



Netzwerk Lebenszyklusdaten

Arbeitskreis ENERGIE

Erstellung der Grundlagen für einen harmonisierten und fortschreibbaren Datensatz des deutschen Strommixes

Projektbericht

im Rahmen des Forschungsvorhabens FKZ 01 RN 0401 im Auftrag des Bundesministeriums für Bildung und Forschung

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Stuttgart

Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München

GreenDeltaTC, Berlin

ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart

Institut für Hochspannungstechnik, RWTH Aachen

Lehrstuhl für Bauphysik, Universität Stuttgart

Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Ruhr-Universität Bochum

Öko-Institut Darmstadt

Statistisches Bundesamt, Wiesbaden

Stuttgart München Berlin Heidelberg Aachen Bochum Darmstadt
Wiesbaden Karlsruhe – Mai 2008



Vorwort

Der vorliegende Projektbericht wird herausgegeben vom Netzwerk Lebenszyklusdaten (www.netzwerk-lebenszyklusdaten.de).

Das Netzwerk Lebenszyklusdaten ist die gemeinsame Informations- und Koordinationsplattform aller in die Bereitstellung und Nutzung von Lebenszyklusdaten in Deutschland involvierten Gruppen – von Wissenschaft und Wirtschaft über Politik und Behörden hin zu Verbraucherberatung und allgemeiner interessierter Öffentlichkeit. Ziel des Netzwerks Lebenszyklusdaten ist es, das umfangreiche Knowhow auf dem Gebiet der Lebenszyklusdaten innerhalb Deutschlands zusammenzuführen und als Basis zukünftiger wissenschaftlicher Weiterentwicklung und praktischer Arbeiten für Nutzer in allen Anwendungsgebieten von Lebenszyklusanalysen bereitzustellen.

Das Netzwerk Lebenszyklusdaten wird getragen vom Forschungszentrum Karlsruhe. Die vorliegende Studie wurde im Rahmen der Projektförderung (2004 – 2008) des Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBF) „Förderung der Wissenskooperation zum Aufbau und Umsetzung des deutschen Netzwerks Lebenszyklusdaten“ erstellt. Weitere im Rahmen dieser Projektförderung erstellte Studien sind erhältlich unter <http://www.netzwerk-lebenszyklusdaten.de/cms/content/Projektberichte>.

Kontakt Netzwerk Lebenszyklusdaten:

E-Mail: info@netzwerk-lebenszyklusdaten.de

Anschrift: Forschungszentrum Karlsruhe GmbH
Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse,
Zentralabteilung Technikbedingte Stoffströme (ITAS-ZTS)
Postfach 3640
76021 Karlsruhe
www.netzwerk-lebenszyklusdaten.de



Das Netzwerk Lebenszyklusdaten wird gefördert durch das
Bundesministerium für Bildung und Forschung



Erstellung der Grundlagen für einen harmonisierten und fortschreibbaren Datensatz des deutschen Strommixes

Autoren:

Dr. Peter Viebahn (Projektleitung und Leitung AP 1)
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)

Dr. Andreas Patyk (Leitung AP 2)
ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, seit 01.01.2007
Forschungszentrum KA

Uwe R. Fritsche (Leitung AP 3)
Öko-Institut (ÖKÖ)

Michael Beer, Roger Corradini
Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FEE)

Dr. Andreas Ciroth
GreenDelta TC (GD)

Dr. Markus Blesl, Oliver Mayer-Spohn
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart

Uwe Macharey, Prof. Dr. Armin Schnettler, Thomas Smolka
Institut für Hochspannungstechnik (IFHT), RWTH Aachen

Matthias Fischer, Oliver Schuller
Lehrstuhl für Bauphysik (LBP), Universität Stuttgart

Thomas Größe Böckmann, Prof. Dr. Hermann-Josef Wagner
Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Ruhr-Universität Bochum

Helmut Mayer
Statistisches Bundesamt, Wiesbaden

Kontakt:

Dr. Peter Viebahn
Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie GmbH
FG 1 Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen
Döppersberg 19
42103 Wuppertal
Tel. +49 (0)202 / 2492-306
Fax +49 (0)202 / 2492-198
E-Mail: peter.viebahn@wupperinst.org

