzelnen:

1) Tab. II 1.7.1 (für die alten BL) und II 1.7.2 (für die neuen BL) zeigen den Vergleich zwischen Stat. BA und AGEB bis 1994.
   Für die alten Bundesländer sind beide Quellen identisch, für die neuen Bundesländer ist der Vergleich nur für 1994 möglich. Dieser Vergleich zeigt gute Übereinstimmung.
   Für die neuen Bundesländer wurde DEBRIV (nach Tab. II 1.7.2.5) in diesen Vergleich einbezogen (II 1.7.2).
   Für die Jahre 1992 und 1993 zeigen die DEBRIV-Daten kleinere Abweichungen und für 1994 eine stärkere Abweichung zur Energiebilanz. Gestützt auf die gute Übereinstimmung mit Stat. BA und wegen der Vollständigkeit der AGEB-Daten werden diese Angaben für den Zeitraum 1992 bis 1994 in die Tabelle II 1.7.5 aufgenommen.

2) Ab 1995 wurden die Daten des Stat. BA nach Tab. 1.7.1.1 für Deutschland und die Ergebnisse nach DEBRIV (Tab. II 1.7.2.5) für die neuen Bundesländer zusammengeführt.
   Die Differenz aus beiden Datensätzen ist eine Schätzung des Brennstoffeinsatzes für die alten Bundesländer (Tab. 1.7.3). Diese Schätzung fügt sich bis auf die Jahre 1998 und 1999 gut in die bekannten Daten 1992 bis 1994 und ab 2000 für Deutschland (seit diesem Jahr: Deutschland = Alte Bundesländer) ein. Da auch die Stromerzeugung für 1998 und 1999 aus diesen Anlagen (vergleiche Tab. II 1.6.5) keine Auffälligkeiten aufweist, wird die Schätzung für diese Jahre verworfen und durch Angaben des DEBRIV (Tab. II 1.7.1.2) ersetzt. Außerdem können für 1998 und 1999 die letzten in den neuen Bundesländern noch in Betrieb befindlichen Anlagen aus Angaben des Stat. BA und DEBRIV identifiziert werden (Tab. II 1.7.4).
   Zusammen mit den DEBRIV-Daten für die alten Bundesländer errechnen sich die für Deutschland in Tab. II 1.7.4 angegebenen Brennstoffeinsätze. Zusammen mit den Angaben der Tabelle II 1.7.3 (außer für 1998 und 1999) wurden die Daten in die Tabelle II 1.7.5 übernommen.

3) In der Tabelle II 1.7.5 wurde auch eine erste Trennung von Brennstoffeinsätzen nach Revieren aufgenommen. Mit der Stilllegung der Grubenkraftwerke in Mitteldeutschland im Jahr 1996 sind die Daten für die neuen Bundesländer ab 1997 identisch mit dem Revier Lausitz. Die Zeitreihe für die Lausitz endet mit der Stilllegung des letzten Grubenkraftwerks im Jahr 1999.

Die Tabellen II 1.7.7 und II 1.7.8 stellen eine Differenzierung der Brennstoffeinsätze der Tab. II 1.7.5 dar. Bis 1994 wurden AGEB-Werte, ab 1995 die DEBRIV-Werte für Braunkohlen übernommen.

Für die übrigen Energieträger wird ab 1995 auf die Angaben des Stat. BA zurückgegriffen, um die Zeitreihe nach 1994 fortzusetzen. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass die Angaben für Deutschland für die neuen Bundesländer gelten, da in den alten Bundesländern nur Rohbraunkohle eingesetzt wurde.

13.7.1.4.2 Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung (Rohbraunkohlentrocknung)

Die Tabelle II-1.8.2 zeigt für das Revier Rheinland den Brennstoffeinsatz für die Herstellung von Veredelungsprodukten aus der Rohbraunkohle, gegliedert nach den Produkten. Diese Tabelle ist Ergebnis aus den Produktionsdaten nach Tab. I 1.15.6.1 und den diesen Produkten zuzuordnen spezifischen Energieverbrauch zur Herstellung einer Tonne Produkt (Tab. 1.15.2.1).

In den Tabellen II-1.8.3 und II-1.8.4 sind die Daten für die Reviere Lausitz und Mitteldeutschland angegeben. Ab 1995 wird für das Revier Mitteldeutschland eine zusätzliche Unterteilung nach Herstellern von Braunkohlenprodukten vorgenommen. Diese Unterteilung ist notwendig, da ab 1995 die Kraftwerke der MIBRAG zur öffentlichen Versorgung gehören und ihr Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung der öffentlichen Fernwärmeversorgung zugerechnet werden muss. Für die Firma ROMONTA, die das Kraftwerk Amsdorf betreibt, ist die Herstellung geringfügiger Mengen an übrigen Braunkohlen nur ein Nebenprodukt der Montanwachsherstellung, die den Hauptteil des Prozessdampfbedarfs erfordert.

Für die Montanwachsherstellung sind keine spezifischen Brennstoffeinsätze bekannt, diese müssen hier daher vernachlässigt werden.

Der Brennstoffeinsatz der anderen Betreiber ist statistisch als Eigenverbrauch der Brikettfabriken zu bewerten.

Die Tabelle II-1.8.1 fasst die Brennstoffeinsätze für die Braunkohlentrocknung nach Produkten zusammen.

13.7.1.4.3 Brennstoffeinsatz zur Strom- und Wärmeerzeugung nach Revieren

In der Tabelle II 1.7.10 sind die bisherigen Ergebnisse zum Braunkohleneinsatz in Grubenkraftwerken der neuen Bundesländer zusammengestellt worden. Die Braunkohleneinsätze zur Wärmeerzeugung sind bereits nach Revieren dargestellt. Für die Stromerzeugung ist diese Unterteilung noch vorzunehmen.

Hierzu wurde folgende Näherungslösung gewählt:
Ausgehend vom gesamten Brennstoffeinsatz in den neuen Bundesländern und der Feuerungswärmeleistung der Grubenkraftwerke (Tab. II 1.1.3) wird aus dem Quotienten dieser beiden Größen die Ausnutzungsdauer der Feuerungswärmeleistung bestimmt. Mit dieser Ausnutzungsdauer werden die Feuerungswärmeleistungen der Reviere Lausitz und Mitteldeutschland multipliziert. Hierbei wird vorausgesetzt, dass die Ausnutzungsdauer in beiden Revieren gleich ist. Ergebnis ist jeweils der gesamte Brennstoffeinsatz des Reviers. Von diesem Brennstoffeinsatz wird der Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung abgezogen. Die Differenz ist der Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung nach Revieren.

Der Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung setzt sich nach Tab. II 1.7.8 aus Rohbraunkohle und Veredelungsprodukten zusammen. Auch die Veredelungsprodukte werden nach Revieren getrennt.
Hierzu wird von den Produktionsdaten der Reviere ausgegangen (Tab. 1.15.6.2 und 1.15.6.3). In der Tab. II 1.6.20 wurden für die Reviere die Produktanteile bestimmt. Mit diesen Quotienten werden die Produkte nach Revieren aufgeschlüsselt (Ergebnisse Tab. II 1.7.21 und II 1.7.22). Die Tab. II 1.7.23 ergänzt diese Ergebnisse für das Rheinland.

Die übrigen Energieträger werden nicht nach Revieren unterschieden (Tab. II 1.7.24).

Beim Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung in den Revieren Lausitz und Mitteldeutschland wird angenommen, dass ausschließlich Rohbraunkohlen eingesetzt werden (Tab. II 1.7.25 und II 1.7.26). Im Revier Rheinland trifft dieser Sachverhalt zu (Tab. II 1.7.27).

Die Ergebnisse sind getrennt nach Brennstoffeinsatz zur Strom- und Wärmeerzeugung sowie nach Revieren in den Tabellen II 1.7.29 und II 1.7.30 dargestellt.

Für die weitere Berechnung (Emissionsfaktoren) sind die Brennstoffeinsätze zur Strom- und Wärmeerzeugung in den Tabellen II 1.7.31 bis II 1.7.33 zusammengestellt.

13.7.1.4.4 Geplante Verbesserungen

Bei der Trocknung der Braunkohle wird ein Teil der Kohle verbrannt (emissionsrelevante energetische Nutzung) um den anderen Teil zu trocknen (stoffliche Verwertung, keine Verbrennung, keine CO2 Emissionen). In der Statistik wurde bisher der gesamte Massenstrom der Rohbraunkohle angegeben, so dass für die Berechnung der Aktivitätsraten für die Emissionen der emissionsverursachende Anteil berechnet werden musste.

Das bisher vom Umweltbundesamt – und in dem hier vorgelegten Inventarbericht immer noch – angewandte Verfahren wird zur Zeit modifiziert. Eine Korrektur aufgrund einer neuen Berechnungsmethode des Basisjahres von bisher 17 auf 15 Mio. Tonnen wird diskutiert. Die Abstimmung der nationalen Expertenrunde wird im Mai 2004 abgeschlossen sein. Eine Korrektur der Aktivitätsraten würde dann die gesamte Zeitreihe von 1990 bis 2002 betreffen– insbesondere auch das Basisjahr 1990.

13.7.1.5 Feuerungswärmeleistung, SO_2- und NO_X -Emissionen aus Grubenkraftwerken

Die Leistungsgröße von Feuerungsanlagen ist bei Einsatz von Regelbrennstoffen im Immissionsschutzrecht maßgebend für die Zuordnung von Anlagen (genehmigungsbedürftig, nicht genehmigungsbedürftig) und die Abstufung von Grenzwerten in Rechtsverordnungen und Verwaltungsvorschriften nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchV).

Bei fehlenden oder unsicheren Angaben zu Brennstoffeinsätzen ist die Feuerungswärmeleistung, verknüpft mit ihrer zeitlichen Nutzung, eine wichtige Größe zur Bestimmung oder Schätzung und zur Plausibilitätsprüfung von Brennstoffeinsätzen.

Bei der Untergliederung der Energiebilanz ist die Feuerungswärmeleistung ein wichtiges Strukturelement zur Zuordnung von Teilmengen der ausgewiesenen Brennstoffeinsätze, zur Abgrenzung zu anderen Anlagen eines Wirtschaftszweiges und zur Darstellung von Emissionszeitreihen. Vor diesem Hintergrund wurde die Feuerungswärmeleistung zur Erarbeitung der Bilanz der Emissionsursachen (BEU) aufgenommen.

Die Feuerungswärmeleistung von Anlagen wird in Deutschland statistisch nicht erfasst. Die hier verwendeten Daten zu Großfeuerungsanlagen stammen aus Zusammenstellungen zur Meldepflicht der Mitgliedsstaaten der EU zur Richtlinie RL 88/609/EWG über Großfeuerungsanlagen. Auf der Grundlage dieser Richtlinie sind die Mitgliedsstaaten verpflichtet, im Abstand von zwei Jahren Auskunft über den Fortschritt bei der Emissionsminderung aus Großfeuerungsanlagen zu geben und an die EU zu berichten. Die Auskunftspflicht erstreckt sich auf die Angaben zur Feuerungswärmeleistung sowie die SO_2- und NO_X -Emissionen. Für Deutschland besteht diese Verpflichtung seit 1990 (alte Bundesländer) bzw. seit 1992 (neue Bundesländer).

In Deutschland stellen hierzu die Immissionsschutzbehörden der Bundesländer die Daten für ihren Aufsichtsbereich zusammen und übersenden diese Unterlagen an das Umweltbundesamt. Dort werden die Unterlagen aufbereitet und das Ergebnis der EU gemeldet.
Die Informationen der Bundesländer, die über die abgefragten Größen hinausgehen, sind sehr unterschiedlich strukturiert. Diese zusätzlichen Informationen betreffen in unterschiedlicher Zusammensetzung und Vollständigkeit Angaben zum Anlagenbetreiber, der Anlagenart (z. B. Kraftwerke, Fernheizwerke, Industriefeuerungen), den Standort, den Wirtschaftszweig und die eingesetzten Energieträger. Aus der unterschiedlichen Struktur und dem Inhalt ist es nicht möglich, eine für ganz Deutschland einheitliche und vollständige Zusammenstellung nach diesen Merkmalen zu erarbeiten. Durch zusätzlichen Aufwand gelingt es zumeist, eine Sektorzuordnung der Anlagen zu erzielen.

Die Qualität der Emissionsdaten ist unterschiedlich. Hierbei ist zwischen der jährlichen Wiedergabe von Daten aus den Emissionserklärungen der Anlagenbetreiber und der Fortschreibung auf der Basis von Angaben zu den Vorjahren zu unterscheiden. Letztere sind aus der Konstanz der Daten über bestimmte Zeitabschnitte zu erkennen. Die Qualität der Daten kann bei der Weiterverarbeitung bewertet werden (z. B. Plausibilität der Emissionsfaktoren nach ihrer Höhe und zeitlichen Entwicklung).

Die Zusammenstellung der Daten zu Grubenkraftwerken der neuen Bundesländer durch das Umweltbundesamt orientiert sich zunächst an der Gliederung des Braunkohlenbergbaus in der DDR nach Energiekombinaten, später an den aus ihnen hervorgegangenen Gesellschaften. Die Zusammenstellung enthält auch Termine über die Stilllegung von Anlagen, so dass der jährliche Anlagenbestand auch hinsichtlich anderer Merkmale (z. B. elektrische Leistung) nachvollzogen werden kann.

Die Tab. II 1.1.1 zeigt für die Feuerungswärmeleistung eine Zusammenstellung aus der Daten-Bibliothek. In Tab. II 1.1.2 werden die Umbuchungen von Anlagen in die öffentliche Vorsorgung und die Überführung in (regionale) Reviere berücksichtigt. Für weitergehende Rechnungen zu Brennstoffeinsätzen werden im Stilllegungsjahr die Leistungsanteile ermittelt (Tab. II 1.1.3) und in Tab. II 1.1.4 sind die Stilllegungsdaten zusammengefasst.
Die SO_2- und NO_X -Emissionen sind in den Tabellen II 1.2.1 und II 1.2.2 sowie in den Tab. II 1.3.1 und II 1.3.2 aufbereitet worden.

13.7.1.6 Zusammenstellung der Modelldaten (Stand 31.01.2004)

II-1.5.9 Elektrische Leistung der Grubenkraftwerke in Deutschland: Neue Definition der Reviere und korrigierte Fortschreibung der DDR-Statistik (eigene Berechnung)

II-1.6.5 Stromerzeugung in Grubenkraftwerken in Deutschland (eigene Berechnung)

II-1.7.29 Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung in Grubenkraftwerken in Deutschland (eigene Berechnung)

II-1.7.30 Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung in Grubenkraftwerken in Deutschland (eigene Berechnung)

II-1.1.5 Feuerungswärmeleistung der Grubenkraftwerke in Deutschland (eigene Berechnung, Stand 31.12. des Jahres)

II-1.2.1 SO_2 Emissionen in Grubenkraftwerken in Deutschland (eigene Berechnung)

II-1.2.2 SO_2-Emissionen in Grubenkraftwerken in Deutschland unter Berücksichtigung von Umbuchungen in andere Quellgruppen (eigene Berechnung)

II-1.3.1 NO_X Emissionen in Grubenkraftwerken in Deutschland (eigene Berechnung)

II-1.3.2 NO_X Emissionen in Grubenkraftwerken in Deutschland unter Berücksichtigung von Umbuchungen in andere Quellgruppen (eigene Berechnung)

II-1.5.9 Elektrische Leistung der Grubenkraftwerke in Deutschland: Neue Definition der Reviere und korrigierte Fortschreibung der DDR-Statistik (eigene Berechnung

		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
insgesamt	MW	2.434	2.411	2.041	1.767	1.104	1.081	525	410	360
Rheinland (Tab. II-1.5.3)	MW	371	377	358	352	362	386	380	365	360
Lausitz (neue Definition)	MW	1.278	1.278	1.195	1.166	716	650	100	0	0
Mitteldeutschland (neue Definition)	MW	785	756	489	249	26	45	45	45	0

Quellen:
Tabelle II-1.5.3 (Rheinland) und II-1.5.8 (Lausitz, Mitteldeutschland)
Anmerkung:

II-1.6.5 Stromerzeugung in Grubenkraftwerken in Deutschland (eigene Berechnung)

		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Deutschland	GWh	10.292	9.533	8.888	7.224	5.559	4.361	3.536	2.297	2.063
Alte Bundesländer	GWh	1.958	2.057	2.029	1.947	2.191	2.206	2.126	2.064	2.063
Neue Bundesländer	GWh	8.334	7.476	6.859	5.277	3.368	2.155	1.410	233	0

Quellen:
NBL (1992-2001) nach Stat. BA wie in Tab. II-1.6.3
ABL (1992-2001) nach Stat. BA wie in Tabelle II-1.6.1

II-1.7.29 Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung in Grubenkraftwerken in Deutschland (eigene Berechnung)

		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
insgesamt	TJ	116.163	109.514	96.668	84.253	62.905	47.057	37.414	21.425	17.324
Rohbraunkohle, Revier Rheinland	TJ	14.590	15.819	15.537	16.645	16.706	17.654	18.570	18.092	17.324
Rohbraunkohle, Revier Lausitz	TJ	57.489	52.022	37.914	40.497	28.720	23.483	15.890	875	0
Rohbraunkohle, Revier Mitteldeutschland	TJ	23.529	27.727	27.262	13.030	9.082	4.166	2.955	2.459	0
Braunkohlenbriketts, Revier Lausitz	TJ	0	0	0	73	36	0	0	0	0
Staub- und Trockenkohle, Revier Lausitz	TJ	3.798	3.977	8.955	4.459	1.544	0	0	0	0
Staub- und Trockenkohle, Revier Mitteldeutschland	TJ	15.300	8.269	4.914	5.829	952	0	0	0	0
Heizöl S, Neue Bundesländer, insgesamt	TJ	82	41	41	34	3	3	0	0	0
Kokerei- und Stadtgas, Neue Bundesländer, insgesamt	TJ	0	0	0	2.090	2.933	993	0	0	0
Erdgas, Neue Bundesländer, insgesamt	TJ	32	32	32	20	1.759	3	0	0	0
Klärschlamm und Müll , Neue Bundesländer, insgesamt	TJ	1.343	1.627	2.013	1.576	1.170	755	0	0	0

Quelle:
Tabellen II-1.7.21, II-1.7.22, II-1.7.23, II-1.7.24
Anmerkung: Reviere Lausitz und Mitteldeutschland sind in Tabelle II-1.1.1 neu definiert
Anmerkung: Die Bezeichnung "Klärschlamm, Müll" wurde aus der Energiebilanz übernommen. Bei Braunkohlenkraftwerken in den Neuen Bundesländern handelt es sich dabei um Rückstänc
der Braunkohlenverarbeitung: Verschwelung, Vergasung, sowie Abrieb bei der Produktherstellung.

II-1.7.30 Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung in Grubenkraftwerken in Deutschland (eigene Berechnung)

		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
insgesamt	TJ	52.425	43.903	31.767	26.009	24.694	20.480	16.452	15.490	12.139
Rohbraunkohle, Revier Rheinland	TJ	18.175	17.107	15.720	14.817	14.893	14.161	12.526	11.660	12.139
Rohbraunkohle, Revier Lausitz	TJ	20.231	16.807	12.771	9.485	9.083	6.319	3.926	3.830	0
Rohbraunkohle, Revier Mitteldeutschland	TJ	14.018	9.989	3.276	1.707	718	0	0	0	0
Braunkohlenbriketts, Revier Lausitz	TJ									
Staub- und Trockenkohle, Revier Lausitz	TJ									
Staub- und Trockenkohle, Revier Mitteldeutschland	TJ									
Heizöl S, Neue Bundesländer, insgesamt	TJ									
Kokerei- und Stadtgas, Neue Bundesländer, insgesamt	TJ									
Erdgas, Neue Bundesländer, insgesamt	TJ									
Klärschlamm und Müll , Neue Bundesländer, insgesamt	TJ									

Quelle:
Tabellen II-1.7.25, II-1.7.26, II-1.7.27
Anmerkung: Reviere Lausitz und Mitteldeutschland sind in Tabelle II-1.1.1 neu definiert
Anmerkung: Die Bezeichnung "Klärschlamm, Müll" wurde aus der Energiebilanz übernommen. Bei Braunkohlenkraftwerken in den Neuen Bundesländern handelt es sich dabei um Rückstänc
der Braunkohlenverarbeitung: Verschwelung, Vergasung, sowie Abrieb bei der Produktherstellung.

II-1.1.5 Feuerungswärmeleistung der Grubenkraftwerke in Deutschland (eigene Berechnung, Stand 31.12. des Jahres)

		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
insgesamt	MW	12.935	12.701	10.777	6.480	4.071	3.642	1.890	1.496	1.496
Lausitz (neue Definition)	MW									
Mitteldeutschland (neue Definition)	MW									
Rheinland	MW									

Quellen:
Tabelle II-1.1.2 und 1.1.8.2
Anmerkung:
Aufteilung des Gaskombinats "Schwarz Pumpe": KW Espenhain zum Revier Mitteldeutschland, alle anderen KW zum Revier Lausitz
Rheinland ab 1996 als konstant angenommen

II-1.2.1 SO_2 Emissionen in Grubenkraftwerken in Deutschland (eigene Berechnung)

		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
insgesamt	t/a	359.138	338.421	258.291	177.290	131.606	k.A	k.A	k.A	k.A
Revier Lausitz (neue Definition)	t/a									
Revier Mitteldeutschland (neue Definition)	t/a									
Revier Rheinland	t/a									

II-1.2.2 SO_2 Emissionen in Grubenkraftwerken in Deutschland unter Berücksichtigung von Umbuchungen in andere Sektoren (eigene Berechnung)

		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
insgesamt	t/a	359.138	338.421	231.264	110.628	81.878	33.147	17.840	2.623	0
Revier Lausitz (neue Definition)	t/a									
Revier Mitteldeutschland (neue Definition)	t/a									
Revier Rheinland	t/a									

II-1.3.1 NO_X Emissionen in Grubenkraftwerken in Deutschland (eigene Berechnung)

		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
insgesamt	t/a	37.708	33.946	26.729	22.118	16.108	k.A	k.A	k.A	k.A
Revier Lausitz (neue Definition)	t/a									
Revier Mitteldeutschland (neue Definition)	t/a									
Revier Rheinland	t/a									

II-1.3.2 NO_X Emissionen in Grubenkraftwerken in Deutschland unter Berücksichtigung von Umbuchungen in andere Sektoren (eigene Berechnung)

		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
insgesamt	t/a	37.708	33.946	25.370	18.452	12.896	k.A	k.A	k.A	k.A
Revier Lausitz (neue Definition)	t/a									
Revier Mitteldeutschland (neue Definition)	t/a									
Revier Rheinland	t/a									

13.8 Co_2 Emissionsfaktoren

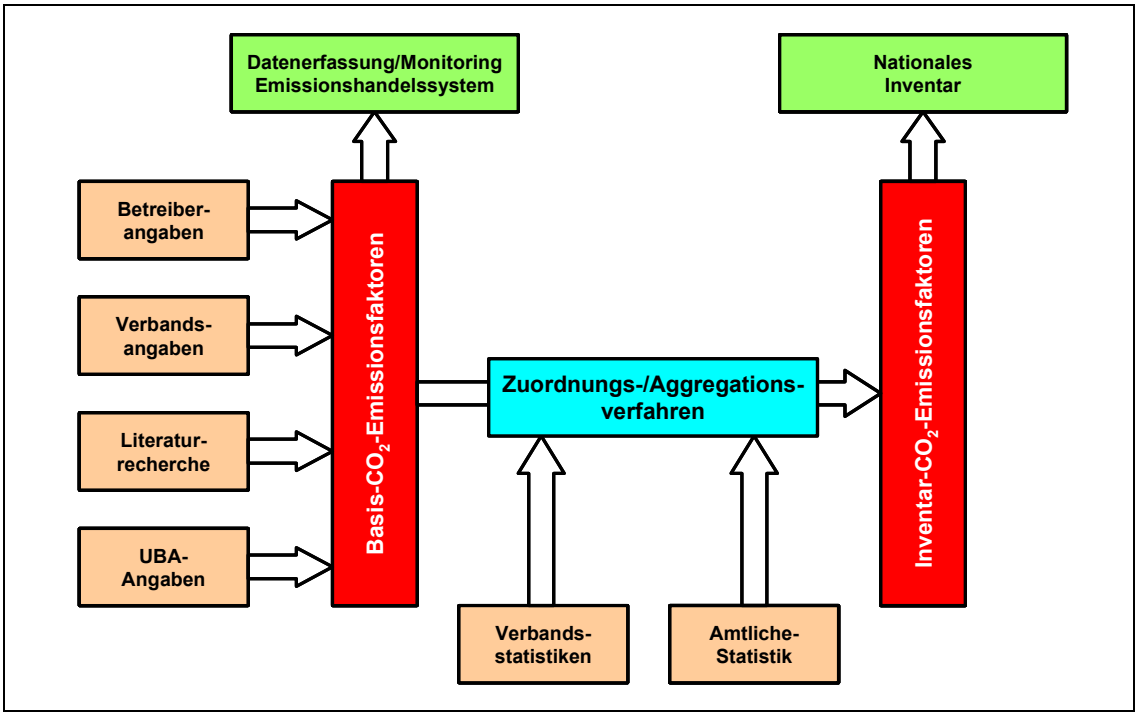
Die dem Inventar zugrunde gelegten Emissionsfaktoren wurden aus der Liste der „*Co_2 Emisssionsfaktoren für die Erstellung der nationalen CO2-Inventare*“ (Öko-Institut, 2004c) abgeleitet.

13.8.1 Methodische Vorbemerkungen

Im Rahmen der Datenerfassung für den Nationalen Allokationsplan entstand die Notwendigkeit, für die Anlagenbetreiber sehr differenzierte CO_2-Emissionsfaktoren bereit zu stellen, um eine möglichst genaue Ermittlung der anlagenbezogenen Emissionen zu gewährleisten.

Hinsichtlich der deutlich weniger stark differenzierten CO_2-Emissionsfaktoren zur Erstellung der nationalen Inventare entsteht vor diesem Hintergrund die Notwendigkeit ein möglichst hohes Maß an Konsistenz zu gewährleisten. Mit einer hohen Konsistenz zwischen den CO_2-Emissionsfaktoren für die Datenerhebung bzw. das Monitoring im Rahmen des Emissionshandelssystems einerseits und für die Erstellung der nationalen Inventare andererseits können sowohl eine deutlich verbesserte Qualität der Inventare erreicht werden als auch die inventarbasierten Fragen des Nationalen Allokationsplans mit besserer Fundierung behandelt werden.

Abbildung 31 Basis- und Inventar-Emissionsfaktoren für CO_2



Quelle: Öko-Institut

Vor diesem Hintergrund wurde ein konsistentes Konzept für die CO_2-Emissionsfaktoren entwickelt (Abbildung 31).

Das System basiert auf einem Satz differenzierter CO_2-Emissionsfaktoren, die sich – zum größten Teil – an den Erfordernissen des Emissionshandelssystems ausrichten (sogenannte Basis-Emissionsfaktoren für CO_2). Diese Emissionsfaktoren wurden auf Grundlage sehr unterschiedlicher Datenquellen entwickelt. Dazu gehören einerseits Betreiberdaten, andere Daten wurden von Verbänden bereitgestellt oder aus Literaturrecherchen gewonnen. Schließlich wurde an einigen Stellen auf Angaben des Umweltbundesamtes zurückgegriffen, deren Genese im Regelfall jedoch nicht näher dokumentiert ist.

Die Basis-Emissionsfaktoren für CO_2 werden unter Rückgriff auf Strukturdaten aus Verbandsstatistiken bzw. der (quasi-) amtlichen Statistik so zugeordnet und aggregiert, dass sie passfähig zu den Aktivitätsraten sind, die für die Erstellung der nationalen Inventare in Ansatz gebracht werden können. Emissionsfaktoren auf dieser Aggregations- bzw. Zuordnungsstufe werden dann als Inventar-Emissionsfaktoren für CO_2 bezeichnet.

13.8.2 Basis-Emissionsfaktoren für CO_2

Ein wesentlicher Teil der Basis-Emissionsfaktoren wurde im Kontext der Datenerhebung für den Nationalen Allokationsplan ermittelt, für die verbleibenden Emissionsfaktoren wurden die traditionell vom Umweltbundesamt verwendeten Faktoren angesetzt.