3., korrigierte Version vom Mai 2008

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	13
Einführung und Überblick	17
1 Arbeitspaket 1: Methodische Strukturierung, Erstellung und Fortschreibung des Grunddatensatzes „Strommix Deutschland“	23
1.1 Methodik und Struktur des Datensatzes	23
1.2 Fossile Brennstoffe	27
1.2.1 Vorgehensweise	27
1.2.2 Primärdaten	27
1.2.3 Abgeleitete Daten	31
1.2.4 Herleitung strombezogener Emissionsfaktoren	31
1.2.5 Fazit	34
1.3 Kernenergie	34
1.3.1 Grundlagen	34
1.3.2 Primärdaten	35
1.3.3 Herleitung strombezogener Emissionsdaten	37
1.3.4 Bewertung der potenziellen Emissionen durch einen Störfall	38
1.3.5 Radioaktive Abfälle und abgebrannte Brennelemente	39
1.3.6 Fazit	40
1.4 Erneuerbare Energien	41
1.4.1 Anteile relevanter regenerativer Stromerzeugungstechniken	41
1.4.2 Biogene Stromerzeugung	42
1.4.3 Stromerzeugung aus Windenergie	42
1.4.4 Gesamtemissionen der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien	44
1.5 Importstrom	44
1.6 Gesamter Grunddatensatz	44
1.7 Einbezug der Stromversorgungsnetze	47
1.8 Zukünftige Aktualisierung	50
2 Arbeitspaket 2: Ansätze zur Harmonisierung der Vorketten für Energieträger und Kraftwerke	53
2.1 Methodik und Vorgehensweise	53
2.2 Steinkohle	54
2.2.1 Technik	54
2.2.2 Erfasste Prozessschritte	55
2.2.3 Differenzierungen	55
2.2.4 Stoffliche Spezifikationen	57
2.2.5 Zusammenfassung	58
2.3 Braunkohle	60
2.3.1 Technik	60

2.3.2	Erfasste Prozessschritte	61
2.3.3	Differenzierungen	61
2.3.4	Stoffliche Spezifikationen	61
2.3.5	In- und Outputs	62
2.3.6	Zusammenfassung	63
2.4	Erdgas	64
2.4.1	Technik	65
2.4.2	Prozessschritte und notwendige Differenzierungen	66
2.4.3	Stoffliche Spezifikationen	67
2.4.4	Zusammenfassung	69
2.5	Mineralöl	70
2.5.1	Technik	71
2.5.1.1	Rohölbereitstellung	71
2.5.1.2	Rohölverarbeitung – Raffinerieproduktbereitstellung	71
2.5.2	Erfasste Prozessschritte	73
2.5.2.1	Rohölbereitstellung	73
2.5.2.2	Rohölverarbeitung – Raffinerieproduktbereitstellung	73
2.5.3	Differenzierungen	75
2.5.3.1	Rohölbereitstellung	75
2.5.3.2	Rohölverarbeitung – Raffinerieproduktbereitstellung	77
2.5.4	Stoffliche Spezifikationen	80
2.5.4.1	Rohölbereitstellung	80
2.5.4.2	Rohölverarbeitung – Raffinerieproduktbereitstellung	80
2.5.5	In- und Outputs	80
2.5.5.1	Rohölbereitstellung	80
2.5.5.2	Rohölverarbeitung – Raffinerieproduktbereitstellung	82
2.5.6	Zusammenfassung	83
2.6	Uran	86
2.6.1	Bereitstellungskette	86
2.6.2	Relevante Emissionen der Bereitstellungskette	88
2.6.3	Spezifische Emissionen (outputbezogen)	91
2.6.4	Radioaktive Emissionen	92
2.6.5	Relevante Einflussgrößen	92
2.6.6	Zusammenfassung	93
2.7	Erneuerbare Energien	94
2.7.1	Vorkettenbetrachtung bei Erneuerbaren Energien	94
2.7.2	Überblick Ökobilanzen Erneuerbare Energien	95
2.7.3	Ökobilanz Windenergieerzeugung	98
2.7.4	Zusammenfassung	103
2.8	Fazit	104

3	Arbeitspaket 3: Energiespezifische und methodische Fragestellungen und Schnittstellen	107
3.1	Einleitung und Überblick	107
3.2	Energieträger und Anlagen als Basis des Inventars für die Stromerzeugung	107
3.2.1	Bilanzierungsstrukturierung	107
3.2.2	Direkter Energieträgereinsatz zur Stromerzeugung	108
3.2.3	Internationale Datenbasis für importierte Energieträger	108
3.2.4	Aktualisierung und Fortschreibung der Energieträgerdaten	109
3.2.5	Daten zu Energieprozessen	109
3.3	Umweltindikatoren für die Stromerzeugung	110
3.3.1	Grundlagen	110
3.3.2	Kernliste von Umweltindikatoren	110
3.3.3	Ergänzende Liste von Umweltindikatoren	111
3.3.4	„Sonstige“ Liste von Umweltindikatoren	111
3.3.5	Übersichtsmatrix zu den Umweltindikatoren	112
3.3.6	Aktualisierung und Fortschreibung der Umweltdaten	113
3.4	Methodische Fragen	113
3.4.1	Systemgrenzen und Abschneidekriterien	113
3.4.2	Brennstoffeigenschaften	114
3.4.3	Allokationsfragen beim Energieträgereinsatz	115
3.4.4	Auswirkungen von technischen Parametern	116
3.4.5	Wechselwirkungen zwischen den Sektoren	116
3.5	Schnittstellen zu anderen Teilbereichen des Gesamtprojekts	117
3.5.1	Verkehr	117
3.5.2	Mineralische Rohstoffe und Baustoffe	118
3.5.3	Reststoff- und Abfallbehandlung	119
3.6	Vorkettendaten für die Stromerzeugung	120
3.6.1	Einbeziehung der Vorketten für die Energieträgerbereitstellung	120
3.6.2	Einbeziehung der Vorketten für die Materialbereitstellung zur Anlagenherstellung	121
3.6.3	Einbeziehung der Entsorgung	122
3.7	Offene Fragen und Ausblick	123
4	Review	127
	Literaturverzeichnis	129
	Abkürzungsverzeichnis	135

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1.1:	Aufteilung der Kooperationspartner auf die Arbeitspakete.....	18
Tabelle 1.2:	Schrittweises Vorgehen bei der Erstellung des Strommix-Datensatzes	20
Tabelle 1.1:	Typische Input- und Outputkategorien in Ökobilanzen.....	26
Tabelle 1.2:	Struktur der Grunddatensätze „Strommix Deutschland“ (ohne Vorkette, ohne Herstellung Kraftwerke).....	26
Tabelle 1.3:	Luftgetragene Emissionsfaktoren am Beispiel der Gasturbinen (OEKWGT)- und GuD (OEKWGUD)-Kraftwerke im Jahr 2004	30
Tabelle 1.4:	Abgeleitete, brennstoffbezogene, luftgetragene Emissionsfaktoren für die fossile Stromerzeugung in öffentlichen Kraftwerken im Jahr 2004.....	31
Tabelle 1.5:	Brennstoffeinsatz der öffentlichen Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2004	31
Tabelle 1.6:	Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland 2004.....	32
Tabelle 1.7:	Errechnete Brutto-Nutzungsgrade der fossilen und nuklearen Stromerzeugung in Deutschland 2004.....	32
Tabelle 1.8:	Errechnete Brutto-Nutzungsgrade der fossilen und nuklearen Stromerzeugung in Deutschland seit 1990.....	32
Tabelle 1.9:	Verwendete Brutto-Nutzungsgrade der fossilen und nuklearen Stromerzeugung in Deutschland 2004.....	33
Tabelle 1.10:	Brutto-strombezogene, luftgetragene direkte Emissionsfaktoren für die fossile Stromerzeugung in öffentlichen Kraftwerken im Jahr 2004.....	33
Tabelle 1.11:	Netto-strombezogene, luftgetragene direkte Emissionsfaktoren für die fossile Stromerzeugung in öffentlichen Kraftwerken im Jahr 2004 („frei Kraftwerk“).....	34
Tabelle 1.12:	Deutsche Kraftwerke und Stromerzeugung.....	35
Tabelle 1.13:	Ableitung radioaktiver Stoffe mit der Fortluft	36
Tabelle 1.14:	Ableitung einzelner Nuklide (radioaktiver Edelgase) mit der Fortluft.....	37
Tabelle 1.15:	Summe der Ableitungen mit der Fortluft aus Kernkraftwerken für 2004	37
Tabelle 1.16:	Erzeugte elektrische Nettoarbeit („Reststrommengen“)	38
Tabelle 1.17:	Strombezogene direkte Emissionsfaktoren durch Abluft für die Stromerzeugung in deutschen Kernkraftwerken im Jahr 2004	38
Tabelle 1.18:	Geschätzte, in 2004 in deutschen Kernkraftwerken angefallene Menge an abgebrannten Brennelementen und radioaktivem Abfall, absolut sowie bezogen auf Kraftwerks-Nettostromproduktion von 158 TWh	40
Tabelle 1.19:	Stromeinspeisung (Endenergie) aus Erneuerbaren Energien in Deutschland 2004.....	41