Für die aktualisierten CO_2-Emissionsfaktoren wurden folgende Daten ermittelt

- der Kohlenstoffgehalt aus der Elementaranalyse (bezogen auf den Rohzustand) bei festen und flüssigen Brennstoffen sowie die Gaszusammensetzung bei gasförmigen Brennstoffen sowie
- der untere Heizwert.

Dabei ist darauf hinzuweisen, dass sich sowohl der Kohlenstoffgehalt als auch die Heizwerte auf die jeweils zu Grunde gelegten Proben beziehen und als Einzelkomponenten nicht notwendigerweise repräsentativ sein müssen (dies gilt insbesondere für die festen Brennstoffe mit teilweise stark schwankenden Asche- und Wassergehalten. Die aus beiden Faktoren ermittelten heizwertbezogenen CO_2-Emissionsfaktoren erreichen jedoch eine vergleichsweise hohes Maß an Repräsentativität, da hier die Unsicherheiten hinsichtlich Aschegehalt vollständig und hinsichtlich Wassergehalt weitgehend eliminiert werden können.

Hinsichtlich der *Steinkohlen* (einschließlich Ballaststeinkohle und Anthrazit für den Kraftwerkseinsatz) konnte bei Kesselkohlen auf umfangreiche Datenbestände bzw. –auswertung der Großkraftwerksbetreiber E.ON AG und RWE AG zurückgegriffen, die im Rahmen der VGB diskutiert und abgestimmt wurden. Die Daten für die einzelnen Provenienzen bzw. Gruben wurden für die jeweiligen Länder bzw. die deutschen Zechen durch einfache Mittelwertbildung auf Länderebene aggregiert.

Kohlenstoff und Heizwert von *Anthrazitkohle für den Wärmemarkt* wurden den entsprechenden Kunden-Informationsdaten der DSK Anthrazit Ibbenbüren GmbH entnommen. Die Emissionsfaktoren ergeben sich als Mittelwert über fünf verschiedene Anthrazitqualitäten für den Einsatz auf dem Wärmemarkt.

Für *Steinkohlenbriketts* und *Steinkohlenkoks* wurde auf die traditionell vom Umweltbundesamt verwendeten (und bisher nicht weiter dokumentierten) Emissionsfaktoren zurückgegriffen.

Die CO_2-Emissionsfaktoren für *Rohbraunkohlen* wurden für das rheinische, das Lausitzer sowie das mitteldeutsche Revier auf Grundlage von Daten der fördernden Unternehmen RWE Power, Vattenfall Europe sowie MIBRAG zu Kohlenstoffgehalt und unterem Heizwert ermittelt. Für die Rohbraunkohlenutzung aus dem Helmstedter Revier sowie der hessischen Förderung wurde auf die traditionell vom UBA verwendeten (und bisher nicht weiter dokumentierten) Emissionsfaktoren zurückgegriffen.

Für *Braunkohlenprodukte* wurden sämtliche Emissionsfaktoren auf der Grundlage von Unternehmens- bzw. Literaturangaben ermittelt:

- für Wirbelschichtbraunkohle, Braunkohlenstaub, Braunkohlenbriketts und Braunkohlenkoks aus dem rheinischen Revier auf Grundlage von Angaben der RWE Power AG;
- für Wirbelschichtbraukohle, Braunkohlenstaub und Braunkohlenbriketts aus dem Lausitzer Revier auf Grundlage von Angaben der Vattenfall Europe AG;

- für Braunkohlenstaub und Braunkohlenbriketts aus dem mitteldeutschen Revier auf Grundlage der Angaben der MIBRAG GmbH (und ergänzender Literaturangaben bzgl. Braunkohle-Additivbriketts).

Für *Hartbraunkohle* wurde auf den traditionell vom Umweltbundesamt verwendeten (und bisher nicht weiter dokumentierten) Emissionsfaktor zurückgegriffen.

Für *Brenntorf* wurde auf den traditionell vom Umweltbundesamt verwendeten (und bisher nicht weiter dokumentierten) Emissionsfaktor zurückgegriffen.

Für die *Mineralölprodukte* Rohbenzin, Motorenbenzin, Dieselkraftstoff, Petroleum und Flugturbinenkraftstoff, leichtes Heizöl, schweres Heizöl, Raffineriegas, Petrolkoks und Andere Mineralölprodukte wurde durchgängig auf die traditionell vom Umweltbundesamt verwendeten (und bisher nicht weiter dokumentierten) Emissionsfaktoren zurückgegriffen.

Für die Flüssiggase *Propan* und *Butan* sowie für *Methanol* wurden die CO_2-Emissionsfaktoren aus einer stöchiometrischen Analyse abgeleitet.

Die CO_2-Emissionsfaktoren für *Erdgas* in den Qualitäten Verbundgas H, Russland H, Niederlande sowie Erdgas aus der altmärkischen Förderung wurden auf Grundlage von Daten zur Gaszusammensetzung ermittelt, die von Ruhrgas AG, VNG AG sowie EEG Erdgas-Erdöl GmbH bereit gestellt wurden.

Für *Erdölgas* wurde auf den traditionell vom Umweltbundesamt verwendeten (und bisher nicht weiter dokumentierten) Emissionsfaktor zurückgegriffen.

Die Angaben zu den Emissionsfaktoren für *Stadtgas* wurden für die alten Bundesländer auf Grundlage von Angaben der Ruhrgas AG ermittelt. Für das in den neuen Bundesländern eingesetzte Stadtgas standen Literaturangaben zur Verfügung. Für die spezielle Qualität des Stadtgases aus Hochdruck-Spaltanlagen wurden Daten von der GASAG bereitgestellt.

Als Grundlage für die Ermittlung des Emissionsfaktors für *Kokereigas* stand die Zusammensetzung des Kokereigases von fünf deutschen Kokereien zur Verfügung, die vom Deutschen Stahlinstitut bereitgestellt wurden.

Die typischen Zusammensetzungen sowie die Heizwerte von *Hochofengasen* und *Konvertergasen* zur Ermittlung der CO_2-Emissionsfaktoren wurden von der Hüttenwerke Krupp Mannesmann GmbH zur Verfügung gestellt.

Für *Grubengas* wurde auf den traditionell vom Umweltbundesamt verwendeten (und bisher nicht weiter dokumentierten) Emissionsfaktor zurückgegriffen.

Die CO_2-Emissionsfaktoren für *Biogas* und *Klärgas* sind definitionsgemäß Null – wenn und soweit sie die Definition von Biomasse erfüllen.

Für *Hausmüll/Siedlungsabfall* wird auf einen Wert zurückgegriffen, für den der nicht-organische Kohlenstoffanteil sowie der Heizwert in einem aktuellen Forschungsvorhaben des UBA abgeschätzt wurde.

Für *Industriemüll* wurde auf die (für die alten und neuen Bundesländer bis 1994 unterschiedlichen) traditionell vom Umweltbundesamt verwendeten (und bisher nicht weiter dokumentierten) Emissionsfaktoren zurückgegriffen.

Für *Kunststoffabfälle* wurde auf den traditionell vom Umweltbundesamt verwendeten (und bisher nicht weiter dokumentierten) Emissionsfaktor entsprechend dem Emissionsfaktor für Andere Mineralölprodukte zurückgegriffen.

Auch *Sulfit- und Sulfatablauge* sowie *Brennholz* und *andere Biomasse* werden definitionsgemäß mit dem CO_2-Emissionsfaktor Null bewertet, wenn und soweit sie die Definition von Biomasse erfüllen.

Tabelle 102: Co_2 Emisssionsfaktoren für den deutschen Nationalen Allokationsplan (Stand: 27.10.2003)

		CO_2-Emissions-faktor	Bemerkungen
Steinkohlen			
Ballast-Steinkohle		t CO_2/TJ 90	
Anthrazit			
	Ruhr (Kraftwerkseinsatz)	t CO_2/TJ 95	
	Wärmeerzeugung	t CO_2/TJ 98	
Vollwertkohle Deutschland		t CO_2/TJ 93	
	Ruhr	t CO_2/TJ 93	
	Saar	t CO_2/TJ 92	
Vollwertkohle Import		t CO_2/TJ 95	Allgemeiner Orientierungswert
	Südafrika	t CO_2/TJ 96	Allgemeiner Orientierungswert für Exportgruben
	Goedehoop	t CO_2/TJ 95	
	Kleinkopje	t CO_2/TJ 98	
	Forzando	t CO_2/TJ 95	
	Arthur Taylor	t CO_2/TJ 97	
	Koornfontein	t CO_2/TJ 97	
	Douglas P2	t CO_2/TJ 97	
	Middelburg	t CO_2/TJ 95	
	Twistdraai	t CO_2/TJ 92	
	Kromdraai	t CO_2/TJ 95	
	ATC 1	t CO_2/TJ 97	
	Kangra	t CO_2/TJ 98	
	Kolumbien	t CO_2/TJ 94	Allgemeiner Orientierungswert für Exportgruben
	Cerrejon	t CO_2/TJ 93	
	Cerrejon Central	t CO_2/TJ 93	
	Cerrejon Prodeco	t CO_2/TJ 95	
	Cerrejon Carbocol	t CO_2/TJ 95	
	Cerrejon Norte	t CO_2/TJ 94	
	Drummond	t CO_2/TJ 95	
	Primero	t CO_2/TJ 93	
	Venezuela	t CO_2/TJ 93	Allgemeiner Orientierungswert für Exportgruben
	Guasare	t CO_2/TJ 95	
	Paso Diablo	t CO_2/TJ 91	
	USA	t CO_2/TJ 94	Allgemeiner Orientierungswert für Exportgruben
	Kerr McGee	t CO_2/TJ 94	

AMCI	t CO_2/TJ	94	
Scotts Branch	t CO_2/TJ	94	
ANR	t CO_2/TJ	94	
Drayton	t CO_2/TJ	95	
Permeke	t CO_2/TJ	94	
Baltimore	t CO_2/TJ	95	
Consol	t CO_2/TJ	94	
Kanada			
Mountian	t CO_2/TJ	95	
Polen	t CO_2/TJ	94	Allgemeiner Orientierungswert für Exportgruben
Mischkohle	t CO_2/TJ	96	
Poduff	t CO_2/TJ	95	
Anna	t CO_2/TJ	95	
Makoszowy	t CO_2/TJ	93	
Halemba	t CO_2/TJ	93	
Qualität 6000	t CO_2/TJ	93	
Australien	t CO_2/TJ	95	Allgemeiner Orientierungswert für Exportgruben
Stewarton	t CO_2/TJ	93	
Ulan	t CO_2/TJ	94	
Newlands	t CO_2/TJ	94	
Hunter Mischkohle	t CO_2/TJ	95	
MIM	t CO_2/TJ	95	
Blair Athol	t CO_2/TJ	96	
Drayton	t CO_2/TJ	95	
Burton	t CO_2/TJ	94	
South Black Water	t CO_2/TJ	96	
South Walker Creek	t CO_2/TJ	96	
Indonesien	t CO_2/TJ	95	Allgemeiner Orientierungswert für Exportgruben
Satui	t CO_2/TJ	95	
Pinang	t CO_2/TJ	96	
Kaltim Prima	t CO_2/TJ	94	
Spitzbergen			
SVEA	t CO_2/TJ	94	
Russland	t CO_2/TJ	95	Allgemeiner Orientierungswert für Exportgruben
Kuzbass	t CO_2/TJ	94	
Kedrowsky	t CO_2/TJ	100	
Murmask-Mischkohle	t CO_2/TJ	96	

	Vorgashore	t CO_2/TJ 95	
	Kusheyakovsky	t CO_2/TJ 93	
	Prokopievskugol	t CO_2/TJ 93	
	China (Chenhua)	t CO_2/TJ 95	Allgemeiner Orientierungswert für Exportgruben
	Nantun	t CO_2/TJ 96	
	Yanzhou	t CO_2/TJ 95	
Steinkohlenbriketts		t CO_2/TJ 93	
Steinkohlenkoks		t CO_2/TJ 105	
Braunkohlen			
Rohbraunkohle			
	Rheinland	t CO_2/TJ 114	
	Lausitz	t CO_2/TJ 113	
	Mitteldeutschland	t CO_2/TJ 104	
	Helmstedt	t CO_2/TJ 111	
	Hessen (Hirschberg)	t CO_2/TJ 111	
Wirbelschicht-Braunkohle			
	Rheinland	t CO_2/TJ 98	
	Lausitz	t CO_2/TJ 101	
Braunkohlenstaub			
	Rheinland	t CO_2/TJ 98	
	Lausitz	t CO_2/TJ 99	
	Mitteldeutschland	t CO_2/TJ 94	
Braunkohlenbrikett			
	Rheinland	t CO_2/TJ 99	
	Lausitz	t CO_2/TJ 101	
	Mitteldeutschland	t CO_2/TJ 98	
Braunkohlenkoks			
	Rheinland	t CO_2/TJ 108	
Hartbraunkohle		t CO_2/TJ 97	
Brenntorf		t CO_2/TJ 98	
Mineralölprodukte			
Rohöl		t CO_2/TJ 80	
Rohbenzin		t CO_2/TJ 80	
Motorenbenzin		t CO_2/TJ 72	
Dieselkraftstoff		t CO_2/TJ 74	
Petroleum und Flugturbinenkraftstoff		t CO_2/TJ 74	
Heizöl, leicht		t CO_2/TJ 74	
Heizöl, schwer		t CO_2/TJ 78	
Flüssiggas (Butan)		t CO_2/TJ 64	
Flüssiggas (Propan)		t CO_2/TJ 65	

Raffineriegas		t CO_2/TJ 60	erhebliche Bandbreite, jeweils spezifische Ermittlung notwendig
Petrolkoks		t CO_2/TJ 101	
Methanol		t CO_2/TJ 71	
Andere Mineralölprodukte		t CO_2/TJ 80	
Gase			
Erdgas L Niederlande		t CO_2/TJ 56	
Erdgas H Verbund		t CO_2/TJ 56	
Erdgas H Russland		t CO_2/TJ 55	
Erdgas Altmark		t CO_2/TJ 56	
Erdölgas		t CO_2/TJ 58	
Kokereigas		t CO_2/TJ 40	erhebliche Bandbreite, jeweils spezifische Ermittlung notwendig
Stadtgas (ABL)		t CO_2/TJ 40	
Stadtgas (NBL)		t CO_2/TJ 50	
Stadtgas (Hochdruck-Spaltgas aus Erdgas)		t CO_2/TJ 53	West-Berlin bis 1995
Hochofengas		t CO_2/TJ 268	erhebliche Bandbreite, für anlagenspezifische Betrachtung spezifische Ermittlung notwendig, für nationale Inventare aus Konsistenzgründen 105 t CO_2/TJ
Konvertergas		t CO_2/TJ 183	erhebliche Bandbreite, für anlagenspezifische Betrachtung spezifische Ermittlung notwendig, für nationale Inventare aus Konsistenzgründen 105 t CO_2/TJ
Grubengas		t CO_2/TJ 55	
Biogas		t CO_2/TJ 0	sofern und soweit als Biomasse anerkannt
Klärgas		t CO_2/TJ 0	sofern und soweit als Biomasse anerkannt
Andere Brennstoffe			
Hausmüll		t CO_2/TJ 15	
Industriemüll		t CO_2/TJ 20	Braunkohleabfälle nur NBL: 94 t/TJ
Klärschlamm			Kein EF vorhanden
Brennholz und andere Biomasse		t CO_2/TJ 0	sofern und soweit als Biomasse anerkannt

Quellen: Umweltbundesamt, Angaben der Unternehmen und Verbände, AG Energiebilanzen, ifeu-Institut für Energie und Umweltforschung, Berechnungen des Öko-Instituts

13.8.3 Ermittlung der Inventar-Emissionsfaktoren für CO_2

Auf Grundlage der Basis-Emissionsfaktoren für CO_2 wurden unter Rückgriff auf Energieverbrauchs-Strukturdaten die CO_2-Emissionsfaktoren in der Differenzierung gebildet, die für die Erstellung der nationalen CO_2-Inventare benötigt wird (vergleiche dazu und Tabelle 104).

Bei den *Steinkohlen* wurde zunächst davon ausgegangen, dass in Kleinfeuerungsanlagen sowie in nach TA-Luft genehmigten Wärmeerzeugungsanlagen in den privaten Haushalten, im Kleinverbrauchssektor (ab 1995: Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) sowie bei den militärischen Dienststellen Anthrazit zum Einsatz kommt. Für Anthrazit wurde keine weitere Differenzierung in Ansatz gebracht. Auch für den Einsatz von Ballastkohle wurde keine weitere Differenzierung vorgenommen.

Für die Zechenkraftwerke der deutschen Steinkohlenindustrie wurde ein energiebezogener Mix der deutschen Steinkohlenförderung nach Revieren (Ruhr, Saar, Aachen, Niedersachsen) zu Grunde gelegt, der über die Statistik der Kohlenwirtschaft verfügbar ist. Aus den entsprechenden revierspezifischen Emissionsfaktoren wurde ein auf dieser Basis ein gewichteter Mittelwert errechnet.

Für den verbleibenden Steinkohleneinsatz wurde ein Mix aus inländischer Förderung und Import nach Herkunftsstaaten ermittelt. Die Datengrundlage hierfür bilden neben den o.g. Angaben zur inländischen Förderung zunächst die detaillierten Daten des Vereins der Kohlenimporteure. Für die Berechnung des Import-Mixes wurde der gesamte Steinkohlenimport nach Lieferländern um die Menge an Koks und Kokskohle sowie um die (geringen) Importmengen an anderen Steinkohlenprodukten bereinigt und auf Energieinhalte umgerechnet.

Der Mix des inländischen Steinkohlenaufkommens sowie der Mix des Importaufkommens werden über den Importanteil für die genutzte Steinkohle verknüpft. Dieser beruht auf den vom Verein der Kohlenimporteure vorgelegten Daten zum Anteil importierter Kohle für die verschiedenen Einsatzbereiche, wobei der Einsatz in der Eisen- und Stahlindustrie bzw. in den Kokereien nicht berücksichtigt wurde.

Als Grundlage hinsichtlich der länderspezifischen CO_2-Emissionsfaktoren für den CO_2-Emissionsfaktor des Import-Mixes dienen die (ungewichteten) Mittelwerte für die jeweiligen Herkunftsstaaten. Für die Steinkohlen aus deutscher Förderung wurden die entsprechenden Produktionsdaten für die Wichtung in Ansatz gebracht.

Für die Produkte Steinkohlenbrikett und Steinkohlenkoks wurden keine weiteren Differenzierungen vorgenommen.

Aus den revierspezifischen Angaben zu den *Rohbraunkohlen* wurden aggregierte CO_2-Emissionsfaktoren gewonnen. Auf Grundlage von Daten des Deutschen Braunkohlen-Industrie-Vereins (DEBRIV) zum Einsatz von Rohbraunkohle in den öffentlichen Kraftwerken in den verschiedenen Revieren (Rheinland, Lausitz, Mitteldeutschland, Helmstedt, Hessen, Bayern) wurde ein Mix-Wert für die alten sowie die neuen Bundesländer und für Deutschland insgesamt errechnet. Darüber hinaus wurde auf der gleichen Datengrundlage noch ein Mix für den Rohbraunkohleneinsatz in den öffentlichen Kraftwerken des Freistaat Sachsens gebildet (Sachsen erfasst sowohl Rohbraunkohlenförderung im Lausitzer als auch im mitteldeutschen Revier).

Durch die Subtraktion der Einsatzmengen an Rohbraunkohle in den öffentlichen Kraftwerken sowie der Einsatzmengen für die Produkterzeugung von den gesamten Förder- bzw.

Importmengen (Importe sind nur für den Hartbraunkohleeinsatz in Bayern signifikant) lässt sich für die Rohbraunkohlenverwendung eine Restgröße ermitteln, für die wiederum ein Mix nach Provenienzen errechnet werden kann.

Ebenfalls auf Grundlage von Produktionsdaten des DEBRIV wurden aus den Einzelangaben für die Braunkohlenprodukte (Braunkohlenbriketts, Wirbelschicht-, Staub- und Trockenkohle sowie Braunkohlenkoks) gewichtete Mittelwerte jeweils für die alten und die neuen Bundesländer sowie für Deutschland insgesamt ermittelt.

Für die CO_2-Emissionsfaktoren aller anderen Energieträger wurden keine weiteren Aggregationen vorgenommen und die in gezeigten Werte verwendet. Hinsichtlich der Zuordnungen ist auf folgende Punkte hinzuweisen:

- Für den Zeitabschnitt 1990 bis 1994, in dem eine getrennte Bilanzierung für die alten (ABL) und die neuen Bundesländer (NBL) vorgenommen wird, wurden ggf. die nach ABL und NBL differenzierten gewichteten CO_2-Emissionsfaktoren in Ansatz gebracht.
- Für den Zeitraum bis 1994 wurde hinsichtlich der neuen Bundesländer der CO_2-Emissionsfaktor für russisches Erdgas unterstellt.
- Das Hochdruck-Spaltgas aus Erdgas ist nur die West-Berlin (bis 1995) relevant.

Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass für die Erstellung der nationalen CO_2-Inventare aus Konsistenzgründen für Hochofen- und Konvertergas der Emissionsfaktor von Steinkohlenkoks in Ansatz gebracht wurde.

Tabelle 103: Aggregation und Zuordnung der Basis-Emissionsfaktoren für CO_2, 1990-1994

	1990	1991	1992	1993	1994
	t CO_2/TJ				
Steinkohlen					
Steinkohle-Mix	**93,3**	**93,4**	**93,4**	**93,4**	**93,4**
Inländische Produktion	92,9	92,9	92,9	92,9	92,9
Ruhr	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0
Saar	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0
Aachen	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0
Niedersachsen	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Summe Drittlandsimporte (ohne Koks und Kokskohlen)	95,1	95,0	95,0	94,9	94,9
Polen	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0
CSFR	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
UdSSR/GUS	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Norwegen	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0
USA	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0
Kanada	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Kolumbien	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0
Südafrika	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0
Australien	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
VR China	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Indonesien	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Venezuela	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0
Sonstige Drittländer	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Steinkohlenbriketts	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0
Steinkohlenkoks	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0
Anthrazit					
Stromerzeugung	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Wärmemarkt	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0
Braunkohlen					
Rohbraunkohlen					
(Öffentliche) Kraftwerke	112,1	112,3	112,4	112,5	112,6
(Öffentliche) Kraftwerke (Rheinland, Lausitz, Mitteldeutschlan	112,4	112,7	112,9	112,9	113,0
(Öffentliche) Kraftwerke ABL	113,2	113,2	113,2	113,2	113,3
(Öffentliche) Kraftwerke NBL	111,0	111,2	111,5	111,7	111,7
(Öffentliche) Kraftwerke Sachsen					
Rheinland	114,0	114,0	114,0	114,0	114,0
Helmstedt	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0
Hessen	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0
Bayern (Hartbraunkohle)	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0
Lausitz	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0
Mitteldeutschland	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0
Restgröße	109,2	109,3	108,2	108,7	109,2
Restgröße ABL	113,9	113,9	113,9	113,9	113,9
Restgröße NBL	108,8	108,7	107,7	108,1	108,6
Rheinland	114,0	114,0	114,0	114,0	114,0
Helmstedt	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0
Hessen	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0
Bayern	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0
Lausitz	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0
Mitteldeutschland	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0
Braunkohlenbriketts					
Braunkohlenbrikett-Mix Deutschland	99,7	99,9	99,8	99,8	99,9
Braunkohlenbrikett-Mix ABL	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
Braunkohlenbrikett-Mix NBL	99,7	100,0	100,0	100,0	100,3
Rheinland	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
Lausitz	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0
Mitteldeutschland	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0
Wirbelschicht-, Staub- und Trockenkohle					
Wirbelschicht-, Staub- und Trockenkohle Mix Deutschland	97,6	97,8	97,8	97,9	97,8
Wirbelschicht-, Staub- und Trockenkohle Mix ABL	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0
Wirbelschicht-, Staub- und Trockenkohle Mix NBL	96,7	96,6	96,8	97,5	97,1
Rheinland	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0
Lausitz	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
Mitteldeutschland	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0

Fortsetzung Tabelle 103.

	1990	1991	1992	1993	1994
	t CO_2/TJ				
Braunkohlen					
Braunkohlenkoks					
Braunkohlenkoks Mix Deutschland	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
Braunkohlenkoks Mix ABL	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
Braunkohlenkoks Mix NBL	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
Rheinland	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
Lausitz	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
Mitteldeutschland	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
Gase					
Kokerei-/Stadtgas	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
Stadtgas NBL	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
Stadtgas West-Berlin (Spaltgas)	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0

Tabelle 104 Aggregation und Zuordnung der Basis-Emissionsfaktoren für CO_2, 1995-2002

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
	t CO_2/TJ							
Steinkohlen								
Steinkohle-Mix	**93,4**	**93,5**	**93,6**	**93,7**	**93,7**	**93,7**	**93,8**	**93,9**
Inländische Produktion	92,9	92,9	92,9	92,9	92,9	92,9	92,9	92,9
Ruhr	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0
Saar	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0
Aachen	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0
Niedersachsen	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Summe Drittlandsimporte (ohne Koks und Kokskohlen)	94,8	95,0	94,9	94,9	94,8	94,6	94,7	94,8
Polen	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0
CSFR	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
UdSSR/GUS	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Norwegen	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0
USA	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0
Kanada	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Kolumbien	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0
Südafrika	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0
Australien	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
VR China	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Indonesien	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Venezuela	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0
Sonstige Drittländer	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Steinkohlenbriketts	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0
Steinkohlenkoks	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0
Anthrazit								
Stromerzeugung	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Wärmemarkt	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0
Braunkohlen								
Rohbraunkohlen								
(Öffentliche) Kraftwerke	112,5	112,3	112,3	112,2	112,2	112,1	111,9	112,1
(Öffentliche) Kraftwerke (Rheinland, Lausitz, Mitteldeutschlan	112,8	112,6	112,7	112,7	112,6	112,4	112,3	112,3
(Öffentliche) Kraftwerke ABL	113,3	113,3	113,3	113,2	113,2	113,2	113,2	113,6
(Öffentliche) Kraftwerke NBL	111,4	110,8	110,9	110,8	110,9	110,6	110,4	110,4
(Öffentliche) Kraftwerke Sachsen	111,2	110,8	111,0	110,6	108,9	108,9	109,0	109,2
Rheinland	114,0	114,0	114,0	114,0	114,0	114,0	114,0	114,0
Helmstedt	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0
Hessen	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0
Bayern (Hartbraunkohle)	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0
Lausitz	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0
Mitteldeutschland	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0
Restgröße	109,8	112,2	113,1	113,1	111,9	112,5	112,0	112,1
Restgröße ABL	113,9	114,0	113,9	114,0	113,9	114,0	114,0	113,7
Restgröße NBL	108,8	111,2	112,2	110,9	106,1	104,0	104,0	104,0
Rheinland	114,0	114,0	114,0	114,0	114,0	114,0	114,0	114,0
Helmstedt	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0
Hessen	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0
Bayern	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0
Lausitz	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0
Mitteldeutschland	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0
Braunkohlenbriketts								
Braunkohlenbrikett-Mix Deutschland	100,0	100,0	99,9	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7
Braunkohlenbrikett-Mix ABL	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
Braunkohlenbrikett-Mix NBL	100,4	100,5	100,5	100,6	100,6	100,6	100,7	100,7
Rheinland	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
Lausitz	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0
Mitteldeutschland	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0
Wirbelschicht-, Staub- und Trockenkohle								
Wirbelschicht-, Staub- und Trockenkohle Mix Deutschland	97,8	97,7	97,7	97,8	97,9	98,0	98,0	97,9
Wirbelschicht-, Staub- und Trockenkohle Mix ABL	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0
Wirbelschicht-, Staub- und Trockenkohle Mix NBL	97,0	96,7	96,6	97,2	97,7	97,9	98,1	97,8
Rheinland	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0
Lausitz	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
Mitteldeutschland	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0

Fortsetzung Tabelle 104.

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
	t CO_2/TJ							
Braunkohlen								
Braunkohlenkoks								
Braunkohlenkoks Mix Deutschland	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
Braunkohlenkoks Mix ABL	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
Braunkohlenkoks Mix NBL	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
Rheinland	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
Lausitz	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
Mitteldeutschland	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
Gase								
Kokerei-/Stadtgas	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
Stadtgas NBL	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
Stadtgas West-Berlin (Spaltgas)	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0

14 ANHANG 3: WEITERE DETAILLIERTE METHODISCHE BESCHREIBUNGEN FÜR EINZELNE QUELL- UND SENKENKATEGORIEN

14.1 Weitere detaillierte methodische Beschreibungen für die Quellkategorie Energie (1)

Die stationären verbrennungsbedingten Aktivitäten der Energie werden aus der BEU in das ZSE übernommen und dort für die einzelnen Quellgruppen gemäß CRF entsprechend aggregiert. Die Daten für den Strassenverkehr stammen überwiegend aus der Datenbank TREMOD.