Tabelle 1.20:	Primärenergiebezogene direkte Emissionsfaktoren für biogene Stromerzeugung im Jahr 2002	42
Tabelle 1.21:	Strombezogene direkte Emissionsfaktoren für biogene Stromerzeugung im Jahr 2002	42
Tabelle 1.22:	Strombezogene direkte Emissionsfaktoren für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2004.....	44
Tabelle 1.23:	Brennstoffanteile an der Brutto-Stromerzeugung in öffentlichen Kraftwerken im Jahr 2004	45
Tabelle 1.24:	Brutto-Strombezogene direkte Emissionsfaktoren für die Stromerzeugung in öffentlichen Kraftwerken im Jahr 2004.....	45
Tabelle 1.25:	Netto-Strombezogene direkte Emissionsfaktoren für die Stromerzeugung in öffentlichen Kraftwerken im Jahr 2004 („frei Kraftwerk“)	46
Tabelle 1.26:	Grunddatensatz „Strommix Deutschland (brutto)“ (ohne Vorkette, ohne Herstellung).....	46
Tabelle 1.27:	Grunddatensatz „Strommix Deutschland (netto) ‚frei Kraftwerk‘“ (ohne Vorkette, ohne Herstellung Kraftwerke).....	47
Tabelle 1.28:	Bandbreiten der Übertragungsverluste nach Netz-/Umspannebene in 2005.....	48
Tabelle 1.29:	Grunddatensatz „Strommix Deutschland, frei Hochspannungsebene“ (ohne Vorkette, ohne Herstellung Kraftwerke)	49
Tabelle 1.30:	Grunddatensatz „Strommix Deutschland, frei Mittelspannungsebene“ (ohne Vorkette, ohne Herstellung Kraftwerke)	49
Tabelle 1.31:	Grunddatensatz „Strommix Deutschland, frei Niederspannungsebene“ (ohne Vorkette, ohne Herstellung Kraftwerke)	50
Tabelle 2.1:	Herkunftsländer, Steinkohleaufkommen und Transportentfernungen für die deutsche Steinkohlebereitstellung im Jahr 2005	57
Tabelle 2.2:	Emissionen der Steinkohlevorkette für das Jahr 2005	59
Tabelle 2.3:	Steinkohlebereitstellung: Zusammenfassung der Datenlage (In- und Outputs ohne Differenzierung nach Prozessschritten)	60
Tabelle 2.4:	Braunkohlebereitstellung: Zusammenfassung der Datenlage	63
Tabelle 2.5:	Anteile der Förderart in einzelnen Ländern	65
Tabelle 2.6:	Druckniveaus für Erdgasnetze	66
Tabelle 2.7:	Kategorien von Gasgeräten mit zugehörigen Druckniveaus.....	66
Tabelle 2.8:	An der FfE verwendeter Datensatz zur Vorkette von Erdgas	69
Tabelle 2.9:	Erdgasbereitstellung: Zusammenfassung der Datenlage (In- und Outputs ohne Differenzierung nach Prozessschritten, da identisch für Exploration, Förderung, Aufbereitung und Transport)	70

Tabelle 2.10:	Anteile (Masse) der Herkunftsregionen, Anteile der einzelnen Fördertechnikategorien und Transportketten differenziert nach Herkunftsregionen	76
Tabelle 2.11:	Raffinerieanlagenkapazitäten in Deutschland im Jahr 2005	77
Tabelle 2.12:	Gesamteinsatz und Erzeugung der Raffinerien in Deutschland nach Raffinerieprodukten 2005.....	78
Tabelle 2.13:	Primärenergieaufwand und Standardemissionen der Rohöl- bereitstellung in Deutschland 2005.....	81
Tabelle 2.14:	Anteile der einzelnen Prozessschritte und Herkunftsregionen am Primärenergieaufwand und den Emissionen von CO ₂ und SO ₂ der Rohölbereitstellung in Deutschland 2005	81
Tabelle 2.15:	Primärenergieaufwand und Standardemissionen der Rohölverarbeitung in Deutschland 2005 bezogen auf 1 TJ Rohöl Input.....	82
Tabelle 2.16:	Primärenergieaufwand und Standardemissionen der Rohölverarbeitung in Deutschland 2005 bezogen auf 1 TJ Heizöl s Output	83
Tabelle 2.17:	Rohölbereitstellung und -verarbeitung: Zusammenfassung der Datenlage (In- und Outputs der Rohölbereitstellung ohne Differenzierung nach Prozessschritten, da identisch für Exploration, Förderung, Aufbereitung und Transport)	84
Tabelle 2.18:	Rohölverarbeitung: Zusammenfassung der Datenlage (In- und Outputs ohne Differenzierung einzelner Prozessschritte innerhalb der Raffinerie)	85
Tabelle 2.19:	Anteile am Energiebedarf für die Schritte der Brennstoffbereitstellung (Stand 1990)	88
Tabelle 2.20:	Anteile von Uranförderländern an der Versorgung deutscher Kernkraftwerke für die Jahre 1999 - 2003	88
Tabelle 2.21:	Spezifischer Energieverbrauch nach Abbauart und Anteil der Abbauart.....	89
Tabelle 2.22:	Luftemissionen bei der Uranerzgewinnung (Mine und Aufbereitung), absolut und bezogen auf Nettostromerzeugung aus Kernkraft 2004 (158 TWh).....	89
Tabelle 2.23:	Brennstoff-Jahresbedarf deutscher Kernkraftwerke und Arbeitsaufwand zur Anreicherung	90
Tabelle 2.24:	Herkunft des angereicherten UF ₆ für deutsche Kernkraftwerke und Gesamt-Stromeinsatz	90
Tabelle 2.25:	Strombezogene direkte Emissionsfaktoren der Anreicherung im Jahr 2004, bezogen auf 158 TWh Stromproduktion der deutschen Kernkraftwerke 2004	91
Tabelle 2.26:	Spez. Emissionen durch die Brennstoffbereitstellung deutscher Kernkraftwerke.....	92
Tabelle 2.27:	Uranbereitstellung: Zusammenfassung der Datenlage	94

Tabelle 2.28:	Ausgewählte Sach- und Wirkungsbilanzergebnisse der Übersichtsökobilanz von Laufwasserkraft, Windenergienutzung, Fotovoltaik und solarthermischer Stromerzeugung	96
Tabelle 2.29:	Ausgewählte Sach- und Wirkungsbilanzergebnisse der Übersichtsökobilanz für Strom aus Biomasse.....	97
Tabelle 2.30:	Ressourcenverbrauch und Luftemissionen beim Bau der E66.....	100
Tabelle 2.31:	Spezifischer Energieaufwand an drei Referenzstandorten für verschiedene Anlagen und Turmhöhen.....	100
Tabelle 2.32:	Ressourcenverbrauch und Luftemissionen pro kWh Windenergie.....	102
Tabelle 2.33:	Regenerative Energien: Zusammenfassung der Datenlage für die Elektrizitätserzeugung aus Windenergie	104
Tabelle 3.1:	Verwendete Systematik der Umweltindikatoren.....	112
Tabelle 3.2	Effekte der Energieträger-Vorketten (2. Stufe) <i>ohne</i> Transporte.....	120
Tabelle 3.3	Effekte der Energieträger-Vorketten (2. Stufe) mit Transporten	121
Tabelle 3.4	Effekte der Energieträger-Vorketten (3. Stufe) mit Transporten und Materialvorleistungen	122
Tabelle 3.5	Effekte der Energieträger-Vorketten (3. Stufe) mit Transporten, Materialvorleistungen und Reststoff-Entsorgung	123

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1:	Rechenweg zur Erstellung der Grunddatensätze für den „Strommix Deutschland“ (nur direkte Emissionen).....	24
Abbildung 1.2:	Rechenweg bei der Ermittlung der spezifischen Netto-Emissionen der fossilen Kraftwerke	28
Abbildung 2.1:	Prozesskette der deutschen Steinkohlebereitstellung	55
Abbildung 2.2:	Zeitliche Entwicklung des Naturgasaufkommens in Deutschland	64
Abbildung 2.3:	Bereitstellungskette für Erdgas in Deutschland für 2003	65
Abbildung 2.4:	Gasbeschaffenheit im deutschen Gas-Transportsystem	68
Abbildung 2.5:	Vereinfachtes Verfahrensschaubild einer Raffinerie.....	75
Abbildung 2.6:	Brennstoffbereitstellung	86
Abbildung 2.7:	Energieaufwand für Baumaterial aufgeschlüsselt nach Bau- und Werkstoffgruppen	99

Zusammenfassung

In der Studie wurde ein *Grunddatensatz „Strommix Deutschland“* erstellt, der den Versorgungsmix des in Deutschland bezogenen Stromes aus öffentlichen Kraftwerken im Jahr 2004 beschreibt. Der Datensatz enthält Emissionen und Energieträgerbedarf des Kraftwerksbetriebs, jedoch bisher noch keine Vorketten und keine Herstellung der Kraftwerke. Das Jahr 2004 wurde gewählt, weil es zum Zeitpunkt der Datenerfassung das aktuellste Jahr war, für das die benötigten Datenquellen zur Verfügung standen.

Damit liegt das erste Mal ein Datensatz für ein Produkt vor, der unter Übereinstimmung der verschiedenen relevanten Akteure standardisiert wurde, dessen Daten auf qualitätsgesicherten Quellen aufbauen und der jährlich fortgeschrieben werden kann.