14.1.1 Energy Industries (1.A.1)

Unter der Quellgruppe 1.A.1a Öffentliche Kraft- und Wärmeproduktion sind im ZSE die Fernheizwerke, Strom- und Wärmeerzeugung der öffentlichen Kraftwerke, öffentliche Hartbraunkohlekraftwerke, sowie Strom- und Wärmeerzeugung der STEAG zusammengefasst.

Der Quellgruppe 1.A.1b Raffinerien sind im ZSE die Raffinerieprozessfeuerungen, sowie die Strom- und Wärmeerzeugung der Raffineriekraftwerke untergeordnet.

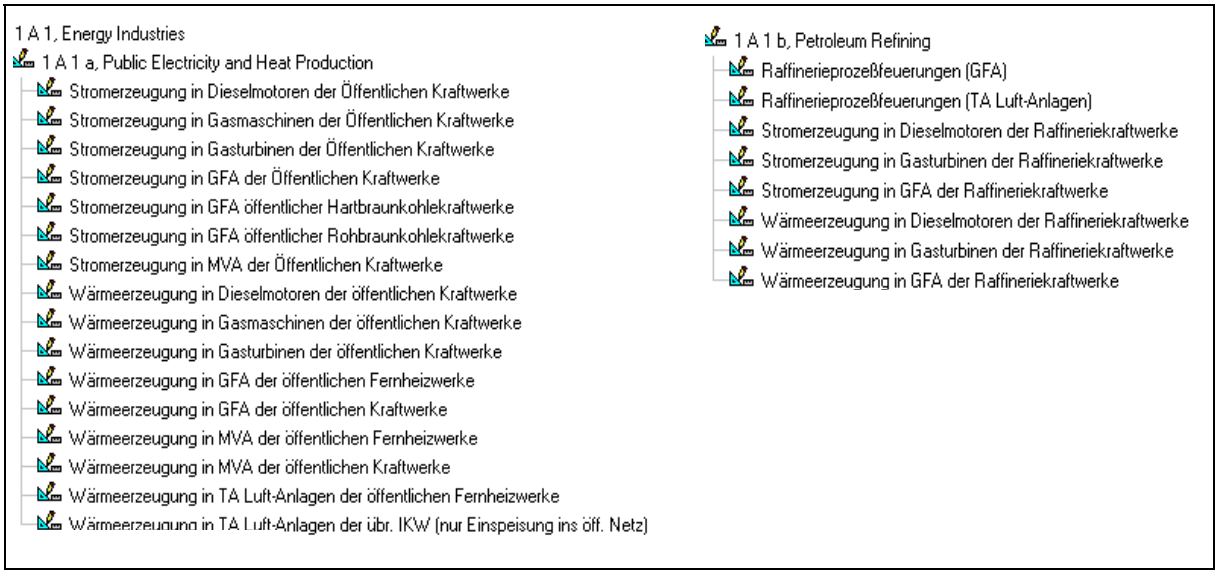


Abbildung 32: Strukturzuordnung 1.A.1a Öffentliche Kraft- und Wärmeproduktion und 1.A.1b Raffinerien

Unter die Quellgruppe 1.A.1c Produktion fester Brennstoffe und anderer Energien fallen im ZSE die Strom- und Wärmeerzeugung der Grubenkraftwerke, des Braunkohlenbergbaus, des Steinkohlenbergbaus, der übrigen Zechenkraftwerke, der Zechen- und Grubenkraftwerke, sowie die Herstellung von Steinkohlekoks, die übrigen Prozessfeuerungen und die Wärmeerzeugung des Umwandlungsbereichs.

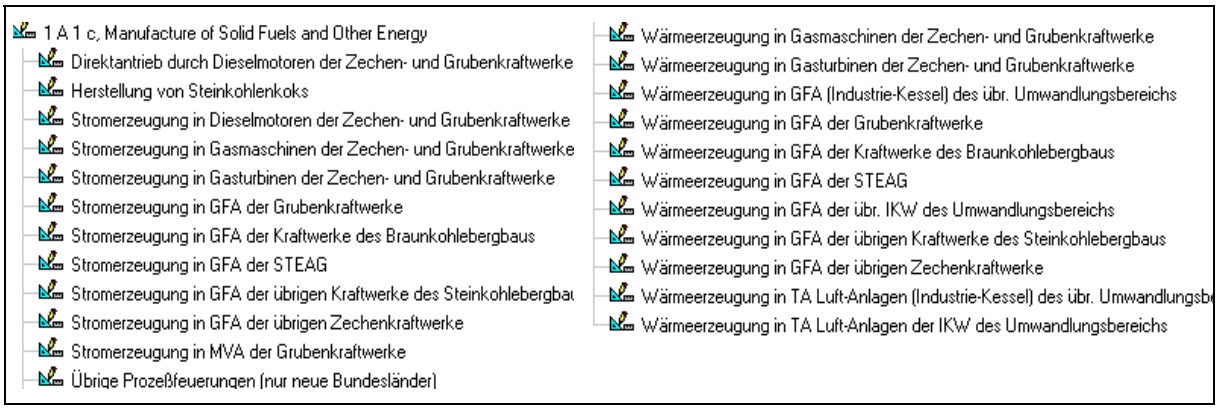


Abbildung 33: Strukturzuordnung 1.A.1c Produktion fester Brennstoffe und anderer Energien

14.1.2 Verarbeitendes Gewerbe (1.A.2)

Der Quellgruppe 1.A.2 Verarbeitendes Gewerbe sind im ZSE die Stromerzeugung der DB-Kraftwerke, die Wärmeerzeugung des verarbeitenden Gewerbes und des übrigen Bergbaus, die Prozessfeuerungen für die Herstellung diverser Produkte, sowie die Stromerzeugung der übrigen Industriekraftwerke untergeordnet.

Abbildung 34: Strukturzuordnung 1.A.2 Verarbeitendes Gewerbe

14.1.3 Transport (1.A.3)

Die Quellgruppe 1.A.3a Ziviler Luftverkehr ist im ZSE ohne Untergruppen dargestellt.

Abbildung 35: Strukturzuordnung 1.A.3a Ziviler Luftverkehr

Unter die Quellgruppe 1.A.3b Straßenverkehr fallen Mopeds, Motorräder, Diesel PKW, Otto PKW, Busse, leichte Diesel- und Ottonutzfahrzeuge und schwere Nutzfahrzeuge nach Minderungstechniken differenziert.

Abbildung 36: Strukturzuordnung 1.A.3b Straßenverkehr

Die Quellgruppe 1.A.3c Schienenverkehr ist im ZSE direkt abgebildet. Der Quellgruppe 1.A.3d Schifffahrt sind im ZSE die Küsten- und Binnenfischerei und die Küsten- und Binnenschifffahrt zugeordnet. Der Quellgruppe 1.A.3e Andere: Pipelines, Bauwirtschaft (off road) sind im ZSE der bauwirtschaftliche Verkehr und die Gasturbinen in Erdgasverdichterstationen zugeordnet.

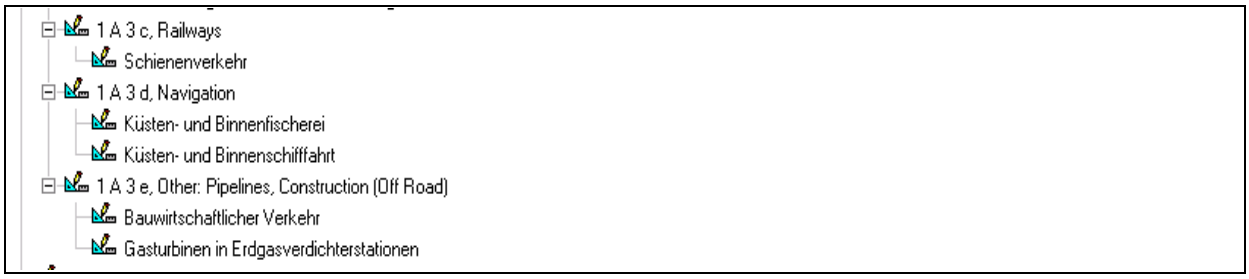


Abbildung 37: Strukturzuordnung 1.A.3c Schienenverkehr, 1.A.3d Schifffahrt u. 1.A.3e Andere

14.1.3.1 Ableitung der Aktivitätsraten zum Straßenverkehr (1.A.3b)

14.1.3.1.1 Abgleich auf die Energiebilanz

Als Basis der ZSE-Datenerfassung des Straßenverkehrs wird der Endenergieverbrauch entsprechend den Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen zugrundegelegt. Die Summe der Aktivitätsraten der einzelnen Strukturelemente muss für jedes Jahr den Angaben der Energiebilanz in TJ entsprechen. Die Eckdaten der Energiebilanz sind in folgender Tabelle 105 dargestellt.

Tabelle 105: Energiebilanzen 1990-2002

Jahr	Land	Zeile	Ottokraftstoff	Petroleum	Dieselkraftstoff	Flüssiggas	Bio-Diesel
Energieeinsatz im Straßenverkehr gemäß Energiebilanzen 90-99 (Stand: 12/2002) in TJ							
1990	ABL	75	1159942	0	657443	138	0
1990	NBL	75	170537	0	78477	0	0
1991	ABL	75	1156589	0	700405	137	0
1991	NBL	75	175696	0	84769	0	0
1992	ABL	75	1157939	0	740248	229	0
1992	NBL	75	186190	0	113254	0	0
1993	ABL	75	1158636	473	777146	184	0
1993	NBL	75	191981	0	130641	0	0
1994	ABL	75	1082653	559	787800	184	0
1994	NBL	75	193984	0	144260	0	0
1995	D	62	1299982	610	964013	138	1504
1996	D	62	1299879	638	964580	115	2046
1997	D	62	1297487	357	979586	106	3652
1998	D	62	1300463	637	1022794	106	4081
1999	D	62	1300602	637	1097036	100	5370
Vorläufige Angaben gemäß Auswertetabellen *							
2000	D	62	1238000	600	1107754	100	14000
2001	D	62	1200000	600	1098117	100	19000
2002	D	62	1167000	600	1107123	100	23000
Quellen: Energiebilanzen 90-99 (AGEB, Stand: 12/2002) in TJ Auswertetabellen Energiebilanz: für Ottokraftstoff: Auswertetabellen der Energiebilanz Stand 31.7.2003; Dieselkraftstoff: Auswertetabellen der Energiebilanz Stand 31.7.2003, (Angaben zu DK) – (Angaben zu Schienenverkehr und Binnenschifffahrt); Biodiesel: Auswertetabellen der Energiebilanz Stand 31.7.2003, (Angaben über sonstige Energieträger) – 1 PJ [Näherungsweise]							

Die Energiebilanz wird auch zur Modellierung der Verkehrsmengengerüste in TREMOD herangezogen. So führt das DIW zur Ableitung der Gesamtfahrleistung eine Kraftstoffverbrauchsberechnung durch (DIW, 2002). Die Ergebnisse der Berechnung werden

für den Pkw-Verkehr z.T. in TREMOD übernommen. Da das DIW mit der Kraftstoffverbrauchsberechnung die Inländerfahrleistung abbildet, werden in TREMOD zur Abschätzung der Inlandsfahrleistung - insbesondere für den Güterverkehr - z.T. andere Quellen und Annahmen verwendet (siehe ausführliche Beschreibung in IFEU, 2002). Auch diese Abschätzung berücksichtigt die Eckwerte der Energiebilanz.

Allerdings ist es aufgrund der zahlreichen Abhängigkeiten und Unsicherheiten in der Modellierung sowie der zu berücksichtigenden Eckdaten nicht mit vernünftigem Aufwand möglich, Fahrleistung und Energieverbrauch für jedes Jahr und jede Fahrzeugschicht so abzugleichen, dass die Ergebnisse einerseits die Summe der Energiebilanz ergeben und andererseits die Fahrleistungen und durchschnittlichen Energieverbräuche in der Zeitreihe plausibel sind. Aus diesem Grunde werden die TREMOD-Ergebnisse für den Energieverbrauch am Ende so korrigiert, dass sie jedes Bezugsjahr in der Summe den Werten der Energiebilanz entsprechen.

Da TREMOD den Energieverbrauch in Tonnen berechnet müssen die Ergebnisse zunächst in TJ umgerechnet werden. Dazu werden die Heizwerte der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen angesetzt (siehe Tabelle 106).

Tabelle 106: Heizwerte für Otto- und Dieselkraftstoff

Jahr	Ottokraftstoff	Dieselkraftstoff
1990-1992	43,543 MJ/kg	42,704 MJ/kg
Ab 1993	43,543 MJ/kg	42,960 MJ/kg

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

Die Korrekturfaktoren werden in TREMOD separat für die Kategorien „Pkw“ und „übrige Kfz“ abgeleitet. Grund für diese Differenzierung ist, dass TREMOD bisher für die Diesel-Pkw relativ niedrige Basisverbrauchswerte enthält, die einen durchschnittlichen Kraftstoffverbrauch ergeben, der deutlich unter den DIW-Werten (DIW, 2002) liegt. Daher werden die Verbrauchswerte der Diesel-Pkw deutlich stärker nach oben korrigiert als die Werte der dieselbetriebenen Nutzfahrzeuge. Diese Unterscheidung wurde ab dem Bezugsjahr 1994 durchgeführt.

Für das Jahr 2002 liegen mittlerweile vorläufige Werte der Energiebilanz jedoch noch keine Daten für die Verkehrsmengen vor. Die Verkehrsmengen in TREMOD 2002 sind daher noch Szenarienwerte. Die Korrekturfaktoren werden sich somit mit Sicherheit ändern, wenn das Modell in den Fahrleistungen auf 2002 aktualisiert wurde.

Die folgende Tabelle 107 fasst die verwendeten Anpassungsfaktoren zusammen.

Tabelle 107: Korrekturfaktoren zur Anpassung an die Energiebilanz

Jahr	Land	Ottokraftstoff		Dieselkraftstoff	
		Pkw	Übrige	Pkw	Übrige
1990	ABL	1,0182	1,0182	1,0660	1,0660
1990	NBL	1,0091	1,0091	1,5264	1,5264
1991	ABL	1,0189	1,0189	1,0309	1,0309
1991	NBL	1,0638	1,0638	1,0597	1,0597
1992	ABL	1,0253	1,0253	1,0745	1,0745
1992	NBL	1,0246	1,0246	1,1146	1,1146
1993	ABL	1,0582	1,0582	1,1563	1,1563
1993	NBL	0,9808	0,9808	1,0702	1,0702
1994	ABL	1,0500	1	1,2	1,0434
1994	NBL	1,0500	1	1,2	1,0434
1995	D	1,0694	1	1,2	1,0422
1996	D	1,0699	1	1,2	1,0389
1997	D	1,0674	1	1,19	1,0226
1998	D	1,0570	1	1,183	1,0515
1999	D	1,0474	1	1,19	1,0709
2000	D	1,0401	1	1,20	1,0627
2001	D	1,0421	1	1,20	1,0134
2002	D	1,0207	1	1,18	0,9887
Anmerkungen: Für ABL und NBL bis 1993 keine Unterscheidung nach Fahrzeugkategorien; 1994 Korrekturfaktoren ABL und NBL wie in D gesamt					

14.1.3.1.2 Zuordnung von Biodiesel, Petroleum und Flüssiggas auf die Strukturelemente

Biodiesel, Petroleum und Flüssiggas sind in der Energiebilanz für den Bereich Verkehr ausgewiesen und wurden bisher nicht in TREMOD berücksichtigt. Für den Import nach ZSE werden Ergebnisse für diese Energieträger daher zusätzlich abgeleitet. Dazu wird der Energieverbrauch nach Energiebilanz den einzelnen Strukturelementen nach den Vorgaben des Umweltbundesamtes zugeordnet:

- **Biodiesel** wird allen Strukturelementen mit Dieselantrieb entsprechend ihrem Anteil am Verbrauch von konventionellem Dieselkraftstoff zugeordnet.
- **Petroleum** wird den Bussen auf Außerortsstraßen und damit den Strukturelementen SV BUS KOAO und SV BUS MTAO entsprechend ihrem Anteil am Verbrauch von konventionellem Dieselkraftstoff zugeordnet
- **Flüssiggas** wird den Otto-Pkw, konventionell, auf Innerortsstraßen (Strukturelement SV PKWO KOIO) zugeordnet.

14.1.3.1.3 Aktivitätsrate für Verdunstung

Als Aktivitätsrate für die Verdunstungsemissionen wird der gesamte Otto-Kraftstoffverbrauch innerorts nach TREMOD angesetzt, bei Mopeds der Gesamtverbrauch. Es werden die Energiebilanz-korrigierten Werte verwendet.

14.1.3.2 Ableitung der Emissionsfaktoren

14.1.3.2.1 Emissionsfaktoren aus TREMOD

Die Emissionsfaktoren werden im ZSE für den Bereich „Antrieb“ in kg/TJ, für den Bereich „Verdunstung“ in kg/t angegeben. Für die Materialien „Ottokraftstoff“ und „Dieselkraftstoff“ können diese Werte für alle Strukturelemente aus TREMOD abgeleitet werden. Hierfür werden die Emissionen in Tonnen und der Energieverbrauch in TJ (umgerechnet aus den

Ergebnissen „Energieverbrauch in t“ mit den Heizwerten nach Tabelle 106) aus den TREMOD-Ergebnissen abgeleitet und den entsprechenden Strukturelementen zugeordnet. Der Emissionsfaktor je Strukturelement ergibt sich dann als Quotient aus den Emissionen in Tonnen je Strukturelement dividiert durch den Energieverbrauch je Strukturelement in TJ. Bei den Emissionsfaktoren für die Verdunstung wird analog (Verdunstungsemissionen in kg / Innerortsverbrauch in t) vorgegangen.

Für diese Ableitung werden die nicht auf die Energiebilanz korrigierten Ergebnisse von TREMOD verwendet, da diese Korrektur in den Aktivitätsraten für ZSE bereits enthalten ist. Eine Verwendung der korrigierten Werte (Emissionen und Energieverbrauch) führt allerdings zu den gleichen Ergebnissen, da sich der Korrekturfaktor bei der Berechnung der mittleren Emissionsfaktoren (Emissionen korrigiert / Energie korrigiert = Emission unkorrigiert / Energie unkorrigiert) herauskürzt.

14.1.3.2.2 Emissionsfaktoren für Biodiesel, Petroleum und Flüssiggas

Die Emissionsfaktoren für Biodiesel und Petroleum werden für alle Strukturelemente entsprechend den Vorgaben des Umweltbundesamtes denjenigen von konventionellem Diesel gleichgesetzt. Ausnahmen:

- Der CO_2-Emissionsfaktor von Biodiesel wird mit 0 angesetzt
- Der SO_2-Emissionsfaktor von Petroleum wird in den Jahren, in denen Dieselkraftstoff einen höheren Wert aufweißt, mit 24 kg/TJ angesetzt. In allen anderen Jahren wird der niedrigere Wert von Dieselkraftstoff übernommen.

Die Emissionsfaktoren für Pkw mit Flüssiggas werden entsprechend den Vorgaben des Umweltbundesamtes folgendermaßen angesetzt:

Tabelle 108: Emissionsfaktoren für Pkw mit Flüssiggasantrieb

Schadstoff	Technik	Strukturelement	EBZ	Einheit	1995-2001
CH_4	PKW	SV PKWO KOIO	EBZ 62	kg/TJ	3
CO	PKW	SV PKWO KOIO	EBZ 62	kg/TJ	350
CO_2	PKW	SV PKWO KOIO	EBZ 62	kg/TJ	65'000,00
N_2O	PKW	SV PKWO KOIO	EBZ 62	kg/TJ	1,7
NH_3	PKW	SV PKWO KOIO	EBZ 62	kg/TJ	0,5
NMVOC	PKW	SV PKWO KOIO	EBZ 62	kg/TJ	157
NOx	PKW	SV PKWO KOIO	EBZ 62	kg/TJ	975
SO_2	PKW	SV PKWO KOIO	EBZ 62	kg/TJ	1,7

14.1.3.3 Erweiterung um den Energieträger Erdgas

Die Aktualisierung von TREMOD umfasst auch die Option, Erdgas als Energieträger zu berücksichtigen, wenn die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen zukünftig Erdgas als Energieträger des Verkehrs ausweist. Eine solche Berücksichtigung in der jetzigen Schnittstelle kann nur erfolgen, wenn die genauen Zuordnungskriterien analog dem Vorgehen bei Biodiesel, Erdgas und Petroleum festgelegt werden:

- Angabe der betroffenen Strukturelemente und ihre Anteile am Verbrauch
- Angabe von Emissionsfaktoren für die betroffenen Strukturelemente

Dazu könnten zum jetzigen Zeitpunkt allgemeine Datentabellen definiert werden, in die diese Angaben dann explizit eingeben werden können. Die Mindestanforderungen sind in den folgenden Tabellen (Tabelle 109und Tabelle 110)dargestellt:

Tabelle 109: Eingabestruktur Erdgas: Anteil Strukturelement am Energieverbrauch

Material	Strukturelement	Anteil/Jahr
Erdgas	z.B. SV BUS MTIO	60%
Erdgas	...	...
Erdgas	Summe	100%

Tabelle 110: Eingabestruktur Erdgas: Emissionsfaktoren

Schadstoff	Strukturelement	Einheit	Werte/Bezugsjahr
CHx	z.B. SV BUS MTIO	kg/TJ	
CO	z.B. SV BUS MTIO	kg/TJ	
COx	z.B. SV BUS MTIO	kg/TJ	
NxO	z.B. SV BUS MTIO	kg/TJ	
NHx	z.B. SV BUS MTIO	kg/TJ	
NMVOC	z.B. SV BUS MTIO	kg/TJ	
NOx	z.B. SV BUS MTIO	kg/TJ	
SOx	z.B. SV BUS MTIO	kg/TJ	

Alternativ besteht die Möglichkeit, die Anteile der Strukturelemente analog zu bestehenden Strukturen anzugeben (wie bei Petroleum und Biodiesel). Hierzu muss jedoch eine Rechenvorschrift entwickelt werden, die vorher definiert werden müsste (z.B. Aufteilung Erdgas auf die Fahrzeugkategorien BUS, LNF und SNF im Innerortsverkehr entsprechend ihren Anteilen am Dieselverbrauch). Dieser Weg ist aufwendiger und schwerer an geänderte Zuordnungsvorschriften anzupassen mit dem Vorteil, dass die Anteilswerte nicht explizit für jedes Jahr in einer Tabelle definiert werden müssen.

Da eine solche Rechenvorschrift zum jetzigen Zeitpunkt schwer festzulegen ist, sollte in der aktuellen Schnittstelle Tabellen für Erdgas aufgenommen werden, die bei Bedarf gefüllt werden können. Diese Tabellen werden gegebenenfalls in die Endversion integriert. Zukünftig sollte jedoch versucht werden, die Energieträger Biodiesel, Petroleum, Flüssiggas und Erdgas direkt in TREMOD zu integrieren.

14.1.3.4 Ableitung der Daten für West- und Ostdeutschland 1994

In TREMOD wird zwischen alten und neuen Bundesländern nur bis zum Jahr 1993 unterschieden. Da ZSE eine Differenzierung auch für 1994 erfordert, muss eine Aufteilung mit vereinfachten Annahmen erfolgen. Randbedingungen sind:

- Die Aktivitätsraten für Antrieb müssen in der Summe den Werten der Energiebilanz (jeweils alte und neue Bundesländer) entsprechen.
- Die Emissionen, die sich durch Verknüpfung der Aktivitätsraten mit den Emissionsfaktoren ergeben, müssen im Gesamtergebnis den TREMOD-Ergebnissen für Deutschland entsprechen.
- Unter diesen Randbedingungen kann im Rahmen dieser Arbeit eine Aufteilung nur unter den folgenden Annahmen vorgenommen werden:
- Die Emissionsfaktoren für alte und neue Bundesländer werden für alle Strukturelemente so angesetzt wie für Deutschland insgesamt im Jahr 1994.
- Die Anteile der Strukturelemente an den Aktivitätsraten je Energieträger werden für alte und neue Bundesländer jeweils gleich angesetzt und entsprechen denen von Deutschland insgesamt im Jahr 1994.

Mit diesen Annahmen werden die genannten Randbedingungen erfüllt. Nicht erfüllt wird eine dritte Randbedingung: die Plausibilität der Emissionsergebnisse in der Zeitreihe jeweils für alte bzw. neue Bundesländer. Zur Erfüllung dieser Randbedingung sollte das Jahr 1994 in TREMOD zukünftig neu modelliert werden, indem zunächst Bestände und Fahrleistungen für alte und neue Bundesländer getrennt abgeleitet werden und die Emissionsberechnung aufgrund dieser Daten neu durchgeführt wird.

14.1.4 Andere Quellgruppen (1.A.4)

Unter die Quellgruppe 1.A.4 Andere Quellgruppen fallen im ZSE die Wärmeerzeugung der übrigen Kleinverbraucher, die mobilen Quellen und die Wärmeerzeugung der Haushalte, sowie der landwirtschaftliche Verkehr und die Wärmeerzeugung in Landwirtschaft und Gärtnerei.

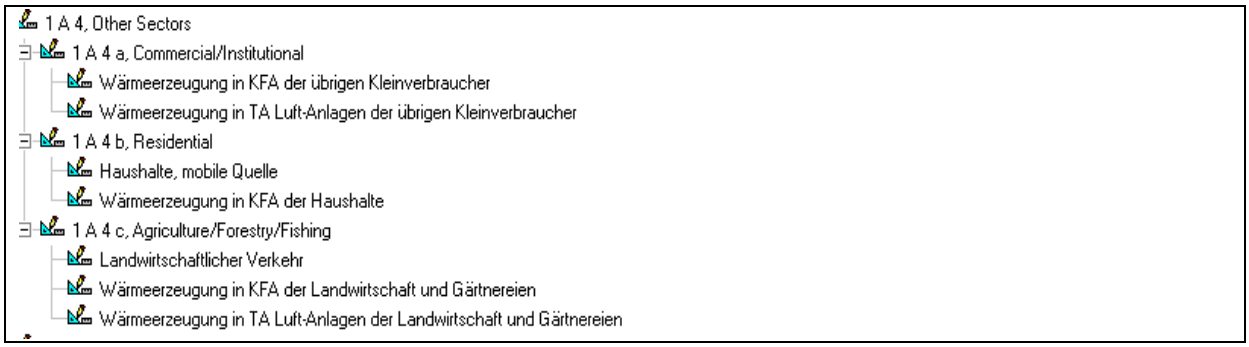


Abbildung 38: Strukturzuordnung 1.A.4 Andere

14.1.5 Andere: Militär (1.A.5)

Unter der Quellgruppe 1.A.5 werden als stationäre Quellen die Wärmeerzeugung der militärischen Dienststellen und als mobile Quellen der militärische Verkehr und der Flugverkehr abgelegt.

Abbildung 39: Strukturzuordnung 1.A.5 Andere: Militär

14.1.6 Diffuse Emissionen aus Festbrennstoffen (1.B.1)

Zur Quellgruppe 1.B.1a Bergbau gehören im ZSE das Grubengas, die Braunkohleförderung, die Steinkohleförderung und –lagerung, sowie die stillgelegten Steinkohlenbergwerke.

Der Quellgruppe 1.B.1b Umwandlung fester Brennstoffe gehören im ZSE die Steinkohlekoksproduktion, die Brikettproduktion, die Braunkohlenstaubaufbereitung und die Steinkohleaufbereitung an.