Der Grunddatensatz wird in fünf Versionen zur Verfügung gestellt:

- bezogen auf die Brutto-Stromerzeugung
- „frei Kraftwerk“ (Netto-Stromerzeugung)
- „frei Hochspannungsebene“
- „frei Mittelspannungsebene“
- „frei Niederspannungsebene“

Aufgrund der Anforderungen an die Datensatz-Erstellung (standardisiert, qualitätsgesichert und fortschreibbar) mussten folgende Einschränkungen hingenommen werden:

- Der Grunddatensatz enthält auf der Outputseite zunächst nur diejenigen *neun (luftgetragene) Emissionen*, die im Rahmen des „Zentralen Systems Emissionen“ (ZSE) vom Umweltbundesamt als nationaler Koordinierungsstelle zur Emissionsberichterstattung erfasst und *halbjährlich* aktualisiert werden.¹ Dies hat einerseits den Vorteil, dass auf einer standardisierten Erhebungsmethode und bereits reviewten Daten mit sehr hoher Qualität aufgebaut werden kann. Eine eigene Erhebung von Emissionsdaten und ihre Qualitätssicherung wären innerhalb dieser Studie nicht möglich gewesen (für alle anderen Emissionen liegen weder qualitätsgesicherte noch fortschreibbare Datensätze vor). Andererseits ist es auch für eine Fortschreibung des Datensatzes wichtig, dass die Emissionsdaten auch zukünftig zur Verfügung stehen und abgerufen werden können. Hierzu hat das Umweltbundesamt dem Netzwerk Lebenszyklusdaten bereits zugesagt, eine internetbasierte Schnittstelle für den online-Zugriff auf die benötigten Grunddaten einzurichten.
- Auf der Inputseite werden die für den Kraftwerksbetrieb benötigten Primärenergieträger dargestellt. Grundlage hierfür sind Daten der *Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen* (AGEB), die *jährlich* aktualisiert werden.
- Der gesamte Datensatz lässt sich somit ebenfalls *jährlich* fortschreiben.

¹ Dies sind derzeit Ammoniak (NH₃), flüchtige organische Verbindungen (ohne Methan) (NMVOC), Kohlendioxid (CO₂), Kohlenmonoxid (CO), Lachgas (N₂O), Methan (CH₄), Schwefeldioxid (SO₂), Staub und Stickstoffoxide (NO_x).

- Weiterhin konnte auch der *Importstrom* bisher nicht in der Gesamtbilanz berücksichtigt werden. Er sollte dann erfolgen, wenn auch die Vorketten in die Gesamtbilanz eingearbeitet werden. Indem der Importstrom, der in 2004 einen Anteil von 6,7 % an der gesamten Stromerzeugung hatte, vernachlässigt wird, wird der Gesamtmix eher zu schlecht gerechnet, da hauptsächlich Strom aus Frankreich mit seinen niedrigen Emissionen importiert wurde.
- Die *radioaktiven Betriebsemissionen* wurden aus methodischen Gründen nicht in die Lebenszyklusanalyse mit einbezogen. Auch potenzielle Emissionen durch einen Störfall werden daher nicht mit aufgenommen. Die spezifische Menge der radioaktiven Abfälle und Brennelementrückstände werden mengenmäßig statistisch erfasst. Die Zuordnung der vernachlässigbar Wärme entwickelnden Abfälle zur Stromerzeugung bedarf jedoch individueller Einzelbetrachtung.
- Von den *Erneuerbaren Energien* wurde die biogene Stromerzeugung entsprechend der in der Erneuerbaren Energienstatistik dargestellten Stromeinspeisung berücksichtigt. Für Windkraftwerke wurden keine direkten Emissionen (durch den Betriebsstrombezug aus dem Netz) angesetzt, da diese Verbräuche im Vergleich zur Herstellung der Anlagen minimal sind. Ebenso weisen auch Wasserkraftwerke und Fotovoltaikanlagen keinen nennenswerten externen Strombezug auf.
- Für die Vorketten der Stromerzeugung, also die *eingesetzten Energieträger* (Steinkohle, Braunkohle, Erdgas, Mineralöl, Uran, Wind- und Wasserkraft und Fotovoltaik) wurde die Datenverfügbarkeit und -qualität der relevanten Parameter und der In- und Outputs detailliert untersucht. Bevor standardisierte Vorketten erstellt werden können, ist danach eine *substanzielle Verbesserung der Datenqualität und -verfügbarkeit erforderlich*. Dies gilt besonders für prozessspezifische Emissionen, Energieaufwendungen und Emissionen in ausländischen Förderregionen sowie generell Abwasser und Abfälle.
- Bereits auf der Ebene ökobilanzieller Minimalansprüche (*Energie und luftgetragene Schadstoffe*) bestehen bei den wichtigsten fossilen Brennstoffen (Stein- und Braunkohle) Defizite, für Braunkohle beschränkt auf die prozessspezifischen Emissionen, für Steinkohle für alle Schadstoffe bedingt durch den hohen Importanteile, für den nur wenige Informationen vorliegen. Für Erdgas, Mineralöl und Uran (hier nur konventionelle Energie- und Stoffströme) stellt sich die Situation ähnlich wie für Steinkohle dar. Am wenigsten problematisch scheint dies bei Mineralöl durch geringe Bedeutung für die Stromerzeugung und Uran durch geringe absolute Höhe konventioneller Emissionen. Handlungsbedarf besteht aufgrund der aktuellen Bedeutung bei Steinkohle und der Entwicklungstendenz bei Erdgas.
- Hinsichtlich *nicht luftgetragener Emissionen* (Abwasser, Abfall) ist die Datenlage für alle Energieträger ähnlich ungünstig. Es besteht erheblicher Bedarf vor allem an einer systematischen Erhebung der entsprechenden Daten.
- Die *Herstellung* der Kraftwerke konnte noch nicht einbezogen werden, da noch keine standardisierten Material-Ökobilanzen aus den anderen Arbeitskreisen des Netzwerks vorliegen (z.B. Stahlherstellung, Beton, Aluminium u.s.w.).