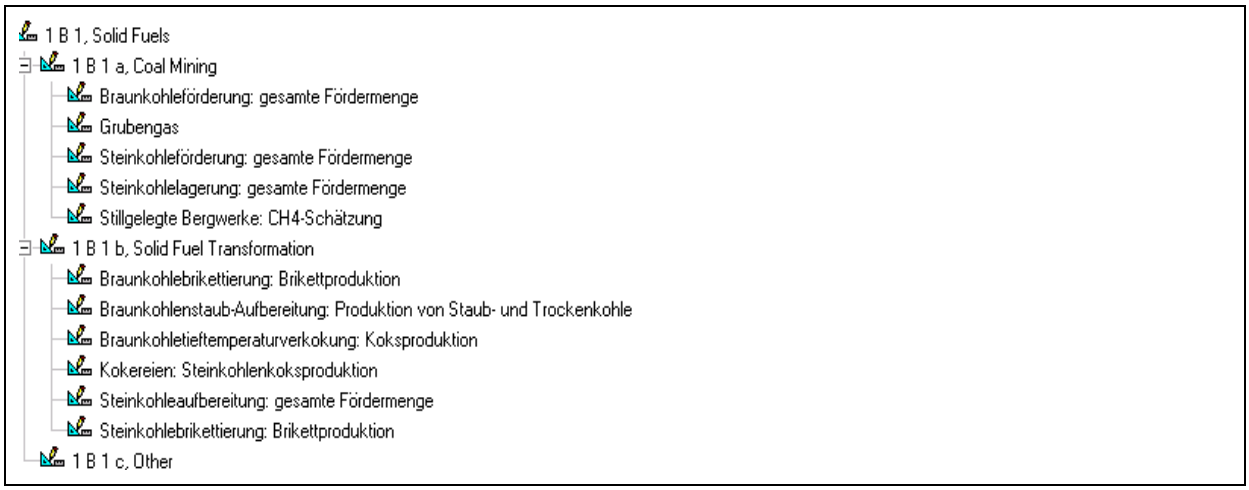


Abbildung 40: Strukturzuordnung 1.B.1 Festbrennstoffe

14.1.7 Öl und Erdgas (1.B.2)

Der Quellgruppe 1.B.2a Öl sind der Verbrauch von Ottokraftstoff, die Erdölförderung, sowie der Raffineriebetrieb und die Entschwefelung in Raffinerien zugeordnet.

Der Quellgruppe 1.B.2b Erdgas sind im ZSE die Erdgasförderung und –anwendung, die Erdgas und Erdölaufbereitung, die Erdgas-Hochdruck-Netzte, der Erdgasferntransport, sowie die Erdgas- und Schwefelproduktion zugeordnet.

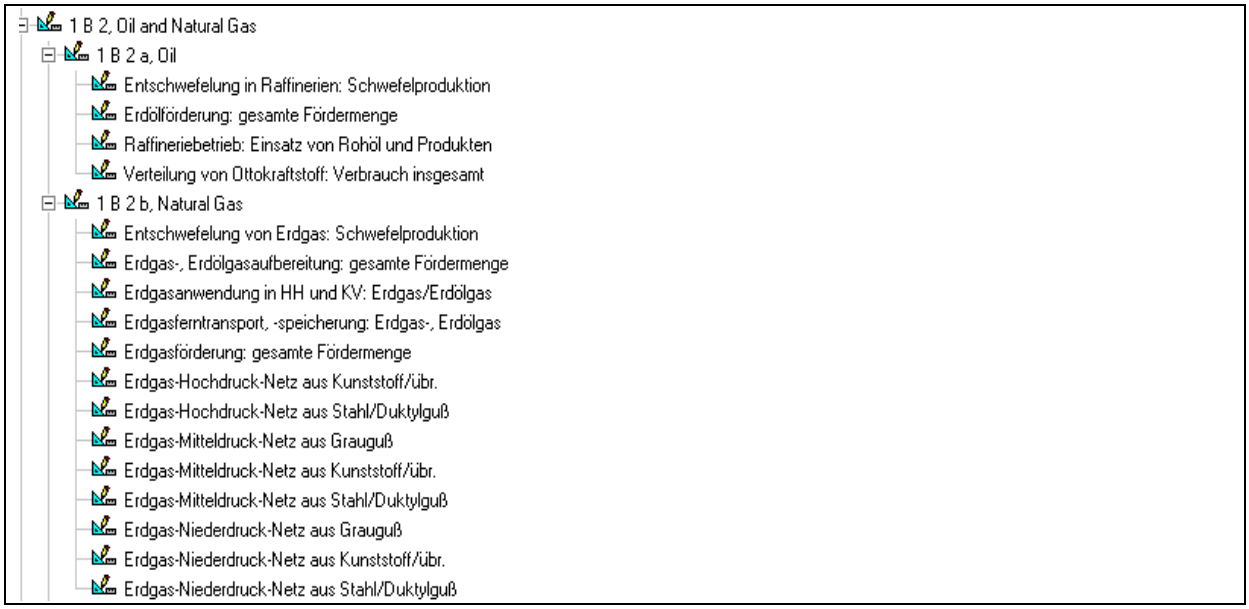


Abbildung 41: Strukturzuordnung 1.B.2a Öl und 1.B2b Erdgas

Die Quellgruppe 1.B.2c Abfackelung von Erdgas ist im ZSE direkt abgebildet. Der CRF Vorgabe 1.B.2d Andere sind im ZSE die Stadtgas-Hochdruck-Netze und die Stadtgasaufbereitung und –anwendung zugeordnet. Die Anwendung von Stadtgas wurde 1994 eingestellt.

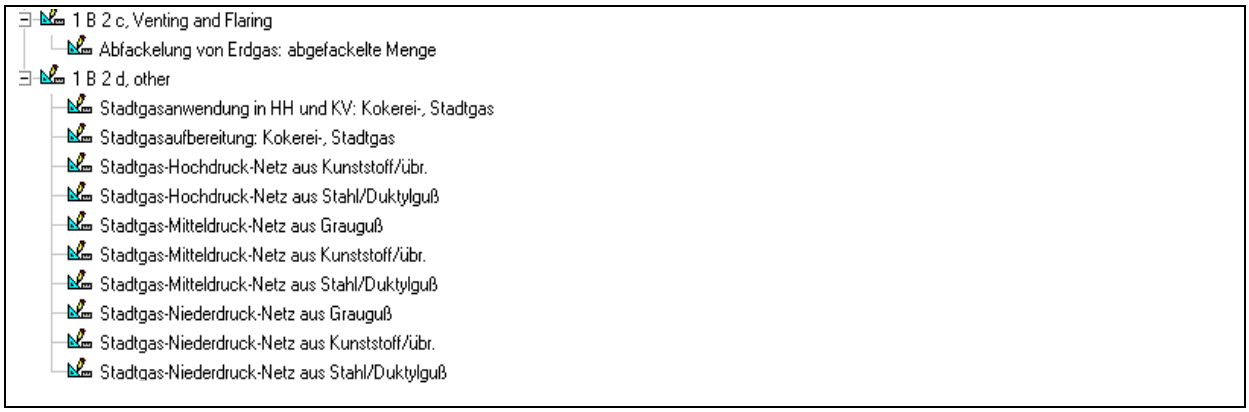


Abbildung 42: Strukturzuordnung 1.B.2c Abfackelung von Erdgas und 1.B.2d Andere

14.1.8 Luftverkehr and Marine (1.BU.1/1.BU.2)

Der internationale Verkehr wird in der Berichterstattung nur nachrichtlich übermittelt, d. h. die Einzelpositionen werden in den nationalen Gesamtemissionen nicht mit ausgewiesen. Der internationale zivile Luftverkehr wird im ZSE direkt ausgewiesen. Zum internationalen Seeverkehr zählt die internationale Hochseefischerei und die Seeschifffahrt.

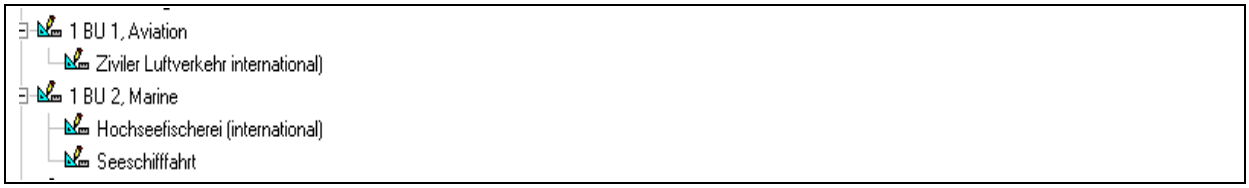


Abbildung 43: Strukturzuordnung 1.BU.1 ziviler Luftverkehr (intern.) und 1.BU.2 Seeverkehr (intern.)

14.2 Weitere detaillierte methodische Beschreibungen für die Quellkategorie Industrieprozesse (2)

14.2.1 Mineralische Produkte (2.A)

Die Quellgruppe 2.A Mineralische Produkte ist unterteilt in die Unterpunkte 2.A.1 bis 2.A.7. Dazu gehören die Zement Produktion, unterteilt in Zementklinkerproduktion und Zementproduktion (2.A.1), das Kalkbrennen (2.A.2), die Sodaproduktion (2.A.4), das Bitumen-Mischgut (2.A.5) und unter Andere (2.A.7) die Glasherstellung, die Grobkeramik und die Salz- und Kalisalzproduktion.

Limestone and Dolomite Use (2.A.3) wird nicht erhoben.

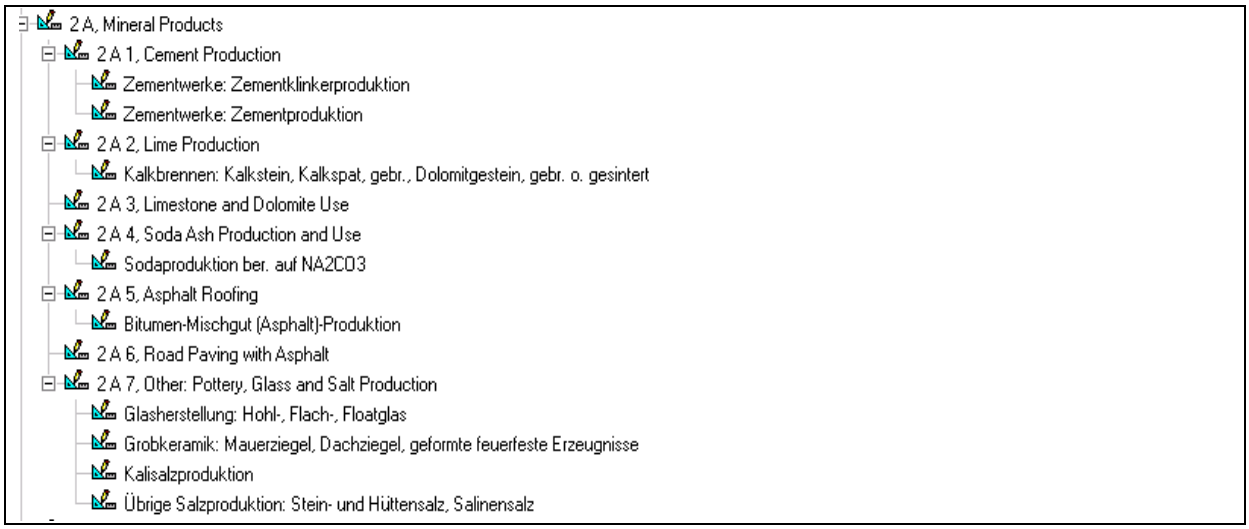


Abbildung 44: Strukturzuordnung 2.A Mineralische Produkte

14.2.2 Chemische Industrie (2.B)

Die Quellgruppe 2.B ist unterteilt in die Unterpunkte 2.B.1 bis 2.B.5. Hierzu gehören die Ammoniak Produktion (2.B.1), die Salpetersäure Produktion (2.B.2), die Adipin Säure Produktion (2.B.3) und die Karbid Produktion (2.B.4).

Darüber hinaus werden dem Unterpunkt Andere (2.B.5) im ZSE die Düngemittel- und Lachgasproduktion, die organischen Produkte, die Ruß- und Titandioxidproduktion und die Schwefelsäureproduktion zugeordnet.

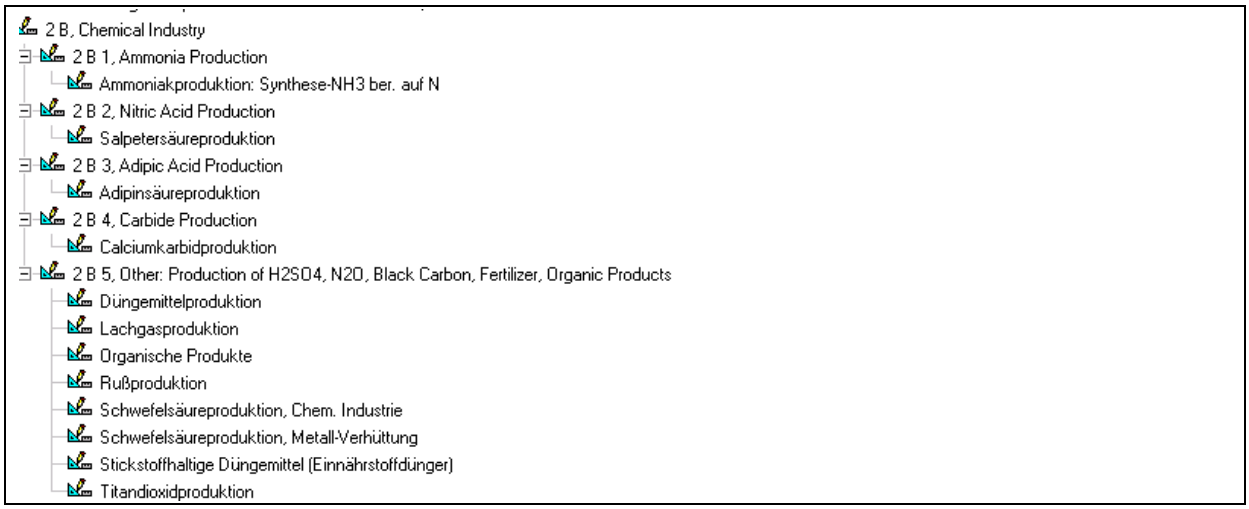


Abbildung 45: Strukturzuordnung 2.B Chemische Industrie

14.2.3 Metall Produktion (2.C)

Die Quellgruppe 2.C ist unterteilt in die Unterpunkte 2.C.1 bis 2.C.5. Dem Unterpunkt Eisen und Stahl Produktion (2.C.1) sind im ZSE die Eisen-, Stahl- und Tempergußproduktion, die Roheisenproduktion, die Sinterproduktion und die Stahlerzeugung zugeordnet. Die Produktion von Ferrolegierungen (2.C.2) ist im ZSE direkt aufgeführt. Die Aluminiumproduktion (2.C.3) untergliedert sich Hüttenaluminium und Umschmelzaluminium. Für die Anwendung von SF_6 in der Aluminium- und Magnesiumproduktion (2.C.5) gibt es

keine weiteren Untergliederungen. Der Unterpunkt Andere (2.C.5) umfasst im ZSE die Bleiproduktion, Feuerverzinkung, Kupferproduktion und Zinkproduktion.

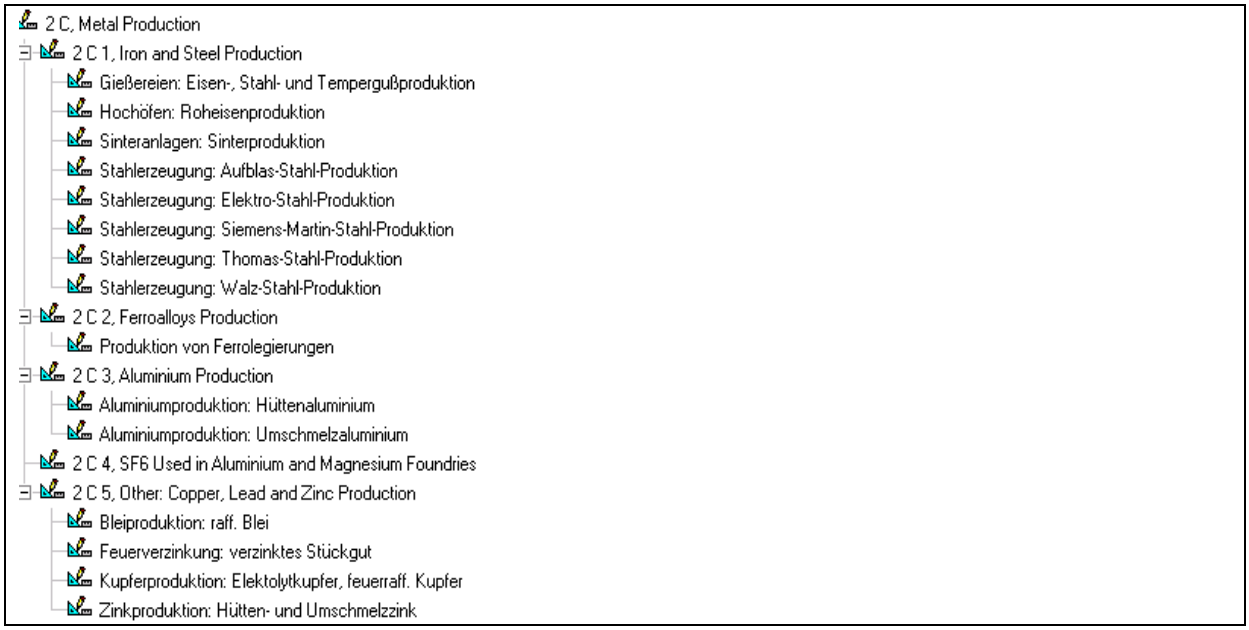


Abbildung 46: Strukturzuordnung 2.C Metall Produktion

14.2.4 Andere Produktion (2.D)

Die Quellgruppe 2D Andere Produktion ist in die Unterpunkte 2.D.1 und 2.D.2 unterteilt. Unter 2.D.1 Pulp and Paper ist im ZSE die Spanplattenproduktion, sowie die Zellstoffaufbereitung aufgeführt, unter 2.D.2 Nahrungs- und Genussmittel die Bier-, Brot-, Spirituosen-, Wein- und Zuckerproduktion.

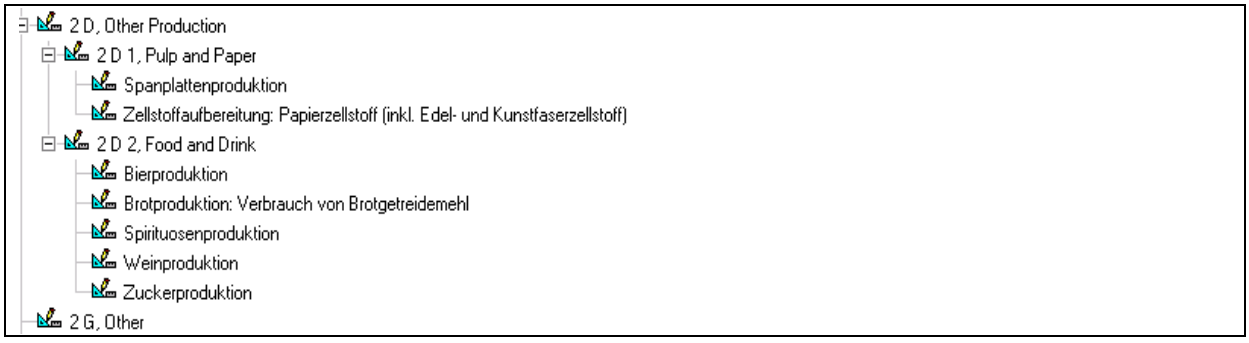


Abbildung 47: Strukturzuordnung 2.D Andere Produktion

14.3 Weitere detaillierte methodische Beschreibungen für die Quellkategorie Lösemittel und andere Produktverwendung (3)

Die Quellgruppe 3 Lösemittel und andere Produktverwendung ist in die Unterpunkte 3.A bis 3.D unterteilt. Hierzu gehören die Emissionen aus Lackierung (3.A), Entfettung und chemische Reinigung (3.B), sowie die Herstellung und Anwendung chemischer Produkte (3.C). Der Unterpunkt Andere (3.D) umfasst im ZSE Lachgas Emissionen, Emissionen aus SCR Anlagen, sowie die übrige Lösemittelverwendung.

Abbildung 48: Strukturzuordnung 3 Lösemittel und andere Produktverwendung

14.4 Weitere detaillierte methodische Beschreibungen für die Quellkategorie Landwirtschaft (4)

Die Quellgruppe 4 Landwirtschaft ist in die Unterpunkte 4.A bis 4.D unterteilt. Hierzu gehören die Emissionen aus der Fermentation (4.A), Düngerwirtschaft (4.B), Reisanbau (4.C) und landwirtschaftliche Böden (4.D). Emissionen aus dem Reisanbau kommen in Deutschland nicht vor.

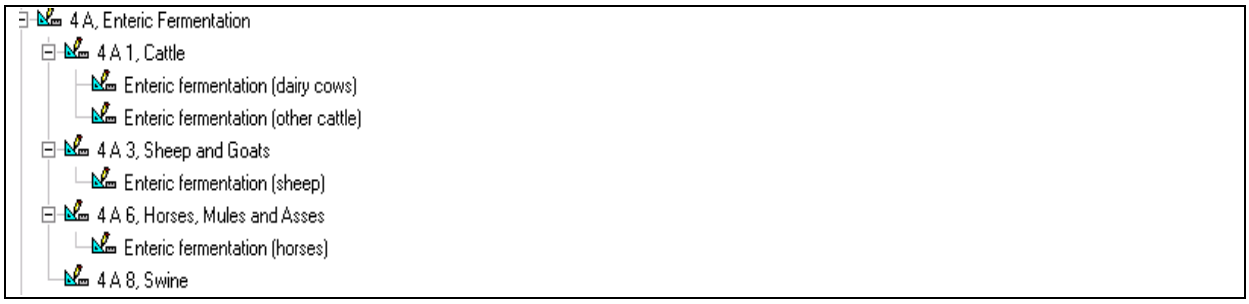


Abbildung 49: Strukturzuordnung 4.A Fermentationen

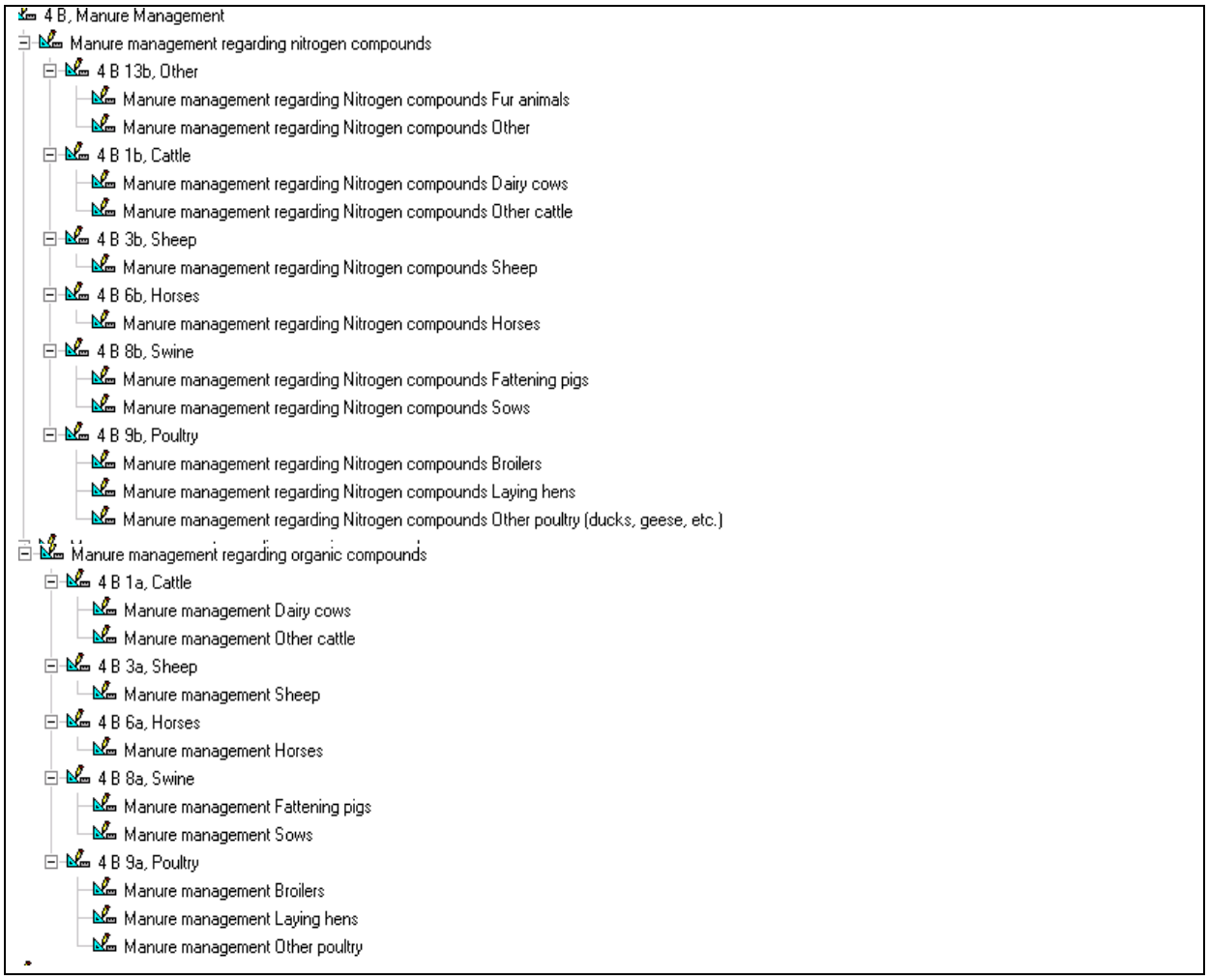


Abbildung 50: Strukturzuordnung 4.B Düngerwirtschaft

Der Quellgruppe 4.D Landwirtschaftliche Böden sind im ZSE Kulturen mit und ohne Düngeranwendung zugeordnet.

Abbildung 51: Strukturzuordnung 4.D Landwirtschaftliche Böden

14.4.1 Landwirtschaft (4) - Angaben über Schritte zur Verbesserung der zukünftigen Inventare

- Erhebung regionaler Daten insbesondere zur Häufigkeitsverteilung bei der Haltung von Nutztieren
- Erhebung regionaler Daten zur Anwendung von Mineraldüngern
- Erhöhung der räumlichen Auflösung der Emission der reaktiven Gase (CH_4,NO)
- Entwicklung von an deutsche Datensätze angepassten Verfahren zur Ermittlung der CH_4-Emissionen aus der Verdauung als Funktion von Leistung und Fütterung für die wichtigen Tierkategorien
- Einbeziehung von Immobilisierung und Mobilisierung von N-Spezies Wirtschaftsdünger-Management bei strohbasierten Verfahren
- Einbeziehung von Verfahren zur Biogas-Gewinnung

- Erhöhung der zeitlichen Auflösung der Emissionen reaktiver Gase auf 1 Monat (insbesondere NH_3)

14.4.2 Landwirtschaft (4) - Angaben zu Prognosen landwirtschaftlicher Emissionen

Am 26.6.2003 beschlossen die Agrarminister der Europäischen Union in Luxemburg eine weitreichende Reform der gemeinsamen Agrarpolitik. Diese Reform erlaubt zahlreiche Ausgestaltungsmöglichkeiten. Zum Zeitpunkt der Abfassung dieses Berichtes waren die nationalen Spielräume noch nicht zu schätzen. Administrative Vorgaben werden erst in einigen Monaten erwartet. Zu erwarten sind weitreichende Einkommensumverteilungen, die zu erheblichen Änderungen insbesondere bei der Rinderhaltung führen werden. Angesichts der Bedeutung der Rinderhaltung bei den Emissionen von Methan und Ammoniak erscheint jede Modellierung von Szenarien ebenso wenig sinnvoll wie eine Fortschreibung des *status quo*.

14.5 Weitere detaillierte methodische Beschreibungen für die Quell/Senkenkategorie Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (5)

Die Quell-/Senkengruppe 5 Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft in die Unterpunkte 5.A bis 5.D unterteilt. Hierzu gehören die Änderung des Waldbestandes und sonstiger Biomassebestände (5.A), Wald- und Grünlandumwandlung (5.B), Aufgabe von bewirtschafteten Flächen (5.C) und CO_2-Emissionen und Festlegungen im Boden (5.D).

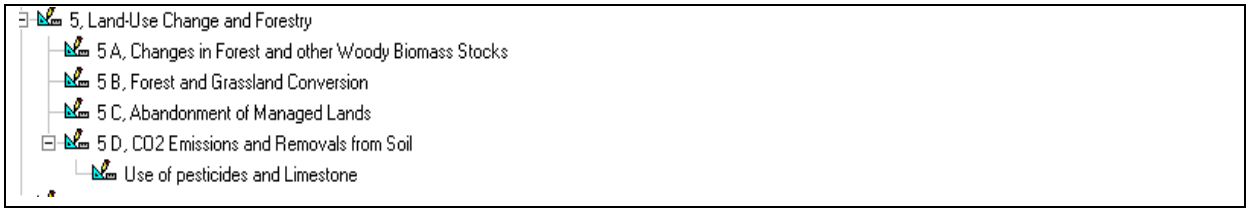


Abbildung 52: Strukturzuordnung 5.D Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft

14.6 Weitere detaillierte methodische Beschreibungen für die Quellkategorie Abfall und Abwasser (6)

Die Quellgruppe 6 Abfall ist gegliedert in die Unterpunkte 6.A, 6.B, 6.C und 6.D. Dem Unterpunkt 6.A Festmülldeponierung an Land sind im ZSE der deponierte Hausmüll und Klärschlamm zugeordnet. Unter dem Unterpunkt 6.B Abwasserwirtschaft sind im ZSE die Abwassermenge, die Behandlung von Klärschlamm, sowie der Klärschlammanfall bei Abwasserbehandlung aufgeführt. Dem Unterpunkt 6.D Anderer Abfall ist im ZSE der ausgebrachte Klärschlamm zugeordnet.

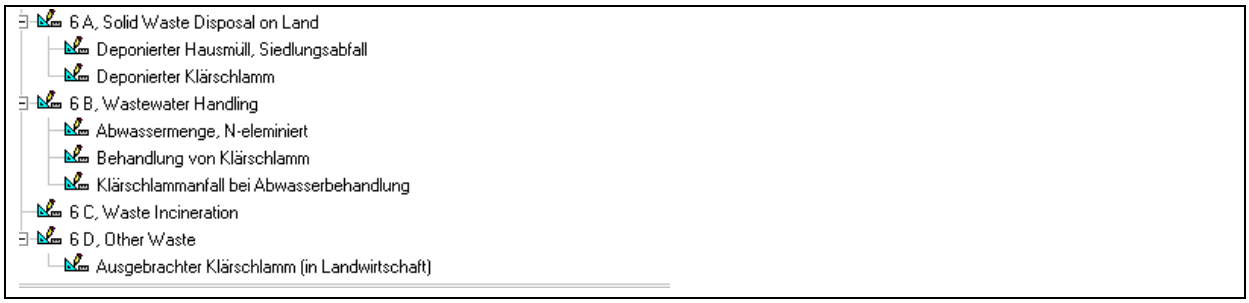


Abbildung 53: Strukturzuordnung 6 Abfall und Abwasser

14.6.1 Abfall (6.A) - Angaben für den verwendeten Tier 2 Ansatz

Die Aktivitätsdaten für die Siedlungsabfallmengen sowie die deponierten Anteile wurden für die folgenden Fraktionen erhoben:

- Hausmüll, hausmüllähnliche Gewerbeabfälle, über die öffentliche Müllabfuhr eingesammelt
- Hausmüllähnliche Gewerbeabfälle, nicht über die öffentliche Müllabfuhr eingesammelt (ohne Haus- und Sperrmüll)
- Gemischte und andere Siedlungsabfälle
- Sperrmüll
- Kompostierbare Abfälle aus der Biotonne/ Kompostierbare Abfälle gesondert angeliefert
- Getrenntsammlung (Glas, Papier, Kunststoffe, Elektronikteile)
- Straßenkehricht (einschl. Papierkorbabfälle)
- Marktabfälle
- Garten- und Parkabfälle

Nach dem neuen UStatG können nun zwar alle wesentlichen Komponenten der Abfallentsorgung nachgewiesen werden; das Abfallaufkommen sowie seine Herkunft kann allerdings im Vergleich zu früher nur noch über die an die Entsorgungsanlagen angelieferten Abfälle geschätzt werden. Daraus resultiert eine eingeschränkte Vergleichbarkeit der Ergebnisse der abfallstatistischen Erhebungen ab 1996 mit den bisher veröffentlichten Zahlen der Jahre 1993 und früher.

14.6.2 Abwasser (6.B) –Angaben zur Bestimmung der Emissionsfaktoren der Abwasser- und Schlammbehandlung (6.B.2)

Die IPCC-Methode gibt vor, dass der Anteil aerober und anaerober Abwasser- und Schlammbehandlung mit Hilfe einer Charakterisierung der Abwasser- und Schlamm-behandlungssysteme auf nationaler Ebene bestimmt werden soll.

Eine Auswertung der Nationalen Inventarberichte zeigt, dass die länderspezifischen Emissionsfaktoren von den einzelnen Ländern auf sehr unterschiedliche Art und Weise bestimmt worden sind. Die Datenverfügbarkeit bezüglich der Abwasserbehandlungssysteme ist in einigen Ländern nicht ausreichend für die direkte Anwendung der IPCC-Methode, so dass auf alternative Berechnungsmethoden bzw. aggregierte Werte zurückgegriffen wurde ist. Die Auswertung zeigt folgende Sachverhalte:

- In wenigen Ländern werden konkrete Methan Conversion Factors für die nationalen Behandlungssysteme angegeben (Tschechische Republik, USA, Finnland; vergleiche

Tabelle 111). Darüber hinaus zeigt sich keine einheitliche Untergliederung der Abwassersysteme.

- In einigen Ländern wird davon ausgegangen, dass die Abwasserbehandlung in der Regel entweder aerob oder anaerob in geschlossenen Anlagen mit Methangewinnung abläuft, aber dennoch geringe Mengen an Methan in Ausnahmesituationen entweichen können. Es werden dann sehr geringe MCF für die Behandlung kommunaler Abwässer gewählt (Finnland, Tschechische Republik).
- In Großbritannien wird eine nationale Methode angewandt, die auf Charakterisierung der Schlammbehandlungsprozesse basiert.
- In einigen Ländern werden die Emissionsfaktoren nicht wie es der IPCC vorsieht über die organische Fracht, den Anteil anaerober Behandlung und den MCF, sondern bezogen auf Einwohnerwerte ermittelt (Kanada, Österreich, Deutschland).
- Lediglich Österreich differenziert seine Emissionsfaktoren explizit nach mechanischer, biologischer und anderer Behandlung.

Tabelle 111: Berichtete Methan Conversion Factor in den Nationalen Inventarberichten

MCF	Tschechische Republik	Finnland	USA
Häusliche und gewerbliche Abwasserbeseitigung		0,025	0,05
aerob behandeltes kommunales Abwasser	0,05		
anaerob behandeltes kommunales Abwasser	0,5		
Vor-Ort Behandlung	0,15		
unbehandeltes häusliches und gewerbliches Abwasser			
Einleitung in Flüsse	0,05		
Faultanks			0,5
Industrielle Abwasserbeseitigung		0,01	
aerob behandeltes industrielles Abwasser	0,06		
anaerob behandeltes industrielles Abwasser	0,7		
Unbehandeltes industrielles Abwasser	0,05		
sektoral unterschiedlich			0,05 - 0,77
Schlammbehandlung			
aerobe Schlammbehandlung von kommunalen Abwässern	0,1		
anaerobe Schlammbehandlung von kommunalen Abwässern	0,5		
aerobe Schlammbehandlung von Industrieabwässern	0,1		
anaerobe Schlammbehandlung von Industrieabwässern	0,3		

Quelle: Nationale Inventarberichte

Weitere Ausführungen zur Bestimmung der Methanemissionen in der Abwasser- und Schlammbehandlung anderer Länder sind zu finden in (ÖKO-INSTITUT, 2004b).

14.6.3 Bestimmung der Lachgasemissionen in der Abwasserbehandlung (6.B.2)

Die IPCC-Guidelines geben eine Methode zur Abschätzung der Lachgasemissionen bei der Abwasserbehandlung an. Die Auswertung der Ländererfahrung zeigt (weitere Ausführungen in ÖKO-INSTITUT, 2004b), dass alle Länder, die die Lachgasemissionen aus der Abwasserbehandlung ermitteln, die IPCC Methode verwenden bzw. länderspezifische Anpassungen an der IPCC Methode vornehmen:

- Ausnahme bildet Belgien, die die Emissionen auf Basis des EMEP/CORINAIR Handbuches ermitteln.
- Einige Länder ermitteln zusätzlich die Lachgasemissionen aus industriellen Abwässern, obwohl vom IPCC keine Methode vorgegeben ist (Österreich, Neuseeland, Schweden und zukünftig USA).
- Die länderspezifischen Anpassungen umfassen insbesondere die Einbeziehung industrieller Abwässer (s.o.), die Bestimmung der Stickstofffrachten in Kläranlagen statt die tägliche menschliche Eiweißzufuhr (Schweden), die Berücksichtigung anderer Stickstoffquellen im kommunalen Abwasser (USA).
- In den Ländern, in denen die Lachgasemissionen u.a. über den Anteil des Stickstoffs im Eiweiß ermittelt wird, wird der IPCC Default-Wert genutzt.
- Wenn der Emissionsfaktor (kg N_2O-N/kg Abwasser-N) für die Ermittlung der Lachgasemissionen relevant ist, wird in allen Ländern der IPCC-Default Wert verwendet.
- Die Daten bezüglich der durchschnittlichen Eiweißzufuhr pro Person stammen entweder aus nationalen Studien und Daten (Großbritannien, Australien) oder aus der Datenbasis der FAO (USA, Österreich etc.) und variieren in großem Maße. Die ermittelte Eiweißzufuhr in Großbritannien, die im Rahmen einer nationalen Umfrage erhoben worden ist, ist mit Abstand deutlich geringer als die anderen, was auf die Art der Erhebung des Durchschnittswerts zurückzuführen ist. In Tabelle 112 ist der durchschnittliche tägliche Eiweißbedarf sowie die entsprechende Datenquelle derjenigen Länder aufgeführt, die diese explizit in ihrem Nationalen Inventarbericht aufführen.

Tabelle 112: Durchschnittlicher täglicher und jährlicher Eiweißbedarf

Land	Protein [kg/Person & Jahr]	Protein [kg/Person & Tag]	Datenquelle
Großbritannien	8,65	0,024	National Food Survey (DEFRA, 2001). Die Daten basieren auf einer Erhebung bezüglich des Konsums an Lebensmittel im Haushalt und kann daher eine niedrige Abschätzung sein.
Australien	36,28	0,099	Australian Institute of Health and Welfare (de Looper and Bhatia
USA	41 (1996)	0,112	FAO- Datenbasis
	41 x1,75	0,197	Anpassung nach umfassender Methode
Schweden	32,85	0,090	nationale Daten.
Kanada	40,15	0,110	keine Datenquelle angegeben
Deutschland	34,68	0,095	FAO Datenbasis (Durchschnitt 1990-2001)
Neuseeland	4,75	0,013	bezogen auf Abwasser-Stickstoff
Belgien			FAO- Datenbasis
Tschechische	25,00	0,068	keine Datenquelle angegeben

Quelle: Nationale Inventarberichte

15 ANHANG 4: CO_2 REFERENZVERFAHREN UND VERGLEICH MIT DEM SEKTORANSATZ UND RELEVANTE INFORMATIONEN ZUR NATIONALEN ENERGIEBILANZ

Darlegungen zum CO_2 Referenzverfahren und ein Vergleich mit dem Sektoransatz und relevante Informationen zur nationalen Energiebilanz finden sich im Kapitel 3.1.14.

16 ANHANG 5: ÜBERPRÜFUNG DER VOLLSTÄNDIGKEIT UND DER POTENTIELL NICHT ERFASSTEN QUELLEN UND SENKEN VON TREIBHAUSGASEMISSIONEN

Weitreichende Ausführungen zur Überprüfung der Vollständigkeit und der potentiell nicht erfassten Quellen und Senken von Treibhausgasemissionen liegen bisher noch nicht vor.

17 ANHANG 6: ZUSATZINFORMATIONEN ALS BESTANDTEIL DES NIR ODER ANDERE HILFREICHE REFERENZINFORMATIONEN

17.1 Deutsches Nationales System Emissionsinventare

Artikel 5.1 des Kyoto-Protokolls fordert den Aufbau Nationaler Systeme für die Erstellung von Treibhausgasinventaren. Hiernach verpflichten sich die Industriestaaten (Anlage I Staaten), bis spätestens 2007 über ein **Nationales System** zu verfügen, das der Ermittlung der Treibhausgasemissionen aus Quellen und des Abbaus von Treibhausgasen durch Senken dient. Durch die *Entscheidung des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System zur Überwachung der Treibhausgasemissionen in der Gemeinschaft und zur Umsetzung des Kyoto-Protokolls vom 11. Februar 2004* ist Deutschland darüber hinaus verpflichtet, bis spätestens zum 31. Dezember 2005 **nationale** Inventar**systeme** nach dem Kyoto-Protokoll zu erstellen.

17.1.1 Aufgaben des Nationalen Systems

Das Nationale System soll die weitgehende Anwendung der methodischen Vorschriften aus den IPCC-Guidelines und den GPG durch ein ständiges Qualitätsmanagement und eine kontinuierliche Inventarverbesserung sicherstellen. Es beinhaltet alle institutionellen, rechtlichen und verfahrenstechnischen Einrichtungen und Vereinbarungen, die in einem in Anlage 1 der KRK genannten Mitgliedsland getroffen werden, zur Emissionsberechnung, -berichterstattung und Archivierung aller Inventarinformationen.

Somit hat das Nationale System alle Einrichtungen eines Staates in die Erstellung der Emissionsinventare einzubinden, die einen fachlich hochwertigen Beitrag hierfür leisten können. Es bestehen die folgenden Aufgaben:

- Aufbau der nationalen Koordinierungsstelle zur Emissionsberichterstattung[157]
- Festlegung / Dokumentation von institutionellen Einrichtungen, rechtlichen Vereinbarungen, Verfahren zur Emissionsberechnung und -berichterstattung
- Archivierung aller Inventarinformationen
- Initiierung von Maßnahmen zur Verbesserung der Emissionsinventare

Für die konkrete Institutionalisierung des Nationalen Systems werden den Vertragsstaaten weitgehende Gestaltungsspielräume eingeräumt. In Abbildung 54 wird ein Überblick über die sicherzustellenden Funktionen und die bei der Implementierung des Nationalen Systems zu beteiligenden Einrichtungen gegeben. Das nationale System ist in Deutschland nicht völlig neu zu schaffen, sondern wird auf den bestehenden Strukturen und Verfahren zur Inventarerstellung aufbauend an die internationalen Anforderungen angepasst und weiterentwickelt.

157 Die Koordinierungsstelle soll als zentrale Anlaufstelle für alle Teilnehmer am Nationalen System dienen. Sie hat den Rahmen für transparente, konsistente, vollständige, vergleichbare und genaue Inventare zu setzen.

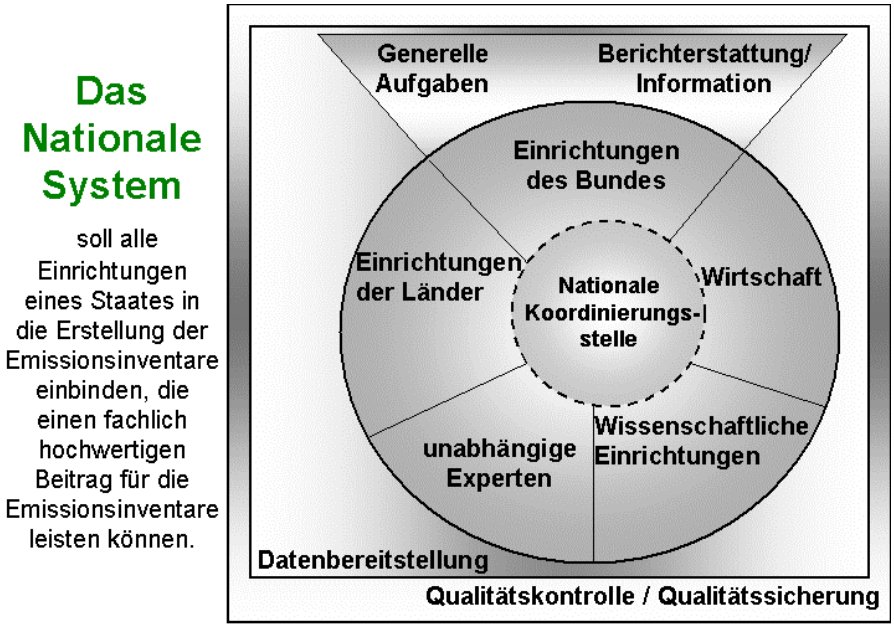


Abbildung 54: Funktionen und zu beteiligende Einrichtungen des Nationalen Systems

17.1.2 Aufbau des Nationalen Systems

Zur fachlichen Unterstützung des Umweltbundesamtes bei der Umsetzung der Vorschriften zur Einrichtung eines Nationalen Systems wird ein Forschungsvorhaben (FKZ: 201 42 258) dazu beitragen ein Gesamtkonzept zur Implementierung des Nationalen Systems zu erarbeiten, das sowohl die internationalen Anforderungen als auch die nationalen Rahmenbedingungen berücksichtigt. Es sollen die Anforderungsbereiche an das Nationale System identifiziert werden, in denen zukünftig prioritärer Handlungsbedarf besteht, um bis zum Jahr 2005 den überwiegenden Teil der Arbeiten zur Implementierung des Nationalen Systems abgeschlossen zu haben. Das Vorhaben ist Ende 2002 angelaufen und wird bis Oktober 2005 in enger Zusammenarbeit mit dem UBA durchgeführt (ÖKO-INSTITUT, 2004a).

Die ***Koordinierungsstelle des Nationalen Systems*** ist am Umweltbundesamt im Fachgebiet II 5.3 angesiedelt. Sie dient als zentrale Anlaufstelle, koordiniert und informiert alle Teilnehmer des Nationalen Systems. Im Zeitraum 2003-05 wird die Koordinierungsstelle neu in das Nationale System einzubindende institutionellen Einrichtungen identifizieren und den Abschluss rechtlicher Vereinbarungen zur Sicherung der Datenkontinuität für die Inventare prüfen und initiieren. In der Koordinierungsstelle wird zukünftig auch die zentrale Archivierung erfolgen.

Zu den Einrichtungen des Nationalen Systems gehören neben der Nationalen Koordinierungsstelle das im Aufbau befindliche ***Qualitäts-Systems Emissionsinventare*** (QSE) zur Abwicklung von Qualitätskontrolle und –sicherung und das ***Zentrale System Emissionen*** (ZSE) als zentrale, nationale Datenbank zur Emissionsberechnung und –berichterstattung (siehe Abbildung 55).

- ***Nationale Koordinierungsstelle des NaSE***
  → Koordinierung, Optimierung und Dokumentation interner und externer Datenflüsse
  → Initiierung von Verbesserungsmaßnahmen
- ***Qualitäts-System Emissionsinventare (QSE)***
  → Umsetzung der Good Practice Guidance für Inventare
  → kontinuierliche Inventarverbesserung
- ***Zentrales System Emissionen (ZSE)***
  → Emissionsberechnung und –berichterstattung
  → Archivierung der Inventarinformationen

Abbildung 55: Einrichtungen des Nationalen Systems Emissionsinventare

Die nationale Koordinierungsstelle hat ihre Arbeit in einem ersten Schritt darauf konzentriert, Aktivitäten im Umweltbundesamt einzuleiten, die den Aufbau des Nationalen Systems unterstützen. Für die Koordinierung der Arbeiten innerhalb des Umweltbundesamtes wurde ein *Arbeitskreis Emissionsinventare* eingerichtet, über den alle an der Inventarerstellung beteiligten Mitarbeiter des Hauses eingebunden werden. Seit der zweiten Jahreshälfte 2002 wurden von der Nationalen Koordinierungsstelle in verstärktem Maße Informationsveranstaltungen über die Anforderungen aus der Klimarahmenkonvention und dem Kyoto-Protokoll und vor allem über die sich hieraus ergebenden Konsequenzen für die Facharbeit des UBA abgehalten. Seither ist das Bewusstsein für die Relevanz und den Umfang der Aufgabe im Hause stark gestiegen. Neben der besseren Einbindung in die Inventar- und -berichterstellung sowie die Qualitätssicherung, soll der Arbeitskreis auch die Einbindung der Fachexperten in den Review-Prozess sicherstellen und über den fachlichen Kontakt zu externen Datenlieferanten die Anforderungen nach außen tragen helfen. Neben bilateralen Kontakten in der kontinuierlichen Inventararbeit werden die Mitglieder des Arbeitskreises drei mal im Jahr in einer Veranstaltung über den Fortschritt der Arbeiten und die erforderlichen Handlungsschritte zur Inventarverbesserung informiert.

In einem zweiten Schritt arbeitet die nationale Koordinierungsstelle daran, weitere Einrichtungen in das Nationale System einzubinden. Auch diese Arbeiten bauen auf bestehenden Strukturen auf.

17.1.3 Workshop zum Nationalen System

Das Umweltbundesamt wird im April 2004 einen Workshop zum Nationalen System Emissionsinventare durchführen. Die Teilnehmer sollen über Anforderungen und den Stand der Emissionsberichterstattung zu Treibhausgasen informiert werden. Bestehende Probleme und Schwachstellen sollen diskutiert werden und der Workshop soll Ansätze zur Problemlösung und Verbesserung der Inventare und des Inventarberichtes entwickeln und aufzeigen. Es werden die methodischen Vorgehensweisen in einzelnen Bereichen und Quellgruppen, die Datengrundlagen für das Treibhausgasinventar, die koordinierte Erstellung eines ausgewogenen und harmonisierten nationalen Inventarberichts (NIR) sowie

übergreifende Themen der Inventarerstellung wie Qualitätssicherung und Qualitätskontrolle, Unsicherheiten oder Datengeheimhaltung thematisiert.

Zielgruppe sind Akteure, die derzeit Beiträge oder Daten zum nationalen Treibhausgasinventar leisten oder potentiell prädestiniert dazu sind. Dazu zählen die an der Inventarerstellung beteiligte Fachgebiete des UBA, die beteiligten Ressorts der Ministerien und deren nachgeordnete Behörden, Vertreter der Bundesländer, Verbände, Arbeitsgemeinschaften, Forschungseinrichtungen und DESTATIS.

Der Workshop soll die Teilnehmer sowohl übergreifend als auch quellgruppenspezifisch über Anforderungen und den Stand der Emissionsberichterstattung zu Treibhausgasen informieren. Themenschwerpunkte sind dabei:

1. wesentliche Anforderungen aus den internationalen Richtlinien an die THG-Berichterstattung;
2. Stand der Umsetzung der internationalen Anforderungen in Deutschland;
3. Konkretisierung der Anforderungen vor dem Hintergrund der Erfahrungen der Nationalen Koordinierungsstelle mit der aktuellen Berichterstattung;
4. Konkretisierung der Anforderungen durch Erfahrungen und Ergebnisse aus den internationalen Überprüfungen von Treibhausgasinventaren;
5. Konkretisierung der Anforderungen vor dem Hintergrund der Berichterstattung anderer Länder;
6. Übergreifende Anforderungen bei der Umsetzung (z.B. Erschließung neuer Datenquellen, Sicherung der Bereitstellung von Mindestdatensätzen aus Daten, Unsicherheiten, Methoden und Dokumentationen, Institutionalisierung der Datenflüsse, Datenschutz/-geheimhaltung, Qualitätssicherung /–kontrolle u.a.).

Der Workshop ist in einen allgemeinen Teil für alle Teilnehmer und in sektorspezifische Teile für die fünf Bereiche Energie, Industrieprozesse, Landwirtschaft, Forstwirtschaft und Landnutzungsänderungen sowie Abfall gegliedert. Zu den bereichsspezifischen Teilen werden fünf Arbeitsgruppen gebildet, die parallel zu ausgewählten Fragestellungen einzelner Quellgruppen jedes Bereichs arbeiten. Die Ergebnisse des Workshops sollen direkt in die Inventarverbesserung einfließen und werden in einem Workshopbericht voraussichtlich bis Ende Juni zusammengefasst.

17.2 Deutsches Qualitäts-System Emissionsinventare

Die nationale Koordinierungsstelle ist seit 2002 mit der Entwicklung und Implementierung eines QK/QS-Systems (Qualitäts System Emissionsinventare - QSE) beschäftigt. Zur fachlichen Unterstützung des Umweltbundesamtes bei der Umsetzung der Anforderungen aus den *Good Practice Guidance* trägt ein Forschungsvorhaben bei. Im QSE sollen die Anforderungen des IPCC erfüllt und die nationalen Gegebenheiten in Deutschland, sowie die internen Strukturen und Abläufe der berichterstattenden Institution UBA berücksichtigt werden. Das QSE soll in seinen Verfahrensabläufen soweit flexibel gestaltet werden, dass auch zukünftige veränderte Anforderungen routinemäßig berücksichtigt werden können. Im Rahmen des Vorhabens wird ein ablauforganisatorisches Konzept erarbeit, dass die identifizierten Problembereiche in der Emissionsberichterstattung adressiert und

Verbindlichkeiten für das Verfahren transparent festlegt. Hierbei werden Inventarerstellung und QK/QS-Maßnahmen zielgruppenorientiert verzahnt.

17.2.1 Aufgaben des Qualitäts-Systems Emissionen

Durch die Koordinierungsstelle müssen die Verfahren zu QK/QS beschrieben, eingeführt, aktualisiert und dokumentiert werden. Dieses betrifft sowohl Verfahren zur Qualitätskontrolle und -sicherung innerhalb des UBA, als auch zu externen Datenlieferanten und Organisationen im Rahmen des NaSE. Die wesentlichen Elemente eines QK/QS-Systems, welches den Mindestanforderungen der IPCC (vergleiche Kapitel 8.3 der *Good Practice Guidance*) entspricht, sind:

- Die Benennung eines Koordinators für das QK/QS-System. Der QK/QS-Koordinator ist für die Aufrechterhaltung des Systems und Umsetzung des QK/QS-Plans verantwortlich und dient als Ansprechpartner für alle Fachbereiche innerhalb des UBA und für alle Fachexperten im Rahmen des NaSE;
- Implementierung einer Aufbauorganisation mit eindeutig geregelten Verantwortlichkeiten und Befugnissen,
- Erstellung und Aufrechterhaltung eines QK/QS-Plans,
- Einführung und Beschreibung der erforderlichen übergreifenden und quellgruppenspezifischen QK-Maßnahmen (Tier 1 + Tier 2),
- Einführung und Beschreibung der notwendigen internen und externen QS-Maßnahmen (Reviews, Audits),
- Definition der Dokumentations-, Aufzeichnungs- und Berichtspflichten sowie der Einführung eines Verfahrens zur Lenkung von Dokumenten,
- Verfahren zur Kontrolle, Bewertung und Änderung des QK/QS-Systems im Sinne der kontinuierlichen Verbesserung,
- Dokumentation des Systems in geeigneter Form (Handbuch, Leitfaden).

Aus den genannten Elementen des QK/QS-Systems ergibt sich das Soll-Konzept für einen IPCC-konformen Prozess der Emissionsberichterstattung (siehe Abbildung 56). Dieses Konzept ist bisher als Grobkonzept ausgearbeitet und wird derzeit in Teillösungen auf Praktikabilität im Inventaralltag geprüft.