Ausgehend von den Ergebnissen der Untersuchungen zum Betrieb und den Vorketten wurden offene Fragen und Handlungsbedarf insbesondere in folgenden Bereichen aufgezeigt.

- Eine *substanzielle Verbesserung der Datenqualität und -verfügbarkeit der Vorketten* ist erforderlich und bedingt erhebliche Ressourcen zu ihrer Durchführung. Hierzu sollten die wichtigsten Lieferregionen erfasst und öffentlich zugänglich aufbereitet werden. Dies könnte einerseits vom UBA als Erweiterung in die ZSE-Datenbank eingepflegt und validiert werden, so dass auch eine Fortschreibung sichergestellt wäre. Andererseits könnten von Seiten der EU (insbesondere EEA) und der IEA die entsprechenden Grunddaten öffentlich bereitgestellt werden, so dass auch unabhängig vom UBA die Daten zur Verfügung stünden. Dies könnte z.B. so erfolgen, dass auf Basis des Europäischen Schadstoffemissionsregisters (EPER) zukünftig für jedes EU-Land die relevanten Kraftwerke durch die EEA im Rahmen der jeweiligen nationalen Schadstoffinventare dargestellt werden.
- Die vorliegende Datenbasis von UBA-ZSE sollte im Hinblick auf die „*De-Allokation*“ der zugrunde liegenden *AGEB-Daten zum Brennstoffeinsatz* bei der KWK-Stromerzeugung verbessert werden. Weiterhin könnten die für die künftige Fortschreibung notwendigen Daten bei der Novellierung des KWK-Gesetzes Berücksichtigung finden und entsprechende Berichtspflichten in der Novelle vorgesehen werden.
- Eine methodische Lücke ergibt sich hinsichtlich der spezifischen *Materialvorleistungen der Erneuerbaren Energien*, die zukünftig einen steigenden Anteil am Strommix darstellen werden. Während für die jetzige Infrastruktur gängige Materialien wie z.B. Aluminium, Kupfer und Stahl benötigt werden, die als Standardmaterialien von anderen Arbeitskreisen bilanziert/harmonisiert werden dürften, ist das bei vielen Materialien für EE nicht der Fall (z.B. Platin, Thermoöl, Düngemittel). Es sollte die Relevanz dieser Materialien für die Ergebnisse von Lebenszyklusanalysen erarbeitet werden.
- Angesichts der für die Liberalisierung und Dezentralisierung des Strommarktes immer bedeutender werdenden Stromnetze wäre sowohl für Deutschland als auch EU-weit eine *Bilanzierung der Stromnetze* sinnvoll.
- Auch eine *methodisch konsistente Abbildung der Stromex- und -importe* sowie der darin enthaltenen *Transitmengen* ist notwendig. Bisher liegen nur öffentlich zugängliche Grunddaten für die Salden des Außenhandels vor, sowie einzelne, zeitpunktbezogene Daten zur Lastflüssen im Verbundnetz (z.B. für ausgewählte Höchstlasttage). Bei künftig steigenden Mengen an grenzüberschreitend gehandeltem Strom ist eine Gesamtbilanzierung aller Erzeugungs- und Bezugsmengen für das gesamte UCTE-Netz erforderlich.
- Die für die deutsche Strommix-Studie gewählte Vorgehensweise könnte als Vorbild dienen für eine zukünftige Erstellung eines harmonisierten Datensatz des europäischen Strommixes oder weiterer „*Länder-Strommixe*“ insbesondere in den IEA-Ländern sowie relevanten Energie-Exporteuren (z.B. Indonesien, Kolumbien).
- Die hier konzipierte *Schnittstelle zu den UBA-ZSE Daten* sollte auch für weitere (Teil-)Sektoren und emissionsrelevante Grundprozesse versucht werden. Dazu bieten sich neben den (Groß-)Feuerungen für industrielle Prozesswärme vor allem die UBA-Daten für die direkten Emissionen energieintensiver Grundstoffe (Aluminium, Chlor, Düngemittel, Kupfer, Stahl, Zement) an. Diese Daten könnten in die entsprechenden Arbeiten der Netzwerk-Arbeitskreise einfließen.