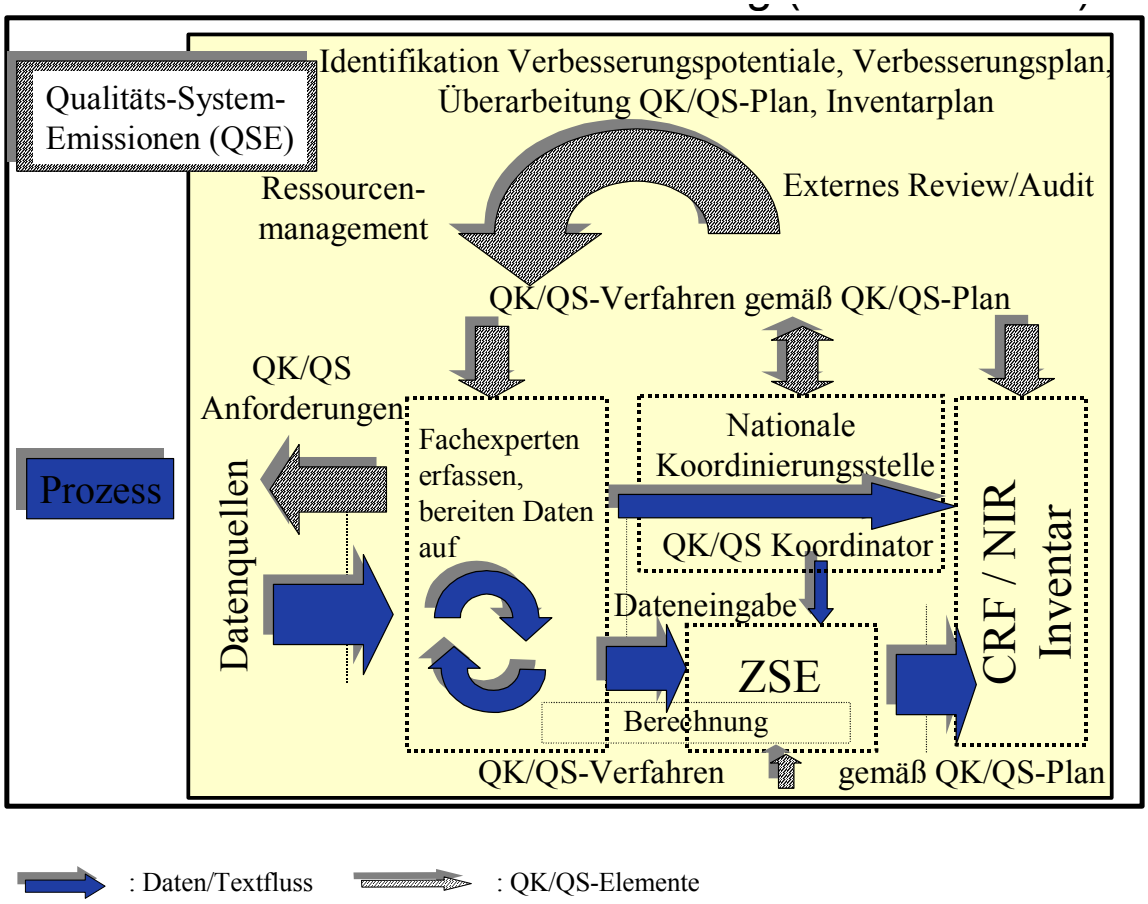


Abbildung 56: Soll-Konzept Prozess Emissionsberichterstattung

Der Geltungsbereich des QSE umfasst den gesamten Prozess der Emissionsberichterstattung:

- Datengewinnung einschließlich der Auswahl der Methoden und Datenquellen
- Datenaufbereitung und Emissionsberechnung
- Berichterstattung

Der Begriff „Daten“ umfasst dabei sowohl Daten im Sinne von Zahlenwerten (Aktivitätsdaten, Emissionsfaktoren und Unsicherheiten oder Datenmaterial und Berechnungsvorschriften, aus denen diese Angaben gewonnen werden können) als auch Textteile und Dokumentationen, wie sie z.B. in den nationalen Inventarbericht einfließen.

Das QSE ist verbindlich für alle Teilnehmer des NaSE. Im Umweltbundesamt wird die Verbindlichkeit in der ersten Jahreshälfte 2004 über eine Hausanordnung/Arbeitsanweisung hergestellt. Einzelheiten bezüglich der Regelung der Verbindlichkeit für andere NaSE-Teilnehmer sind noch festzulegen.

17.2.2 Aufbau des Qualitäts-Systems Emissionen

17.2.2.1 Aufbauorganisation

Im Rahmen des QSE wurde ein Konzept zur Aufbauorganisation entwickelt, dass die Zuständigkeiten für die Umsetzung der erforderlichen QK und QS-Maßnahmen verbindlich festlegt. Die festgelegten Rollen und Verantwortlichkeiten sollen einen effektiven Informationsaustausch und die anforderungskonforme Durchführung von QK und QS sicherstellen (siehe Tabelle 113).

Tabelle 113: Rollen und Verantwortlichkeiten im QSE

Rolle	Aufgabe	Verantwortlich
QK/QS-Koordinator (QKK)	Übergreifende QK und QS im gesamten Berichterstattungsprozess Aufrechterhaltung und Fortentwicklung QSE Pflege und Fortschreibung von QK-, QS-Plan und QSE-Handbuch Beschreibung der Qualitätsziele Pflege und Fortschreibung Verbesserungsplan sowie federführend bei Überführung in Inventarplan	Ein benannter Mitarbeiter aus der Nationalen Koordinierungsstelle
NaSE-Koordinator	Sicherstellung der termingerechten und anforderungskonformen Berichterstattung Initiierung der Umsetzung übergreifender Maßnahmen aus dem Inventarplan Festlegung / Dokumentation von institutionellen Einrichtungen, rechtlichen Vereinbarungen Sicherstellung der Archivierung aller Inventarinformationen, Durchführung der zentralen Archivierung von Inventarinformationen Vorbereitung Durchführung und Nachbereitung von Inventarüberprüfungen	Ein benannter Mitarbeiter aus der Nationalen Koordinierungsstelle
Fachliche Ansprech-partner (quell-gruppenspezifisch) in der Nationalen Koordinierungsstelle (FAP)	Betreuung der fachlichen Zuarbeiten (QK/QS, Inventararbeit und Berichterstattung)	Benannte Mitarbeiter aus der Nationalen Koordinierungsstelle
Ansprechpartner in den UBA-Abteilungen	Multiplikator in die Abteilungen und Fachgebiete für Informationen und Anforderungen der Nationalen Koordinierungsstelle bezüglich Emissionsberichterstattung	Ein benannter Mitarbeiter je betroffener Abteilung
QK/QS-Verantwort-licher für das Fachgebiet (QKV)	QK der an die Nationale Koordinierungsstelle zu liefernden Daten und Berichtsteile Freigabe der Berichtsteile Sicherstellung der Durchführung der notwendigen Inventararbeiten, QK-Maßnahmen und Dokumentationen auf operativer Ebene Festlegung von fachlichen Verantwortlichkeiten zur Emissionsberichterstattung im FG	Alle betroffenen Fachgebietsleiter
Fachverantwortlicher auf operativer Ebene (FV)	Datengewinnung, Dateneingabe und Berechnung entsprechend den vorgegebenen Methoden Festlegung der quellgruppenspezifischen Qualitäts- und Prüfkriterien Durchführung QK-Maßnahmen Dezentrale Archivierung von quellgruppenspezifischen Inventarinformationen	Alle vom FG-Leiter benannten Mitarbeiter
ZSE-Administrator (ZSE Admin)	Übergreifende QK und QS im gesamten Inventar Freigabe von Prüfkriterien im ZSE Sicherstellung der Integrität der Datenbanken Emissionsberechnung und Aggregation zu Berichtsformaten	Ein benannter Mitarbeiter der nationalen Koordinierungsstelle
Berichtskoordinator (NIRK)	Anlaufstelle für FG für NIR Zuarbeiten koordiniert Zuarbeiten (Einsammlung von FG und Verteilung in nationaler Koordinierungsstelle)	Ein benannter Mitarbeiter aus der Nationalen Koordinierungsstelle

17.2.2.2 Ablauforganisation

Der Ablauf der QK und QS-Maßnahmen im QSE richtet sich am Prozess der Emissionsberichterstattung aus, wie er in Kapitel 1.3 beschrieben wurde. Dabei soll das Qualitätsmanagement direkt mit den Arbeitsschritten in der Inventararbeit verzahnt werden. Jedem Schritt im Prozessablauf werden zukünftig geeignete QK-Maßnahmen zugeordnet, die über die festgelegte Aufbauorganisation den einzelnen Akteuren zugewiesen werden.

Die durchzuführenden QK-Prüfungen befinden sich zur Zeit noch im Abstimmungsprozess. Sie werden zukünftig in Form von QK-Checklisten mit der Datenanforderung als eine Art Begleitschein an die Fachexperten gehen und über den Verlauf der Zuarbeiten entsprechend auszufüllen sein. Dabei sind die QK-Checks nicht als Prüfungen sondern als Qualitätsziel definiert, dessen Einhaltung jeweils zu bestätigen oder dessen Nichteinhaltung zu begründen ist. Exemplarisch sind die Prüfungen in Tabelle 114 für die Festlegung der Anforderungen dargestellt. Sie wurden gemeinsam mit dem Konzeptentwurf des QK/QS-Plan in einer ersten Schulungsmaßnahme im Januar 2004 den Fachexperten des UBA und der FAL vorgestellt. Mit dem Abschluss dieser Arbeiten ist Anfang des zweiten Quartals dieses Jahres zu rechnen.

Nr.	Prozessschritt/ *Aspekt*	Qualitätsziel	Dokumentation	Verantwortlich	Tier 1/ Tier 2	Qualitätsziel erreicht		Handlungsoption	Handlungsoption durchgeführt		Nicht anwendbar
						ja	nein [158]		ja	nein	
1.0	**Datengewinnung**										
1.1	**Festlegung der Anforderungen**										
1.1.1		Die allgemeinen Anforderungen an die grundlegende Qualitätskontrolle (Tier 1) sind festgelegt und dokumentiert.	QKP	QKK	1						
1.1.2		Die allgemeinen Anforderungen an die Daten- und Berichtsformate (ZSE und NIR) sind festgelegt und dokumentiert.	IB	QKK, ZSE-Admin	1						
1.1.3		Die aktuellen Hauptquellgruppen sind festgelegt und dokumentiert.	IB	QKK	1						
1.1.4		Der bisherige Datenbestand zur Quellgruppe ist dokumentiert und dem Fachverantwortlichen zugänglich.	IB	QKK, ZSE-Admin	1			Bei unvollständiger Dokumentation der Datenquelle sind Handlungsbedarfe im Verbesserungsplan beschrieben.			
1.1.5		Unter Berücksichtigung der unter 1.1.1-1.1.5 beschriebenen Informationen sind die allgemeinen Anforderungen festgelegt und dokumentiert.	IB	QKK	1						

Tabelle 114: Beispiel zur QK-Checkliste für den Prozessschritt Festlegung der Anforderungen

158 Bei fehlender Zielerreichung sind Art und Umfang der erforderlichen Korrekturmaßnahme(n) unter Nennung von Verantwortlichen, Zeitrahmen und ggf. Restriktionen auf einem gesonderten Blatt zu dokumentieren.

Im Vorgriff auf die Einführung der die Inventarerstellung begleitenden systematischen Qualitätssicherung hat die Nationale Koordinierungsstelle einen Prüfbogen entwickelt, mit dem für die Berichterstattung 2004 probeweise die nachgelagerte Qualitätskontrolle der eingehenden Zuarbeiten zum Inventar und NIR durchgeführt wurde. Die durchgeführten Prüfungen sind dem nachfolgenden Prüfbogen zu entnehmen.

Emissionsberichterstattung: Checkliste Qualitätssicherung
Quellgruppe: .....
CRF / NFR-Code: .....
.....

Kontext / Verlauf / Rücklauf

Bezug	Verantwortlichkeit	Organisation	Bearbeiter	Datum der Durch-führung	Verlauf	Rück-lauf nötig
AR	Fachverantwortlicher *QK-Verantwortlicher (noch nicht in Kraft)* ZSE Eingabe			--	--	--
EF	Fachverantwortlicher *QK-Verantwortlicher (noch nicht in Kraft)* ZSE Eingabe			--	--	--
Nationale Koordinierung	fachl. Ansprechpartner QK-Koordinator					

Daten- und Textprüfungen durch den fachlichen Ansprechpartner

1. Vergleich mit NIR vom Vorjahr (Juni 2003)

Daten- / Textkonsistenz:

Bezug	konsistent	nicht konsistent
AR		
EF		
Text		

Prüfung
a) textgleiche NIR-Beiträge auf Aktualität prüfen
b) neue Textpassagen auf fachliche Richtigkeit und Konsistenz mit dem Gesamttext prüfen
c) ggf. Mängelbeschreibung und Nachbesserung vom Autor veranlassen

Mängelbeschreibung
a)
b)

2. Vergleich mit Synthesis and Assessment-Report (SAR) I und II

Berücksichtigung der Review-Ergebnisse:

Bezug	berücksichtigt	nicht berücksichtigt
SAR Part I		
SAR Part II		

Prüfung
a) Wertevergleich mit den Inventaren anderer Annex I –Staaten vornehmen, bei Ausreißer → Korrektur oder Begründung erforderlich
b) Datenvergleich für D (soweit möglich)
c) Berücksichtigung nationaler Findings / Rückfragen der unabhängigen Experten zum deutschen Inventar prüfen
c) ggf. Mängelbeschreibung und Nachbesserung vom Autor veranlassen

Mängelbeschreibung
a)
b)
c)

3. Vergleich zwischen Daten-/ Berichtszulieferung und ZSE-Daten

Datenkonsistenz:

Bezug	konsistent	nicht konsistent
AR		
EF		

Prüfung
a) Vergleich zwischen Datenangaben im NIR-Entwurf (Master) und ZSE-Daten159 (Treibhausgase)
b) Vergleich zwischen Datenlieferung für das

Mängelbeschreibung AR

Mängelbeschreibung EF
a) Schadstoffabdeckung <un/vollständig>160

Schadst.	vorh.	fehlt	Verbr.161	Proz.

aktuelle Inventarjahr und ZSE-Daten (klassische Schadstoffe)
c) ggf. Mängelbeschreibung, Klärung und Abgleich mit ZSE- sowie Fachexperten herbeiführen und Nachbesserung vom Autor veranlassen

CO_2				
CH_4				
HFC				
PFC				
SF_6				
N_2O				

b) Datenlieferung für das Inventar <fehlt/vorhanden>

Schadst.	vorh.	fehlt	Verbr.	Proz.
NO_X				
CO				
NMVOC				
SO_2				
NH_3				
PM				

4. Prüfung der Übersichtstabelle über Schadstoffe, Methoden und Unsicherheiten im NIR

Übersichtsangaben:

Bezug	konsistent	nicht konsistent
EF		
EF Unsicherheiten		
Unsicherheitenverteilung		
Methode EF-Ermittlung		

Prüfung

a) Übereinstimmung der Schadstoffabdeckung mit NIR-Text, ZSE-Daten und IPCC/ UN ECE-Anforderungen prüfen
b) Übereinstimmung der EF Unsicherheitsangaben (inkl. Verteilung) mit NIR-Text und ZSE-Daten prüfen
c) Übereinstimmung der angewandten Methoden EF-Ermittlung mit den IPCC/ UN ECE-Anforderungen prüfen
d) ggf. Mängelbeschreibung und Nachbesserung vom Autor veranlassen

Mängelbeschreibung

a)
b)
c)

5. Abgleich mit den Interviewprotokollen (zukünftig: mit dem Inventarplan)

Berücksichtigung der Festlegungen:

Bezug	konsistent	nicht konsistent
Protokoll <Nr.> (<Datum>): <Thema>		

Prüfung

a) Prüfung, ob die Handlungsschritte mit der Priorität ++ und dem Zeitrahmen k umgesetzt worden sind. Betroffene sind zu benennen.

b) bei Industrieprozessen: Prüfen, ob erfolgte Einigungen über die Aufteilung verbrennungs- und prozessbedingte Emissionen berücksichtigt worden sind.

c) ggf. Mängelbeschreibung und Nachbesserung vom Autor veranlassen

d) Bei neuen Sachständen ist das entsprechende Interviewprotokoll (später: Inventarplan) zu korrigieren

Mängelbeschreibung

a)
<(Betroffen: ....)>

b)

6. Prüfung der NIR-Kapitel auf Richtigkeit, Anforderungskonformität und Vollständigkeit

Bezug	Kapitel vorhanden		Beschreibung ausreichend	
	nein	ja	nein	ja
NIR Kap. x.x.1: Beschreibung der Quellgruppe				
NIR Kap. x.x.2: Methodische Aspekte				
NIR Kap. x.x.3: Zeitreihenkonsistenz				
NIR Kap. x.x.3: Unsicherheiten				
NIR Kap. x.x.4: Quellenspezifische QK/QS und Verifizierung				
NIR Kap. x.x.5: Quellenspezifische Rückrechnungen				
NIR Kap. x.x.6: geplante Verbesserungen				

Prüfung	***Mängelbeschreibung***
a) Beschreibung ausreichend, wenn: Quellgruppenzuschnitt eindeutig nachvollziehbar ist (möglichst ZSE→ CRF Aggregationsregel beschreiben); Relevanz der Emittenten erkennbar ist. b) Beschreibung ausreichend, wenn für AR und EF sowie für alle Methoden der gesamten Zeitreihe: verwendeter Tier benannt und begründet ist; Tier-Ansatz gemäß Anforderungen gewählt wurde (Hauptquellgruppenanalyse + Guidelines); sonst Begründung der Abweichung; Methodenbeschreibung fachlich konsistent und transparent (nachvollziehbar) ist. c) Beschreibung ausreichend, wenn für AR und EF sowie für alle Methoden der gesamten Zeitreihe: Methodenwechsel in der Zeitreihe fachlich bzw. auf der Grundlage der Datenverfügbarkeit begründet wird. d) Beschreibung ausreichend, wenn für AR und EF der gesamten Zeitreihe: Unsicherheiten nach Tier 1 (Expertenschätzung) unter Angabe von Höhe und Verteilung auf ZSE-Modulebene angegeben ist. e) Beschreibung ausreichend, wenn für AR und EF sowie für alle Methoden der gesamten Zeitreihe: Maßnahmen zur fachlichen Verifizierung der Werte beschrieben sind; Maßnahmen zur Qualitätskontrolle bei Datengewinnung, Datenaufbereitung und Datenbereitstellung plausibel beschrieben sind; bei Methodenwechsel Maßnahmen zur Erreichung maximaler Zeitreihenkonsistenz dargelegt wurden. f) Beschreibung ausreichend, wenn bei Wertewechsel oder Methodenwechsel für AR oder EF in der Zeitreihe: Rückrechung in NIR und CRF-Table 8a und 8b beschrieben und begründet ist. g) Beschreibung ausreichend, wenn für Hauptquellgruppen Zeit- und Arbeitsplan zur Abhilfe benannt sind bei:	a) b) c) d) e) f) g)

nicht anforderungskonformer Methode, bzw. nicht gleichwertiger länderspezifische Methode; fehlender Zeitreihenkonsistenz, bzw. fehlender QK/QS für Methodenwechsel; fehlenden Angaben zu den Unsicherheiten; fehlender, bzw. nicht ausreichender QK/QS; fehlender Rückrechnung.	

17.2.2.3 Dokumentationssystem

Für den gesamten Prozess der Emissionsberichterstattung werden mit dem QSE die gemäß IPCC erforderlichen QK/QS-Maßnahmen eingeführt. Die Durchführung, Beschreibung und Dokumentation der QK/QS-Maßnahmen erfolgt weitgehend gemeinsam mit den entsprechenden Inventarbeiträgen. Hierzu wurde ein Dokumentationssystem entwickelt, das zielgruppenorientiert und aufgabenspezifisch die Maßnahmen beider Aspekte integriert darstellt. Das Dokumentationssystem wird in 2004 im UBA eingeführt. Die Zusammenhänge zwischen den unterschiedlichen Elementen sind in Abbildung 57 dargestellt.

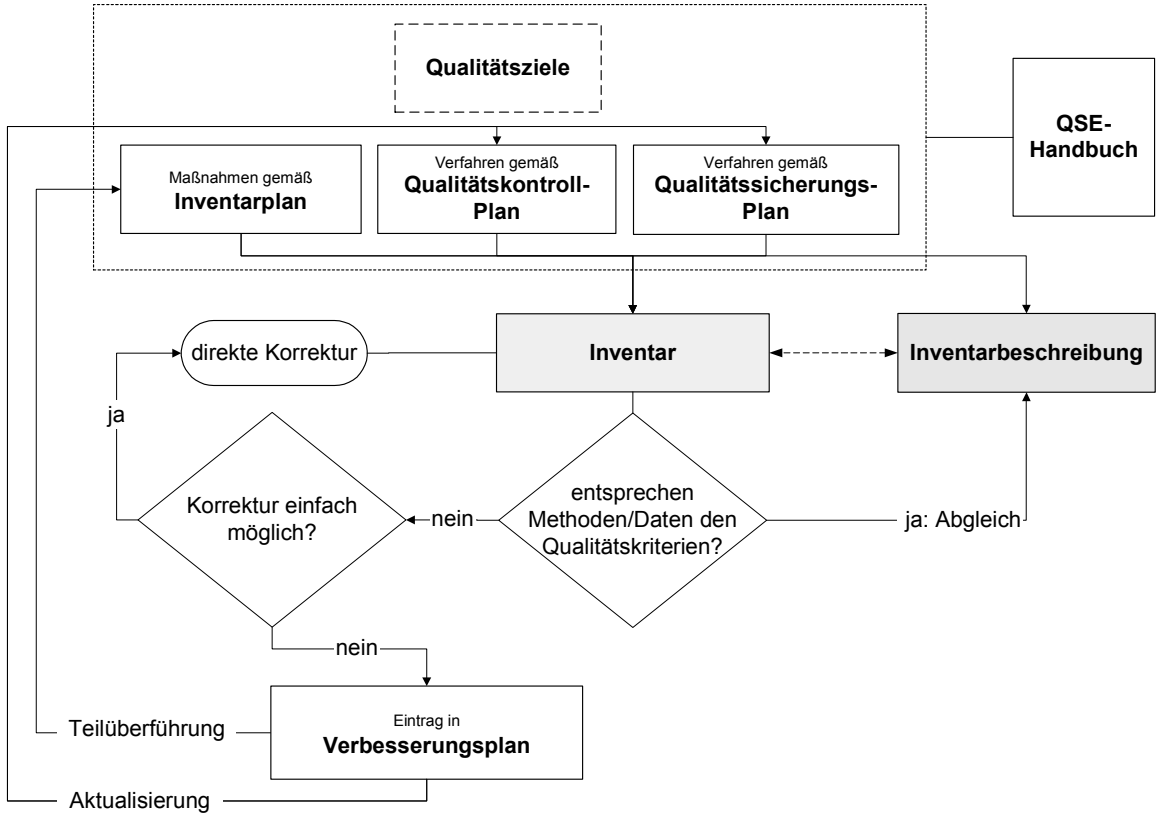


Abbildung 57: Beziehung verschiedener Elemente des QSE

Der ***QK-Plan*** beschreibt alle Verfahren der Qualitätskontrolle und der ***QS-Plan*** entsprechend alle der Qualitätssicherung (inkl. Review und Audit). Die QK/QS-Maßnahmen werden regelmäßig durchgeführt. Die Pläne werden jährlich fortgeschrieben.

Die Durchführung der QK/QS-Maßnahmen innerhalb des Umweltbundesamts sowie bei weiteren Teilnehmern des NaSE führt zur Identifikation von Verbesserungsmaßnahmen in Bezug auf die Emissionsberichterstattung selbst sowie in Bezug auf das QSE. Sofern Verbesserungsmaßnahmen für die Inventare kurzfristig und einfach umzusetzen sind, erfolgt eine direkte Korrektur. Längerfristig umzusetzende bzw. komplexere Verbesserungsmaßnahmen für die Inventare sowie sämtliche Verbesserungsmaßnahmen

zum QSE werden zunächst von den Fachexperten an die nationale Koordinierungsstelle gemeldet und von dieser im **Verbesserungsplan** zusammengefasst.

Verbesserungsmaßnahmen für die Inventare werden von der nationalen Koordinierungsstelle nach Prioritätensetzung in den **Inventarplan** für das nächste Jahr überführt. Neben den Verbesserungsmaßnahmen enthält dieser kurzgefasst die Sollvorgaben für die Inventarerstellung jeder Quellgruppe. Die Verbesserungsmaßnahmen aus dem Inventarplan werden im Rahmen des NIR veröffentlicht, so dass Korrekturmaßnahmen in diesem Rahmen dann verbindlich in einem festgelegten Zeitraum durchzuführen sind. Die andere Ressorts betreffende Verbesserungsmaßnahmen werden im Rahmen des *Arbeitskreis VI* der *IMA CO_2-Reduktion* koordiniert. Für Verbesserungsmaßnahmen, die von Teilnehmern des Nationalen Systems durchzuführen sind und keiner Bundeseinrichtung angehören, müssen jeweils spezifische Verfahren vereinbart werden. Der Inventarplan durchläuft als Anhang des NIR über die UBA-Hausabstimmung und die Ressortabstimmung definierte Freigabeprozesse.

Die **Inventarbeschreibung** stellt eine zentrale Dokumentation dar. In dieser wird quellgruppenspezifisch das Vorgehen bei der Inventarerstellung beschrieben. Die Dokumentation stimmt dabei mit dem jeweilig aktuellen NIR überein, der auf Grundlage der Zulieferungen der Fachexperten erstellt wird. Die Inventarbeschreibung wird um weitere Dokumentationen, z.B. von komplexen Berechnungsmodellen ergänzt. Sie wird von der nationalen Koordinierungsstelle auf der Grundlage der Zulieferungen der Fachexperten gepflegt und soll den Review-Prozess unterstützen.

Die gesamte Dokumentation des QSE hinsichtlich der Aufbau- und Ablauforganisation erfolgt im Rahmen des QSE-Handbuchs. Dieses soll von der UBA-Amtsleitung freigegeben werden.

17.2.3 Qualitätsziele

Übergeordnetes Ziel des QSE ist es, zu gewährleisten, dass die Anforderungen der internationalen Berichtspflichten hinsichtlich der Transparenz, Konsistenz, Vergleichbarkeit, Vollständigkeit und Genauigkeit in der Inventarerstellung eingehalten werden (siehe Abbildung 58).

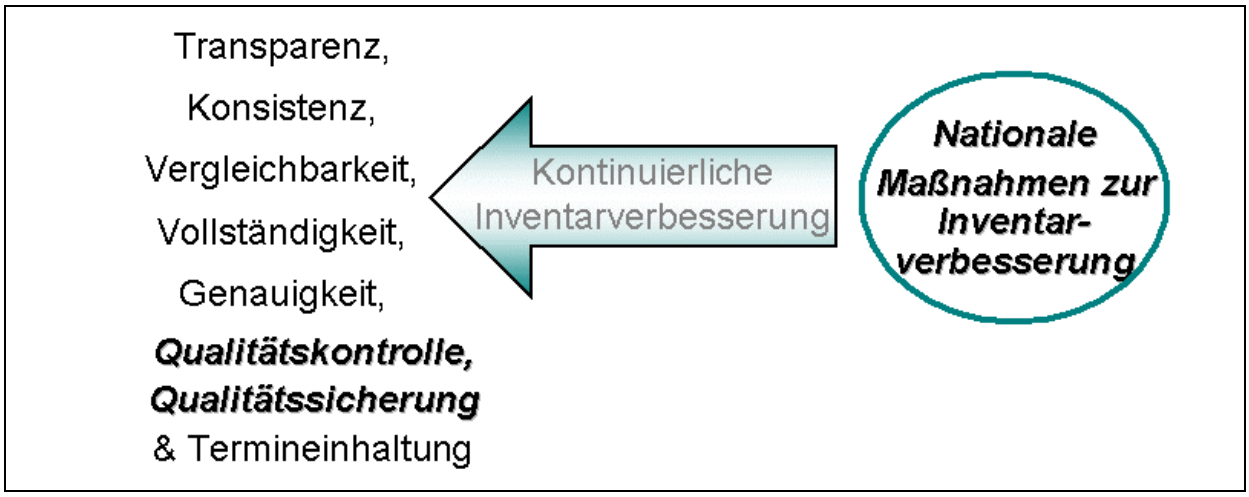


Abbildung 58: Anforderungen der internationalen Berichtspflichten an die Inventarerstellung

Transparenz bedeutet, dass die Annahmen und Methoden, die bei der Erstellung von Emissionsinventaren genutzt wurden, klar und eindeutig erläutert werden, damit Nutzer der

berichteten Informationen diese nachvollziehen und bewerten können. Die Transparenz ist von fundamentaler Bedeutung für den Erfolg eines IPCC-konformen Emissionsberichterstattungsprozesses.

Konsistenz bedeutet, dass alle Elemente eines Emissionsinventars konsistent mit den Elementen aus anderen Jahren sind. Ein Emissionsinventar ist konsistent, wenn die gleichen Methoden für das Basisjahr und alle folgenden Jahre genutzt werden und wenn konsistente Datensätze zur Berechnung von Emissionen und Senken genutzt werden. Unter bestimmten Voraussetzungen kann ein Emissionsinventar auch als konsistent angesehen werden, wenn verschiedene Methoden bei der Emissionsberechnung angewandt wurden, sofern transparente Rekalkulationen (Nachberechnungen) in Übereinstimmung mit den Anforderungen der IPCC *Good Practice Guidance* durchgeführt wurden. Ein konsistentes Gesamtinventar ergibt sich, wenn Doppelzählungen im Inventar vermieden werden und für alle Quellgruppen eine Kongruenz zwischen Aktivitätsdaten und Emissionsfaktoren in der Abgrenzung besteht.

Vergleichbarkeit bedeutet, dass die ermittelten Emissionen und Senken zwischen verschiedenen Quellgruppen, aber auch die gesamten Inventare verschiedener Staaten untereinander vergleichbar sind. Voraussetzung dafür ist eine einheitliche Anwendung von Methoden, wie sie z.B. die *Good Practice Guidance* vorgeben. Weiterhin ist dafür auch eine einheitliche Allokation von Subelementen zu entsprechenden Quellgruppen erforderlich.

Vollständigkeit bedeutet, dass das jeweilige Inventar vollständig in Bezug auf zu berichtende Gase bzw. Schadstoffe sowie in Bezug auf die Quellgruppen und Senken ist. Dies bezieht auch die räumliche/geographische Vollständigkeit mit ein. Zur Vollständigkeit gehört auch eine ausreichende Dokumentation.

Genauigkeit ist die relative Messung der Exaktheit von ermittelten Emissionen bzw. Senken. Die ermittelten Emissionen bzw. Senken sollten in diesem Sinne weder systematisch über- noch unterschätzt werden. Unsicherheiten sollten so weit wie möglich reduziert werden. Zu diesem Zweck müssen sie vorher quantifiziert werden.

Die speziellen Qualitätsziele nach Tier 1 werden derzeit von der nationalen Koordinierungsstelle im Rahmen der Entwicklung der QK-Checklisten erarbeitet (siehe Kapitel 0.). Quellgruppenspezifische Qualitätsziele sollen danach unter Berücksichtigung der oben dargestellten Prinzipien von den jeweiligen Fachverantwortlichen in Abstimmung mit dem QK/QS-Koordinator festgelegt werden. Die Ziele sollen u.a. aus Ergebnissen von durchgeführten QK/QS-Maßnahmen (interne/externe Reviews, ggf. Audits) abgeleitet und im Inventarplan dokumentiert werden.

17.3 Das Datenbanksystem Zentrales System Emissionen

Als technisches Werkzeug für die Inventarerstellung hat das UBA seit 1998 eine zentrale, nationale Datenbank – das *Zentrales System Emissionen* - entwickelt. Das ZSE setzt vielfältige Anforderungen an die Emissionsberechnung und Berichterstattung um und automatisiert wesentliche Arbeitsschritte. Durch das ZSE wird die Inventarplanung, und -berichterstattung (z.B. Emissionsberechnung, -rekalkulation und Fehleranalyse) erleichtert sowie das Inventarmanagement (z.B. Archivierung, jährliche Evaluierung der Daten) und das Qualitätsmanagement auf der Datenebene ermöglicht (siehe UBA 2003a, Projekthandbuch Decor). Mit dem ZSE sollen die Schlüsselanforderungen Transparenz, Konsistenz, Vollständigkeit, Vergleichbarkeit und Genauigkeit auf der Datenebene erfüllt werden.

Zur Erfüllung der Schlüsselanforderungen wird den Anforderungen an die Dokumentation im ZSE weiter Raum gegeben. Im ZSE werden die zuständigen Bearbeiter, die Datenquellen und Berechnungsverfahren sowie die Unsicherheiten zu den Zeitreihen ebenso gespeichert, wie Datum und Benutzer der letzten Änderung. Das System verfügt über eine Historienverwaltung, in der gelöschte Werte archiviert werden. Rückverfolgungen und Rekonstruktion von Daten werden so ermöglicht und damit auch die unabhängige Überprüfung durch Dritte. Für die Durchführung der Qualitätssicherung auf der Datenebene werden unterstützende Instrumente bereitgestellt oder entwickelt (z.B. System zur Erfassung von Unsicherheiten, Plausibilitätsprüfungen). Der Transparenz wird vor allem dadurch Rechnung getragen, dass die Datenerfassung in der Struktur erfolgt, wie die Daten bereitgestellt werden und sämtliche Bearbeitungen und Transformationen hin zu einem Berichtsformat erst im ZSE erfolgen und somit nachvollziehbar bleiben. So kann das ZSE detaillierte technik-spezifische Aktivitätsdaten und Emissionsfaktoren verwalten, die über Rechenregeln (Berechnungsverfahren) zu aggregierten, quellgruppenspezifischen Werten für die Berichtsformate weiterverarbeitet werden. Die Aggregation der einzelnen ZSE-Zeitreihen zu den CRF-Berichtszeilen sind in Anhang 3 bzw. Kapitel 14f jeweils bei den einzelnen Quellgruppen beschrieben. Neben der Aggregation und Modellbildung für Berechnungen ermöglicht das ZSE auch die Durchführung von Szenarien- und Prognoseberechnungen.

Über das ZSE wird auch der Datenaustausch im Rahmen des Nationalen Systems – also innerhalb des UBA und mit Dritten - organisiert. Neben der Direkteingabe können aus vorhandenen Datenbanken aggregierte Werte über eine Standardschnittstelle importiert werden (z.B. TREMOD, GAS-EM). Ziel ist es, dass Inventardaten möglichst direkt von den inhaltlich zuständigen Fachverantworlichen in das ZSE eingepflegt oder zumindest vom ZSE-Administrator über die Importschnittstelle eingelesen werden. Dies gilt für UBA-interne und für externe Mitwirkende am Nationalen System. Um dies zu erreichen, wurden seit dem Jahr 2001 grundlegende Vorbereitungen getroffen:

- Mit der Bereitstellung eines *Standardisierten Importformats des ZSE* im Jahr 2002 wurde der direkte Datenimport aus anderen emissionsrelevanten Datenbanken ermöglicht.
- Im September 2002 wurde den beteiligten Fachexperten aus dem UBA ein direkter Zugang zum ZSE über das UBA-Netzwerk ermöglicht. Die Betroffenen werden über eine jährliche Interessensumfrage ermittelt, so dass unterdessen ein weitgehend flächendeckender Zugriff der betroffenen Fachexperten im Hause besteht. Die schreibenden Zugriffsrechte für diese Experten sind generell auf die Datenbankinhalte beschränkt, für die eine fachliche Zuständigkeit besteht.
- Im November 2002 und 2003 wurden Schulungen für die betroffenen UBA-Mitarbeitern zur Handhabung des ZSE durchgeführt.
- Den Schulungsteilnehmern wurde mit dem *ZSE/Point Source User Manual* eine Beschreibung der Datenbank zur Verfügung gestellt (UBA, 2002c).

Nachdem mit der Inbetriebnahme der Vollversion des ZSE im Jahr 2002 die wesentlichen technischen Voraussetzungen für die Erfüllung der Kyoto-Anforderungen an die Inventare geschaffen worden sind, gilt es nun, die Umstellung der rechnerischen Verfahren zur Emissionsermittlung sowie die Organisation der Datengewinnung vollständig auf das ZSE umzustellen. Im Jahr 2005 soll die Anbindung des ZSE an das Internet erfolgen. Dies ermöglicht auch den externen Experten die direkte Dateneingabe bzw. -recherche im ZSE.

Weitere Zukunftsaufgaben des Zentralen Systems Emissionen sind die umfassende Anwendung der Datenbank für die:

- Erfassung qualitativer und quantitativer Angaben über die Datenunsicherheit,
- Erfüllung der Berichtsverpflichtungen unter der Genfer Luftreinhaltekonvention und von EU- Regelungen (z.B. NEC-Richtlinie) über das ZSE,
- maßnahmenorientierte Ausrichtung der Emissionsberechnung, um zukünftig die Wirksamkeit von Emissionsminderungsmaßnahmen besser quantifizieren zu können, sowie
- Erstellung von Prognosen und Szenarien um zukünftig Einschätzungen zur Erfüllung von Minderungsverpflichtungen treffen zu können sowie die Identifikation weiterer Maßnahmen zur Zielerreichung zu ermöglichen.

17.3.1 Dokumentation von Berechnungen im CalQlator

Das Umweltbundesamt hat zur transparenten Dokumentation von Berechnungen ein Rechentool für das ZSE entwickelt, dass Ende 2003 in Betrieb genommen werden konnte. Mit dem CalQlator können komplexe Berechnungsmethoden nachvollziehbar in der Datenbank gespeichert werden. Er erlaubt die Aufstellung von Gleichungen zur Verknüpfung von Eingangsgrößen zu einem Berechnungsverfahren, so dass über die eingegebene Formel das Zustandekommen von Rechenergebnissen rückverfolgt werden kann und über eine Berechnungsänderung die konsistente Neuberechnung einer gesamten Zeitreihe möglich wird. Über die Definition von Ungleichungen kann der CalQlator auch zur Qualitätssicherung eingesetzt werden, indem z.B. Prüfbedingungen für maximale Abweichungen definiert werden. Im Januar 2004 wurden die ersten Mitarbeiter des UBA mit dem dem CalQlator im Rahmen einer Schulung vertraut gemacht.

17.3.2 Datentransfer zwischen den Datenbanken TREMOD und ZSE

Für die Quellgruppe *Straßenverkehr* wurde für den Transfer der in der Datenbank TREMOD (Transport Emission Estimation Model) abgelegten Emissionsdaten in die Datenbank ZSE in den Jahren 1999/2000 eine Schnittstelle programmiert, die 2003 an die mittlerweile erfolgten Weiterentwicklung der Datenbank ZSE neu angepasst wurde.

Das aktuelle ZSE-Importformat ist in der folgenden Tabelle 115 dargestellt.

Tabelle 115: Dimensionen im ZSE und zugehörige TREMOD-Kategorien

Überschrift ZSE	**Beschreibung**	**Kategorien in TREMOD**
SE:Name	Strukturelement	Fahrzeugkategorie, Fahrzeugschicht, Straßenkategorie
Ts:Name	Zeitreihenname	Wie SE:Name
Raumbezug:Name	Deutschland, alte Bundesländer, neue Bundesländer	Szenario, Land
Wertetyp:Name	Aktivitätsrate (Energieverbrauch), Emission	Energie, Komponente
Schadstoff:Name	z.B. Kohlendioxid, Schwefeldioxid...	Komponente
EmiGru:Name	Emittentengruppe, z.B. Straßenverkehr innerorts	Straßenkategorie
VwA:Name	Verwendungsart: Antrieb, Verdunstung	Emissionskategorie (warm, Start, Verdunstung)
Material:Name	Material (Input) z.B. Dieselkraftstoff*Energiebilanz	Energie, Energiebilanz, Korrekturfaktor Energiebilanz
Massna:Name	Maßnahme: konventionell, Minderungstechnik	Emissionstandard (Fahrzeugschicht)
Technik:Name	Technik, z.B. Personenkraftwagen	Fahrzeugkategorie
EBZ:Name	Energiebilanzquelle, z.B. Straßenverkehr 95	-
Unit	Einheit: TJ, kg/TJ, t	

Die wesentliche Kategorie in ZSE ist das Strukturelement (SE). Um Aktivitätsraten und Emissionsfaktoren aus TREMOD für die Strukturelemente abzuleiten, müssen mehrere TREMOD-Kategorien kombiniert werden. Ein Strukturelement setzt sich demnach zusammen aus

- Straßenkategorien (in ZSE als "Emigruppe")
- Fahrzeugkategorien, in ZSE z.T. aggregiert als Kategorie „Technik“
- Fahrzeugschicht (in ZSE Kategorie „Maßnahme“, unterscheidet „konventionell“ und „Minderungstechnik“)
- Emissionskategorien („warm“ und „Start“ entspricht dem ZSE-Bereich „Antrieb“, „Abstellen“ und „Tankatmung“ dem ZSE-Bereich „Verdunstung“)
- Energie (ZSE-Kategorie „Material“); Die „Materialarten“ Biodiesel, Petroleum und Flüssiggas sind derzeit nicht in TREMOD enthalten.

Tabelle 116: Zuordnung der ZSE-Strukturelemente (erste Zeile) und TREMOD-Kategorie (zweite Zeile)

SE:Name (ID)	EmiGru	Technik	Massna	Bereich	Material
-	SK	FzKat	Fahrzeugschicht	Emissionskat.	Energie
SV LNFO KOAB	AB	LNF	KO: ohne GKat	Antrieb	Benzin
SV LNFO KOAO	ao	LNF	KO: ohne GKat	Antrieb	Benzin
SV LNFO KOIO	io	LNF	KO: ohne GKat	Antrieb	Benzin
SV LNFO KOVD	io	LNF	KO: ohne GKat	Verdunstung	Benzin
SV LNFO MTAB	AB	LNF	MT: mit GKat	Antrieb	Benzin
SV LNFO MTAO	ao	LNF	MT: mit GKat	Antrieb	Benzin
SV LNFO MTIO	io	LNF	MT: mit GKat	Antrieb	Benzin
SV LNFO MTVD	io	LNF	MT: mit GKat	Verdunstung	Benzin
SV MOPED	io	KKR	KO: Alle	Antrieb	Benzin
SV MOPED VD	io	KKR	KO: Alle	Verdunstung	Benzin
SV MRAD KOAB	AB	KR	KO: vor EURO1	Antrieb	Benzin
SV MRAD KOAO	ao	KR	KO: vor EURO1	Antrieb	Benzin
SV MRAD KOIO	io	KR	KO: vor EURO1	Antrieb	Benzin
SV MRAD KOVD	io	KR	KO: vor EURO1	Verdunstung	Benzin
SV MRAD MTAB	AB	KR	MT: ab EURO 1	Antrieb	Benzin
SV MRAD MTAO	ao	KR	MT: ab EURO 1	Antrieb	Benzin
SV MRAD MTIO	io	KR	MT: ab EURO 1	Antrieb	Benzin
SV MRAD MTVD	io	KR	MT: ab EURO 1	Verdunstung	Benzin
SV PKWO KOAB	AB	PKW	KO: ohne GKat	Antrieb	Benzin
SV PKWO KOAO	ao	PKW	KO: ohne GKat	Antrieb	Benzin
SV PKWO KOIO	io	PKW	KO: ohne GKat	Antrieb	Benzin, Flüssiggas
SV PKWO KOVD	io	PKW	KO: ohne GKat	Verdunstung	Benzin
SV PKWO MTAB	AB	PKW	MT: mit GKat	Antrieb	Benzin
SV PKWO MTAO	ao	PKW	MT: mit GKat	Antrieb	Benzin
SV PKWO MTIO	io	PKW	MT: mit GKat	Antrieb	Benzin
SV PKWO MTVD	io	PKW	MT: mit GKat	Verdunstung	Benzin
SV BUS KOAB	AB	RBus, LBus	KO: vor EURO1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV BUS KOAO	ao	RBus, LBus	KO: vor EURO1	Antrieb	Diesel, Biodiesel, Petroleum
SV BUS KOIO	io	RBus, LBus	KO: vor EURO1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV BUS MTAB	AB	RBus, LBus	MT: ab EURO 1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV BUS MTAO	ao	RBus, LBus	MT: ab EURO 1	Antrieb	Diesel, Biodiesel, Petroleum
SV BUS MTIO	io	RBus, LBus	MT: ab EURO 1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV LNFD KOAB	AB	LNF	KO: vor EURO1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV LNFD KOAO	ao	LNF	KO: vor EURO1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV LNFD KOIO	io	LNF	KO: vor EURO1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV LNFD MTAB	AB	LNF	MT: ab EURO 1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV LNFD MTAO	ao	LNF	MT: ab EURO 1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV LNFD MTIO	io	LNF	MT: ab EURO 1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV PKWD KOAB	AB	PKW	KO: vor EURO1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV PKWD KOAO	ao	PKW	KO: vor EURO1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV PKWD KOIO	io	PKW	KO: vor EURO1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV PKWD MTAB	AB	PKW	MT: ab EURO 1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV PKWD MTAO	ao	PKW	MT: ab EURO 1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV PKWD MTIO	io	PKW	MT: ab EURO 1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV SNF KOAB	AB	LKW, LZ, SZ	KO: vor EURO1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV SNF KOAO	ao	LKW, LZ, SZ	KO: vor EURO1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV SNF KOIO	io	LKW, LZ, SZ	KO: vor EURO1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV SNF MTAB	AB	LKW, LZ, SZ	MT: ab EURO 1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV SNF MTAO	ao	LKW, LZ, SZ	MT: ab EURO 1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV SNF MTIO	io	LKW, LZ, SZ	MT: ab EURO 1	Antrieb	Diesel, Biodiesel

Anmerkungen: FzKat: Fahrzeugkategorie, SK: Straßenkategorie, Material: kursive Komponenten nicht in TREMOD enthalten

17.3.3 Weiteres Vorgehen

Die entwickelte Schnittstelle setzt sowohl auf der Struktur als auch auf den Daten der TREMOD-Version 3.0 vom 31.10.2002 auf. Derzeit wird TREMOD im Auftrag der BASt umgestaltet und erweitert (IFEU, 2003b). Außerdem ist die Integration der neuen Strukturen und Ergebnisse des Handbuch Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs (INFRAS, 2003) vorgesehen. Diese Arbeiten werden auch eine Anpassung der ZSE-Schnittstelle erfordern.

Eine einfache Aktualisierung der ZSE-Schnittstelle wird nach jetziger Erkenntnis zumindest die Berücksichtigung der neuen Fahrzeugschichtdefinitionen des Handbuchs erfordern. Diese Anpassung wird ohne großen Aufwand bei der Aktualisierung von TREMOD möglich sein.

Weiterhin erscheint sinnvoll, zukünftig die Integration der bisher nicht in TREMOD berücksichtigten Energieträger Biodiesel, Petroleum, Flüssiggas und Erdgas in das TREMOD-Modell. Im Rahmen der TREMOD-Weiterentwicklung im Auftrag der BASt sollen bis Mitte 2004 entsprechende Strukturen in TREMOD aufgebaut werden, die zukünftig geeignete Basisdaten aufnehmen und Ergebnisse für ZSE liefern könnten.

Die vereinfachte Aufteilung der Daten des Jahres 1994 auf alte und neue Bundesländer sollte ebenfalls durch eine Differenzierung der Eingangsdaten (Bestände, Fahrleistungen) bereits in der TREMOD-Basis ersetzt werden um eine plausible Zeitreihe der Emissionen für West- und Ostdeutschland zu erhalten.

Diese Änderungen sollten möglichst zeitgleich mit der Aktualisierung aufgrund des neuen Handbuchs erfolgen, da sich mit dem neuen Handbuch sowieso fast alle Emissionsfaktoren (auch rückwirkend) ändern werden.

17.4 Die webbasierte German Emission Factor Database (GEREF)

Das Umweltbundesamt (UBA) stellt in GEREF (GERman Emission Factor Database) sämtliche Emissionsfaktoren für Deutschland vor, mit denen Berichtspflichten gegenüber dem Klimaschutzsekretariat und der Europäischen Union erfüllt werden. Diese Datenbank umfasst die Emissionsfaktoren der nationalen Berichterstattung Deutschlands.

Um die Transparenz und Nachvollziehbarkeit der deutschen Emissionssituation zu erhöhen, veröffentlicht das UBA diese Emissionsfaktoren im Internet und ermöglicht es externen Sachverständigen (Organisationen, Industrie, Forschungseinrichtungen) neue Emissionsfaktoren und Metadaten dem UBA zu übermitteln und bekannt zu machen. Dadurch kann beim UBA eine nationale Datenbasis für Emissionsfaktoren entstehen, die neben den EF der nationalen Berichte, weitere EF gesammelt darstellt. Dies erlaubt Unterschiede zu anderen EF, wie den internationalen Emissionsfaktoren der Datenbank für Emissionsfaktoren (EFDB), die von der IPCC mit Zusatzinformationen betrieben wird, aufzuzeigen und zu diskutieren,. Um deutsche Emissionsfaktoren an die EFDB weiter zu geben bietet GEREF eine Schnittstelle. Der Datenexport von ausgewählten Emissionsfaktoren in die internationale EFDB wird durch das UBA erfolgen.

Die GEREFwurde von der Firma Seven2one GmbH mit der Standardsoftware MESAP implementiert. Der Web-Client (Browser) als Internet Front-End von GEREF ermöglicht der Öffentlichkeit (Besucher) einen lesenden Zugriff auf die Emissionsfaktoren. Registrierte Benutzer können zusätzlich neue Emissionsfaktoren und deren Metainformationen, wie

technische Daten und Literaturhinweise, einspeisen. Dies erfolgt entweder manuell im Web-Client oder automatisch über eine Internet Upload-Funktion.

Die GEREF Webanwendung auf der Grundlage einer MESAP Lösung:

- ist eine Datenbasis zur Verwaltung und Dokumentation von Emissionsfaktoren in Deutschland
- ermöglicht den Zugang zu Emissionsfaktoren über das Internet
- erlaubt Besuchern die Suche und Recherche nach Emissionsfaktoren
- erlaubt Benutzern (registrierten Benutzern) die Einspeisung von neuen Emissionsfaktoren
- stellt die Kompatibilität zu den bestehenden Datenbanken des UBA sicher
- lässt sich einfach um indirekte Treibhausgase und andere Luftschadstoffe erweitern
- unterstützt den Datenexport nach EFDB

18 ANHANG 7: TABELLEN 6.1 UND 6.2 DER IPCC GOOD PRACTICE GUIDANCE

Die Ermittlung der Unsicherheiten nach Tier 1 und nach Tier 2 gemäß Kap 6 der GPGAUM[162)] ist in dem Forschungsvorhaben 202 42 266 (UBA, 2004) vorgesehen. Die Unsicherheiten für die deutschen Treibhausgasinventare sind noch nicht vollständig ermittelt. Begonnen wurde mit einer Ermittlung der Unsicherheiten nach Tier 1 be den datenliefernden Experten der Facheinheiten im UBA sowie externen Einrichtungen. Eine systematische und vollständige Durchführung der Expertenschätzungen wird durch folgende Sachverhalte erschwert.

- Da die Aktivitätsraten überwiegend aus UBA externen Datenquellen (DESTATIS, Branchenverbänden oder sonstigen Statistiken) entnommen werden, gestaltet sich die Unsicherheitsbestimmung schwierig. Entweder müssen Expertenschätzungen von UBA externen Fachexperten durchgeführt werden oder vorhandene Unsicherheitsangaben der externen datenliefernden Institutionen genutzt werden.
- Desweiteren erfolgt die Bestimmung der Aktivitätsraten vielfach, in dem eine externe Datenbasis zugrunde gelegt wird, dann jedoch innerhalb des UBA in vielfältiger Weise rechnerisch angepasst wird (Bspw. BEU, TREMOD u.a.). Hier stellt sich die Frage, wie die Veränderungen der Unsicherheiten durch diese teilweise recht komplexen Rechenoperationen ermittelt werden können.
- Ferner ist die weitere Nutzung der derzeitigen Emissionsfaktoren und Aktivitätsraten in einigen Fällen nicht vorgesehen (z. B CRF 6). Daraus ergibt sich die Frage inwieweit für derartige überarbeitungsbedürftige Werte, zum jetzigen Zeitpunkt eine Ermittlung der Unsicherheiten sinnvoll ist bzw. inwieweit die Neumodellierung der Berechnungsverfahren so weit fortgeschritten ist, dass diejenigen EF und AR vorliegen für welche Unsicherheiten geschätzt werden können.

Der derzeitige Arbeitsstand lässt eine Erstellung der Tabellen 6.1 und 6.2 der IPCC Good Practice Guidance bisher noch nicht zu. Stattdessen werden im Folgenden die bereits erzielten Ergebnisse wiedergegeben.

18.1 Stand der Arbeiten

Um eine erste Einschätzung der Unsicherheiten zu erhalten und um eine Monte-Carlo-Simulation zur Unsicherheitsberechnung nach Tier 2 gemäß Kap. 6 der GPGAUM vorzubereiten, wurden die Unsicherheiten zunächst als Default Werte aus internationalen Erfahrungen ermittelt. Als Datengrundlage dienten Angaben aus der Literatur und nationale Inventarberichte anderer Annex 1-Staaten.

Für die Unsicherheitsbestimmung nach Tier 1 wurde im Oktober 2003 eine erste exemplarische Expertenschätzung für die diffusen Emissionen aus flüssigen und gasförmigen Brennstoffen durchgeführt. Aufbauend auf diesen Erfahrungen wurde ein Leitfaden zur Expertenschätzung von Unsicherheiten entwickelt, der einerseits den Anforderung der IPCC entspricht wie sie im Kap. 6 der GPGAUM niedergelegt sind und andererseits die spezifischen nationalen Gegebenheiten sowie die Organisationsstruktur im UBA berücksichtigt. Diese Anleitung wurde zusammen mit den jeweiligen Zeitreihen der Quellgruppen wie sie im ZSE abgebildet sind, den datenliefernden Facheinheiten im UBA vorgelegt. Der Stand der Ergebnisse kann der 117 entnommen werden.

Tabelle 117: quellgruppenspezifische Unsicherheitsbestimmung nach Tier 1

CRF	Subkategorie	Brennstoff	Wertetyp	Schadstoff	Abweichung unten 1990 [%]	Abweichung oben 1990 [%]	Verteilung 1990	Abweichung unten 2002 [%]	Abweichung oben 2002 [%]	Verteilung 2002
1A1	Gasturbinen	flüssige Brennstoffe	EF	CH4	-90%	10%	L	-50%	50%	U
1A1	Gasturbinen	Erdgas	EF	CH4	-10%	600%	L	-50%	50%	U
1A1	GFA Kesselfeuerungen	Industriemüll	EF	CH4	-75%	75%	U	NE	NE	
1A1	GFA Kesselfeuerungen	Brenngas	EF	CH4	-75%	75%	U	NE	NE	
1A1	GFA Kesselfeuerungen	Braunkohlenbriketts	EF	CH4	-10%	150%	L	-50%	50%	U
1A1	GFA Kesselfeuerungen	andere Brennstoffe	EF	CH4	-50%	50%	U	-50%	50%	U
1A1	Müllverbrennung	Hausmüll/Siedlungsabfall	EF	CH4	-5%	5%	N	0%	0%	N
1A1	Raffinerieprozessfeuerungen		EF	CH4	-75%	75%	U	-75%	75%	U
1A1	TA Luft Kesselfeuerungen	feste und flüssige Brennstoffe	EF	CH4	-50%	50%	U	-50%	50%	U
1A1	TA Luft Kesselfeuerungen	Feste Brennstoffe	EF	CH4	-90%	10%	L	-50%	50%	U
1A1, 1A2f	Motoren	Klärgas, Deponiegas	EF	CH4	-90%	125%	L	-90%	125%	L
1A1, 1A2f	Motoren	flüssige Brennstoffe	EF	CH4	-90%	10%	L	-90%	10%	L
1A1, 1A2f	Motoren	Erdgas	EF	CH4	-75%	125%	L	-75%	125%	L
1A1, 1A2f	übrige Prozessfeuerungen		EF	CH4	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
1A2a			EF	CH4	-10%	10%	T	-10%	10%	T
1A2b	Herstellung von Nichteisen-Schwermetallen (Prozeßfeuerung)		EF	CH4	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
1A2e	Herstellung von Zucker (Prozeßfeuerung)		EF	CH4	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
1A2f	Gasturbinen		EF	CH4	-10%	600%	L	-50%	50%	U
1A2f	GFA Kesselfeuerungen	Industriemüll	EF	CH4	-75%	75%	U	NE	NE	
1A2f	GFA Kesselfeuerungen	Heizöl leicht	EF	CH4	-60%	30%	L	-50%	50%	U
1A2f	GFA Kesselfeuerungen	Brenngas	EF	CH4	-75%	75%	U	NE	NE	
1A2f	GFA Kesselfeuerungen	andere flüssige und gasförmige Brennstoffe	EF	CH4	-50%	50%	U	-50%	50%	U
1A2f	GFA Kesselfeuerungen	andere feste Brennstoffe	EF	CH4	-50%	50%	U	-50%	50%	U
1A2f	Herstellung von Calciumcarbid (Prozeßfeuerung)		EF	CH4	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
1A2f	Herstellung von Glas (Prozeßfeuerung)		EF	CH4	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
1A2f	Herstellung von Grobkeramik (Prozeßfeuerung)		EF	CH4	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
1A2f	Herstellung von Kalk (Prozeßfeuerung)		EF	CH4	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	

Unsicherheitsbestimmung nach Tier 1 (Forts.)

CRF	Subkategorie	Brennstoff	Wertetyp	Schadstoff	Abweichung unten 1990 [%]	Abweichung oben 1990 [%]	Verteilung 1990	Abweichung unten 2002 [%]	Abweichung oben 2002 [%]	Verteilung 2002
1A2f	Herstellung von Zement (Prozeßfeuerung)		EF	CH4	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
1A2f	Kleinfeuerungsanlagen	Flüssiggas	EF	CH4	NE	NE		-75%	200%	L
1A2f	Kleinfeuerungsanlagen	Erdgas	EF	CH4	NE	NE		-75%	200%	L
1A2f	Müllverbrennung	Industriemüll	EF	CH4	-5%	5%	N	0%	0%	N
1A2f	Müllverbrennung	Sulfitablauge	EF	CH4	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
1A2f	TA Luft Kesselfeuerungen	Steinkohlenkoks	EF	CH4	-5%	600%	L	-50%	50%	U
1A2f	TA Luft Kesselfeuerungen	Petroleum	EF	CH4	-75%	75%	U	NE	NE	
1A2f	TA Luft Kesselfeuerungen	Kokerei-/Stadtgas	EF	CH4	-75%	75%	U	NE	NE	
1A2f	TA Luft Kesselfeuerungen	Industriemüll	EF	CH4	-75%	75%	U	NE	NE	
1A2f	TA Luft Kesselfeuerungen	Brennholz	EF	CH4	-75%	75%	U	NE	NE	
1A2f	TA Luft Kesselfeuerungen	Brenngas	EF	CH4	-75%	75%	U	NE	NE	
1A2f	TA Luft Kesselfeuerungen	andere flüssige und gasförmige Brennstoffe	EF	CH4	-50%	50%	U	-50%	50%	U
1A2f	TA Luft Kesselfeuerungen	andere feste Brennstoffe	EF	CH4	-90%	10%	L	-50%	50%	U
1A3a			EF	CH4	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
1A3b			EF	CH4	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
1A3c			EF	CH4	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
1A3d			EF	CH4	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
1A3e	Gasturbinen in Erdgasverdichterstationen		EF	CH4	-10%	600%	L	-50%	50%	U
1A3e	mobile Quellen		EF	CH4	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
1A4	stationäre Feuerungen, TA Luft-Anlagen	Steinkohlenkoks	EF	CH4	-75%	4000%	L	-50%	100%	L
1A4	stationäre Feuerungen, TA Luft-Anlagen	Steinkohle	EF	CH4	-90%	150%	L	-50%	100%	L
1A4	stationäre Feuerungen, TA Luft-Anlagen	Rohbraunkohle	EF	CH4	NE	NE		-75%	150%	L
1A4	stationäre Feuerungen, TA Luft-Anlagen	Braunkohlenteer	EF	CH4	-75%	2000%	L	NE	NE	
1A4	stationäre Feuerungen, TA Luft-Anlagen	Braunkohlenbriketts	EF	CH4	-75%	2000%	L	-50%	100%	L
1A4, 1A5	mobile Quellen		EF	CH4	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen	gasförmig (ohne Flüssiggas)	EF	CH4	-75%	200%	L	-50%	100%	L
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen	Flüssiggas	EF	CH4	-75%	200%	L	-75%	200%	L
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen	flüssig (ohne Flüssiggas)	EF	CH4	-99%	99%	N	-25%	50%	L

Unsicherheitsbestimmung nach Tier 1 (Forts.)

CRF	Subkategorie	Brennstoff	Wertetyp	Schadstoff	Abweichung unten 1990 [%]	Abweichung oben 1990 [%]	Verteilung 1990	Abweichung unten 2002 [%]	Abweichung oben 2002 [%]	Verteilung 2002
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA Haushalte	Rohbraunkohle	EF	CH4	-75%	100%	L	-90%	150%	L
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA Haushalte	Brenntorf	EF	CH4	-75%	100%	L	-75%	150%	L
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA Haushalte	andere feste Brennstoffe	EF	CH4	-75%	100%	L	-50%	100%	L
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA Landwirtschaft und Gärtnereien	Steinkohlenkoks	EF	CH4	-75%	4000%	L	NE	NE	
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA Landwirtschaft und Gärtnereien	Steinkohle	EF	CH4	-75%	100%	L	-50%	100%	L
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA Landwirtschaft und Gärtnereien	Rohbraunkohle	EF	CH4	-75%	4000%	L	NE	NE	
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA Landwirtschaft und Gärtnereien	Brennholz, naturbelassen	EF	CH4	NE	NE		-50%	100%	L
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA Landwirtschaft und Gärtnereien	Braunkohlebriketts	EF	CH4	-75%	2000%	L	-50%	100%	L
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA übrige Kleinverbraucher	Steinkohlenkoks	EF	CH4	-75%	4000%	L	-50%	100%	L
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA übrige Kleinverbraucher	Steinkohlenbriketts	EF	CH4	-75%	2000%	L	-50%	100%	L
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA übrige Kleinverbraucher	Steinkohle	EF	CH4	-75%	100%	L	-50%	100%	L
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA übrige Kleinverbraucher	Staub-/Trockenkohle	EF	CH4	-75%	2000%	L	-90%	150%	L
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA übrige Kleinverbraucher	Rohbraunkohle	EF	CH4	-75%	4000%	L	-75%	150%	L
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA übrige Kleinverbraucher	Holzabfaelle (Resthoelzer)	EF	CH4	NE	NE		-50%	100%	L
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA übrige Kleinverbraucher	Hartbraunkohle	EF	CH4	NE	NE		-90%	150%	L
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA übrige Kleinverbraucher	Brenntorf	EF	CH4	NE	NE		-90%	150%	L
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA übrige Kleinverbraucher	Brennholz	EF	CH4	-75%	100%	L	NE	NE	
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA übrige Kleinverbraucher	Braunkohlenkoks	EF	CH4	-75%	2000%	L	-90%	150%	L
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA übrige Kleinverbraucher	Braunkohlenbriketts	EF	CH4	-75%	2000%	L	-50%	100%	L
1A5	stationäre Feuerungen, TA Luft-Anlagen	Steinkohlenkoks	EF	CH4	-75%	1000%	L	NE	NE	
1A5	stationäre Feuerungen, TA Luft-Anlagen	Steinkohle	EF	CH4	-90%	100%	L	-50%	100%	L

Unsicherheitsbestimmung nach Tier 1 (Forts.)

CRF	Subkategorie	Brennstoff	Wertetyp	Schadstoff	Abweichung unten 1990 [%]	Abweichung oben 1990 [%]	Verteilung 1990	Abweichung unten 2002 [%]	Abweichung oben 2002 [%]	Verteilung 2002
1A1	andere GFA Kesselfeuerungen	Rohbraunkohle, Steinkohle	EF	N2O	-75%	75%	U	-50%	50%	U
1A1	Gasturbinen		EF	N2O	-75%	75%	U	-50%	50%	U
1A1	GFA Braunkohlebergbau	Rohbraunkohle	EF	N2O	-10%	150%	L	-50%	50%	U
1A1	GFA Kesselfeuerungen	Petrolkoks	EF	N2O	-90%	10%	L	-50%	50%	U
1A1	GFA Kesselfeuerungen	Industriemüll	EF	N2O	-75%	75%	U	NE	NE	
1A1	GFA Kesselfeuerungen	Heizöl leicht	EF	N2O	-60%	30%	L	-50%	50%	U
1A1	GFA Kesselfeuerungen	Brenngas	EF	N2O	-75%	75%	U	NE	NE	
1A1	GFA Kesselfeuerungen	Braunkohlederivate	EF	N2O	-50%	50%	U	-50%	50%	U
1A1	GFA Kesselfeuerungen	andere Mneralölprodukte	EF	N2O	-75%	75%	U	-50%	50%	U
1A1	GFA Kesselfeuerungen	andere flüssige und feste Brennstoffe	EF	N2O	-90%	10%	L	-50%	50%	U
1A1	Motoren	übrige Brennstoffe	EF	N2O	-86%	122%	L	-71%	112%	L
1A1	Motoren	leichtes Heizöl	EF	N2O	-86%	122%	L	-71%	122%	L
1A1	Motoren	Klärgas	EF	N2O	-78%	104%	L	-90%	103%	L
1A1	Motoren	Erdgas	EF	N2O	-86%	122%	L	-65%	115%	L
1A1	Müllverbrennung	Hausmüll/Siedlungsabfall	EF	N2O	-20%	20%	N	-20%	20%	N
1A1	Raffinerieprozessfeuerungen		EF	N2O	-75%	75%	U	-75%	75%	U
1A1	TA Luft	Flüssiggas	EF	N2O	-75%	75%	U	-50%	50%	U
1A1	TA Luft	feste Brennstoffe	EF	N2O	-75%	75%	U	-50%	50%	U
1A1	TA Luft	andere flüssige und gasförmige Brennstoffe	EF	N2O	-60%	30%	L	-50%	50%	U
1A1, 1A2f	übrige Prozessfeuerungen		EF	N2O	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
1A2a			EF	N2O	-10%	10%	T	-10%	10%	T
1A2b	Herstellung von Nichteisen-Schwermetallen (Prozeßfeuerung)		EF	N2O	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
1A2e	Herstellung von Zucker (Prozeßfeuerung)		EF	N2O	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
1A2f	Gasturbinen		EF	N2O	-50%	50%	U	-50%	50%	U

Unsicherheitsbestimmung nach Tier 1 (Forts.)

CRF	Subkategorie	Brennstoff	Wertetyp	Schadstoff	Abweichung unten 1990 [%]	Abweichung oben 1990 [%]	Verteilung 1990	Abweichung unten 2002 [%]	Abweichung oben 2002 [%]	Verteilung 2002
1A2f	GFA Kesselfeuerungen	Steinkohle, Steinkohlenkoks	EF	N2O	-50%	300%	L	-50%	50%	U
1A2f	GFA Kesselfeuerungen	Heizöl schwer	EF	N2O	-90%	10%	L	-50%	50%	U
1A2f	GFA Kesselfeuerungen	Heizöl leicht	EF	N2O	-60%	30%	L	-50%	50%	U
1A2f	GFA Kesselfeuerungen	Brenngas	EF	N2O	-75%	75%	U	NE	NE	
1A2f	GFA Kesselfeuerungen	andere gasförmige Brennstoffe	EF	N2O	-90%	10%	L	-50%	50%	U
1A2f	GFA Kesselfeuerungen	andere feste Brennstoffe	EF	N2O	-75%	75%	U	-50%	50%	U
1A2f	Herstellung von Calciumcarbid (Prozeßfeuerung)		EF	N2O	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
1A2f	Herstellung von Glas (Prozeßfeuerung)		EF	N2O	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
1A2f	Herstellung von Grobkeramik (Prozeßfeuerung)		EF	N2O	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
1A2f	Herstellung von Kalk (Prozeßfeuerung)		EF	N2O	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
1A2f	Herstellung von Zement (Prozeßfeuerung)		EF	N2O	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
1A2f	Kleinfeuerungsanlagen	Flüssiggas	EF	N2O	NE	NE		-70%	70%	N
1A2f	Kleinfeuerungsanlagen	Erdgas	EF	N2O	NE	NE		-70%	70%	N
1A2f	Motoren	übrige Brennstoffe	EF	N2O	-86%	122%	L	-71%	112%	L
1A2f	Motoren	Erdgas	EF	N2O	-86%	122%	L	-71%	112%	L
1A2f	Müllverbrennung	Industriemüll	EF	N2O	-60%	5%	L	-60%	5%	L
1A2f	Müllverbrennung	Sulfitablauge	EF	N2O	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
1A2f	TA Luft Kesselfeuerungen	Steinkohle, Steinkohlenkoks	EF	N2O	-50%	300%	L	-50%	50%	U
1A2f	TA Luft Kesselfeuerungen	Petroleum	EF	N2O	-75%	75%	U	NE	NE	
1A2f	TA Luft Kesselfeuerungen	Kokerei-/Stadtgas	EF	N2O	-75%	75%	U	NE	NE	
1A2f	TA Luft Kesselfeuerungen	Erdgas, Erdölgas	EF	N2O	-60%	30%	L	-50%	50%	U
1A2f	TA Luft Kesselfeuerungen	Brennholz	EF	N2O	-75%	75%	U	NE	NE	
1A2f	TA Luft Kesselfeuerungen	Brenngas	EF	N2O	-75%	75%	U	NE	NE	
1A2f	TA Luft Kesselfeuerungen	andere Gase	EF	N2O	-90%	10%	L	-50%	50%	U
1A2f	TA Luft Kesselfeuerungen	andere flüssige Brennstoffe	EF	N2O	-60%	30%	L	-50%	50%	U
1A2f	TA Luft Kesselfeuerungen	andere feste Brennstoffe	EF	N2O	-75%	75%	U	-50%	50%	U

Unsicherheitsbestimmung nach Tier 1 (Forts.)

CRF	Subkategorie	Brennstoff	Wertetyp	Schadstoff	Abweichung unten 1990 [%]	Abweichung oben 1990 [%]	Verteilung 1990	Abweichung unten 2002 [%]	Abweichung oben 2002 [%]	Verteilung 2002
1A3a			EF	N2O	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
1A3b			EF	N2O	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
1A3c			EF	N2O	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
1A3d			EF	N2O	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
1A3e	Gasturbinen in Erdgasverdichterstationen		EF	N2O	-50%	50%	U	-50%	50%	U
1A3e	mobile Quellen		EF	N2O	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
1A4	stationäre Feuerungen, TA Luft-Anlagen	Steinkohlenkoks	EF	N2O	-90%	100%	L	-50%	50%	N
1A4	stationäre Feuerungen, TA Luft-Anlagen	Steinkohle	EF	N2O	-75%	100%	L	-50%	50%	N
1A4	stationäre Feuerungen, TA Luft-Anlagen	Rohbraunkohle	EF	N2O	NE	NE		-75%	100%	L
1A4	stationäre Feuerungen, TA Luft-Anlagen	Braunkohlenteer	EF	N2O	-90%	150%	L	NE	NE	
1A4	stationäre Feuerungen, TA Luft-Anlagen	Braunkohlenbriketts	EF	N2O	-75%	150%	L	-50%	50%	N
1A4, 1A5	mobile Quellen		EF	N2O	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen	gasförmig (ohne Flüssiggas)	EF	N2O	-70%	70%	N	-35%	35%	N
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen	Flüssiggas	EF	N2O	-70%	70%	N	-70%	70%	N
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen	flüssig (ohne Flüssiggas)	EF	N2O	-70%	70%	N	-35%	35%	N
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA Haushalte	Steinkohlenkoks	EF	N2O	-90%	50%	L	-50%	50%	N
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA Haushalte	Steinkohlenbriketts	EF	N2O	-75%	150%	L	-50%	50%	N
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA Haushalte	Rohbraunkohle	EF	N2O	-75%	150%	L	-90%	100%	L
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA Haushalte	Brenntorf	EF	N2O	-75%	150%	L	-90%	100%	L
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA Haushalte	Brennholz	EF	N2O	-75%	100%	L	NE	NE	
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA Haushalte	andere feste Brennstoffe	EF	N2O	-75%	150%	L	-50%	50%	N
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA Landwirtschaft und Gärtnereien	Steinkohlenkoks	EF	N2O	-90%	50%	L	NE	NE	
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA Landwirtschaft und Gärtnereien	Steinkohle	EF	N2O	-75%	75%	L	-50%	50%	N
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA Landwirtschaft und Gärtnereien	Rohbraunkohle	EF	N2O	-90%	150%	L	NE	NE	
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA Landwirtschaft und Gärtnereien	Brennholz, naturbelassen	EF	N2O	NE	NE		-50%	50%	N
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA Landwirtschaft und Gärtnereien	Braunkohlenbriketts	EF	N2O	-90%	100%	L	-50%	50%	N
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA übrige Kleinverbraucher	Steinkohlenkoks	EF	N2O	-90%	50%	L	-50%	50%	N

Unsicherheitsbestimmung nach Tier 1 (Forts.)

CRF	Subkategorie	Brennstoff	Wertetyp	Schadstoff	Abweichung unten 1990 [%]	Abweichung oben 1990 [%]	Verteilung 1990	Abweichung unten 2002 [%]	Abweichung oben 2002 [%]	Verteilung 2002
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA übrige Kleinverbraucher	Steinkohlenbriketts	EF	N2O	-75%	150%	L	-50%	50%	N
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA übrige Kleinverbraucher	Steinkohle	EF	N2O	-75%	75%	L	-50%	50%	N
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA übrige Kleinverbraucher	Staub-/Trockenkohle	EF	N2O	-90%	150%	L	-75%	100%	L
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA übrige Kleinverbraucher	Rohbraunkohle	EF	N2O	-90%	150%	L	-75%	150%	L
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA übrige Kleinverbraucher	Holzabfaelle (Resthoelzer)	EF	N2O	NE	NE		-50%	50%	N
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA übrige Kleinverbraucher	Hartbraunkohle	EF	N2O	NE	NE		-75%	150%	L
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA übrige Kleinverbraucher	Brenntorf	EF	N2O	NE	NE		-75%	150%	L
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA übrige Kleinverbraucher	Brennholz	EF	N2O	-90%	100%	L	NE	NE	
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA übrige Kleinverbraucher	Braunkohlenkoks	EF	N2O	-90%	150%	L	-75%	100%	L
1A4, 1A5	stationäre Feuerungen, KFA übrige Kleinverbraucher	Braunkohlenbriketts	EF	N2O	-90%	150%	L	-50%	50%	N
1A5	stationäre Feuerungen, TA Luft-Anlagen	Steinkohlenkoks	EF	N2O	-90%	100%	L	NE	NE	
1A5	stationäre Feuerungen, TA Luft-Anlagen	Steinkohle	EF	N2O	-75%	100%	L	-50%	50%	N
1A1a			EF	CO2	fehlt	fehlt		-3%	3%	T
1A1b			EF	CO2	fehlt	fehlt		-1%	1%	fehlt
1A1c			EF	CO2	fehlt	fehlt		-5%	5%	fehlt
1A2			EF	CO2	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
1A3			EF	CO2	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
1A4			EF	CO2	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
1A5			EF	CO2	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
2A1	Zementproduktion		EF	CO2	fehlt	fehlt		-20%	20%	fehlt
2A2	Kalkproduktion		EF	CO2	-10%	10%	T	-30%	10%	L
2A3	Dolomit- und Kalkproduktion		NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
2A4	Sodaproduktion		EF	CO2	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
2A5	Asphaltmischanlagen		EF	NE						
2A6	Road Paving with Asphalt		NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE

Unsicherheitsbestimmung nach Tier 1 (Forts.)

CRF	Subkategorie	Brennstoff	Wertetyp	Schadstoff	Abweichung unten 1990 [%]	Abweichung oben 1990 [%]	Verteilung 1990	Abweichung unten 2002 [%]	Abweichung oben 2002 [%]	Verteilung 2002
2A7	Glasproduktion		EF	CO2	fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
2C1	Gießereien: Eisen-, Stahl- und Tempergußproduktion		EF	CH4	-10%	10%	T	-10%	10%	T
2C1	Rohstahlproduktion		EF	CO2	-10%	10%	T	-10%	10%	T
2C3	Aluminiumproduktion: Hüttenaluminium		EF	CO2	-15%	15%	N	-15%	15%	N
2C3	Aluminiumproduktion: Hüttenaluminium		EF	PFC	-	-	-	-15%	15%	N
2C4	SF6 used in Aluminium and Magnesium Foundries		EF	SF6	-	-	-	fehlt	fehlt	
4A			EF		fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
4B1	SNAP 10 05 01		EF	N2O	Verweis auf CORINAIR B1010-19 zu NH3, N2O, NO, VOC					
4B1	SNAP 10 05 02		EF	N2O	Verweis auf CORINAIR B1010-19 zu NH3, N2O, NO, VOC					
4B3	SNAP 10 05 05		EF	N2O	Verweis auf CORINAIR B1010-19 zu NH3, N2O, NO, VOC					
4B6	SNAP 10 05 06		EF	N2O	Verweis auf CORINAIR B1010-19 zu NH3, N2O, NO, VOC					
4B9	SNAP 10 05 07		EF	N2O	Verweis auf CORINAIR B1010-19 zu NH3, N2O, NO, VOC					
4B9	SNAP 10 05 08		EF	N2O	Verweis auf CORINAIR B1010-19 zu NH3, N2O, NO, VOC					
4B9	SNAP 10 05 09		EF	N2O	Verweis auf CORINAIR B1010-19 zu NH3, N2O, NO, VOC					
4D	SNAP 10 01 00		EF	N2O	Verweis auf CORINAIR B1010-19 zu NH3, N2O, NO, VOC					
4D	SNAP 10 02 00		EF	N2O	Verweis auf CORINAIR B1010-19 zu NH3, N2O, NO, VOC					
4D	SNAP 10 03 00		EF	N2O	Verweis auf CORINAIR B1010-19 zu NH3, N2O, NO, VOC					
4A1	SNAP 10 04 01		AR		fehlt	fehlt		-10%	10%	fehlt
4A1	SNAP 10 04 02		AR		fehlt	fehlt		-10%	10%	fehlt
4A3	SNAP 10 04 03		AR		fehlt	fehlt		-10%	10%	fehlt
4A6	SNAP 10 04 05		AR		fehlt	fehlt		-10%	10%	fehlt
4A9	SNAP 10 04 08		AR		fehlt	fehlt		-10%	10%	fehlt
4A9	SNAP 10 04 09		AR		fehlt	fehlt		-10%	10%	fehlt
4A9	SNAP 10 04 10		AR		fehlt	fehlt		-10%	10%	fehlt
4B			AR		fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
4D			AR		fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
5A			AR		fehlt	fehlt		-10%	10%	fehlt
5B			AR		fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
5C			AR		fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	
5D			AR		fehlt	fehlt		fehlt	fehlt	

18.2 Weiteres Vorgehen zur Bestimmung der Unsicherheiten nach Tier 1

Für die weitere Bestimmung der Unsicherheiten nach Tier 1 gemäß Kap. 6 der GPGAUM ist vorgesehen, die Quellgruppen Energie, Verkehr und Landwirtschaft separat zu behandeln.

Für die Aktivitätsraten in der Quellgruppe Energie (CRF 1) werden die Unsicherheiten von den Experten der AG Energiebilanzen abgeschätzt. Die Unsicherheiten der Emissionsfaktoren für CO_2 werden von den Experten im UBA FG I 2.5 abgeschätzt.

Die Unsicherheiten der Aktivitätsraten in der Quellgruppe Verkehr (überwiegend CRF 1 A 3) werden ebenfalls von Experten der AG Energiebilanzen abgeschätzt. Die Unsicherheiten der Emissionsfaktoren für CH_4 und N_2O werden von Experten im UBA FG I 3.1 bzw. I 3.2 abgeschätzt.

Die Unsicherheiten in der Quellgruppe Landwirtschaft (CRF 4) werden von Experten im BMVEL bzw. der Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL) abgeschätzt.

Die Unsicherheitsbestimmung für die übrigen Quellgruppen erfolgte einerseits bereits sukzessive im Rahmen der Zuarbeit der datenliefernden Facheinheiten im UBA zur aktuellen Emissionsberichterstattung. Andererseits werden die leitfadengestützten Expertenschätzungen insbesondere in denjenigen Quellgruppen fortgesetzt, für die im Rahmen der Zuarbeit keine oder nur unvollständige Angaben zu den Unsicherheiten gemacht worden sind.

18.3 Durchführung der Unsicherheitsberechnung nach Tier 2 gemäß Kap 6 der GPGAUM

Die Monte-Carlo Simulation zur Unsicherheitsberechnung tritt in zwei unterschiedlichen Varianten im Zuge der Erstellung der Nationalen Emissionsinventars auf. Zum Einen auf unterster Aggregationsebene (*Strukturelemente im ZSE*), bei der Berechnung der Emissionen als Produkt aus Aktivitätsrate (AR) und Emissionsfaktor (EF). Zum Zweiten bei Aggregation der einzelnen Prozesse zu Quellgruppen bzw. Quellgruppenbereiche bzw. bei der Aggregation über die unterschiedlichen Schadstoffe unter Zuhilfenahme der GWP-Werte163. Auf welchem Aggregationsniveau die Monte-Carlo Simulation tatsächlich Einsatz findet hängt von der Datengrundlage und den verfügbaren Ressourcen ab.

Grundlage für die Berechnung der Unsicherheiten ist die Quellgruppenstruktur wie sie vom IPPC festgelegt und im ZSE bereits in Form von Zeitreihenansichten hinterlegt ist. Die Monte-Carlo Simulation soll sowohl für die Emissionsberechnung (Ausgangsebene) als auch für die Aggregation der Emissionen in Excel unter Einbindung eines entsprechenden Softwarepaketes (z.B. Crystal Ball) durchgeführt werden.

Zur praktischen Abwicklung der Unsicherheitsberechnung, die in regelmäßigen Abständen durchzuführen ist, wird eine in den MESAP-Explorer zu integrierende Berichtsvorlage auf Grundlage von MS Excel® eingesetzt werden. Damit liegt eine direkte Verknüpfung mit dem ZSE vor. Sämtliche zur Berechnung notwendige Daten werden den entsprechenden Zeitreihen des ZSE entnommen.

18.3.1 Stand der Unsicherheitsberechnung nach Tier 2

Die Ablage der Unsicherheiten und der Verteilungstypen im ZSE ist festgelegt. Obere und untere Grenze des 95%-Konfidenzintervalls werden als Hypothesen (MAX und MIN) abgelegt, der Verteilungstyp wird im Feld *Distribution_shape* der Dokumentationskomponente *Parameter Qualität* abgelegt.

Da jedoch noch keine Werte für die Unsicherheit im ZSE vorliegen, wird aktuell in der Berichtsvorlage mit Default-Unsicherheiten gearbeitet, die der Literatur entnommen sind. Die Default-Unsicherheiten sind dabei so in die Berichtsvorlage eingepflegt, dass sie nur dann verwendet werden, sofern tatsächlich keine Werte im ZSE verfügbar sind. Sobald die entsprechenden Hypothesen im ZSE gefüllt sind, werden diese Werte bevorzugt.

Bei der Übernahme der Unsicherheiten aus der Literatur mussten die unterschiedlichen Aggregationsniveaus der Quellgruppen berücksichtigt werden. Dabei wurde beim Sektoren Energie die Unsicherheit der Emissionsfaktoren und der Aktivitäten pro Brennstoff / Schadstoff Kombination bestimmt und auf alle identischen Kombinationen übertragen164 (vgl. hierzu auch RYPDAL et al, 2000, CHARLES et al, 1998 und WINIWARTER et al, 2000).

Bei den Verteilungstypen wurde im Falle von Unsicherheiten < 60% von einer Normalverteilung ausgegangen. Bei Unsicherheiten $\geq$ 60% wurde die Lognormalverteilung benutzt (CHARLES et al, 1998, DECISIONEERING INC., 2001).

18.3.2 Stand der technischen Umsetzung

Der generelle Aufbau der Berichtsvorlage ist abgeschlossen. Die Tabellenstruktur und der Aufbau der einzelnen Tabellenblätter ist ebenfalls abgeschlossen, jedoch sind noch nicht alle Tabellenblätter mit den entsprechenden Daten aus dem ZSE gefüllt. Zu diesem Zweck müssen zuerst die fehlenden Zeitreihenansichten erstellt werden.

Aktuell werden mittels Programmierung folgende Aufgaben automatisch erledigt:

- Definition der Annahmen und Vorhersagen in Crystal Ball
- Starten der Simulation und Definition der entsprechenden Parameter
- Aggregation der Ergebnisse auf Niveau der Tabellenblätter
- Berechnung der Unsicherheiten der berechneten Emissionen
- Füllen der zusammenfassenden Tabelle und Berechnung der Unsicherheiten der aggregierten Emissionen.

Im ZSE sind die noch fehlenden Zeitreihenansichten zu erstellen. In der Folge ist dann die Berichtsvorlage mit den entsprechenden Daten zu füllen. Erst dann kann eine vollständige Unsicherheitsberechnung nach Tier 2 durchgeführt werden. Im Rahmen der Automatisierung der Unsicherheitsberechnung sind die Prozeduren für das automatische Füllen der *summary*-Tabelle sowie die Durchführung entsprechender Prüfprozeduren zur Qualitätssicherung fertig zu stellen. Nach Vervollständigung der Programmierung und Berücksichtigung aller verfügbarer Daten im ZSE sind die Einstellung der Berichtsvorlage unter verschiedenen Rahmenbedingungen zu testen.