Die Konsistenz und das methodische Vorgehen der Studie wurde einem *internen Reviewverfahren* unterworfen. Das Review wurde durchgeführt von einem Arbeitskreis-Mitglied, das in

keinem der drei Arbeitspakete direkt beteiligt ist (Andreas Ciroth, GreenDeltaTC). In das Review sind die Arbeitspakete 1 und 2 mit ihrem Zwischenstand im Oktober 2006 sowie Arbeitspaket 3 in der Endfassung eingeflossen. Die Ergebnisse des Reviews wurden weitgehend in die Arbeitspakete mit aufgenommen.

Einführung und Überblick

Problemstellung

Energieprozesse haben eine zentrale Stellung innerhalb von Ökobilanzen. Dementsprechend haben Ökobilanzen von Energieprozessen eine große Bedeutung für die Bilanzierung vieler Produkte. Für nahezu jedes Produkt wird bei der Herstellung insbesondere Strom nachgefragt, so dass dem verwendeten Strommix eine besondere Bedeutung zukommt.

Die seit mehreren Jahren verstärkt erfolgende strukturelle und technische Fortentwicklung des Energiesektors spiegelt sich jedoch nicht mehr in den bisher verwendeten Daten wieder und führt zum Teil sogar zu falschen Aussagen. Gerade der Stromsektor ist aufgrund der Liberalisierung großen Veränderungen unterworfen. Es besteht daher ein dringender Bedarf an Ökobilanzen, die zeitnah die jeweils aktuelle Situation im Energiesektor wiedergeben.

Aber auch für die Vergangenheit lagen keine einheitlichen Datensätze vor, sondern es wurden von unterschiedlichen Institutionen je nach Art der Modellierung und der getroffenen Annahmen verschiedene Inventardatensätze für ein und denselben Prozess, z.B. den Strommix Deutschland, erstellt. Es besteht daher neben der zeitnahen Aktualisierung der Bedarf an Datensätzen, die unter dem Konsens aller relevanten Akteure zusammengestellt wurden. Dieser Bedarf wurde auch durch die Vorstudie „LCA-Daten Kraftwerkskohle“ verdeutlicht, die vom Arbeitskreis Energie in 2003 durchgeführt wurde (Patyk et al. 2003). Sie zeigte am Beispiel der verschiedenen zurzeit verwendeten Vorketten zur Steinkohlebereitstellung auf, dass in vielen Punkten ein großer Abstimmungs- und Forschungsbedarf besteht und dass die Vorketten in vielen Punkten unterschiedliche Ergebnisse liefern.

Der Arbeitskreis Energie hatte sich daher das Ziel gesetzt, die Grundlagen für einen *harmonisierten* und *fortschreibbaren* Datensatz des deutschen Strommixes zu schaffen. Dies beinhaltet folgende Teilziele:

- Methodische Strukturierung und Erstellung eines Grunddatensatzes „Strommix Deutschland“
- Konzept zur Harmonisierung der benötigten Vorketten für Energieträger und Kraftwerke
- Erstellung eines Konzepts zur Fortschreibung des Datensatzes
- Berücksichtigung der Szenarienfähigkeit durch entsprechende Schnittstellen zu Szenarien
- Abstimmung methodischer Fragestellungen sowie Festlegung von Schnittstellen innerhalb des Netzwerks (hinsichtlich der Basisdaten und der Anwendungsfelder)
- Interner Review der Studie

Wegen der begrenzten Mittel innerhalb dieses Projekts wird zunächst der Strommix als ein zentraler Prozess herausgegriffen. Dieses Vorgehen dient daher auch als Pilotprojekt für die Erarbeitung weiterer Lebenszyklusdatensätze des Energiesektors (Wärme, Treibstoffe).

Einbindung der Studie in das Netzwerk Lebenszyklusdaten

Die Erstellung und Weiterverwendung des Datensatzes erfolgt im Rahmen des „Organisationsmodells der dauerhaften Datenbereitstellung durch das Netzwerk Lebenszyklusdaten“ sowie im Einklang mit der „Nutzungs-/Verwertungsrechts- und Vertraulichkeitsregelung für

die Aufträge im Rahmen des BMBF-Projektes zum Netzwerk Lebenszyklusdaten (Stand: 31.08.2005)“.

Die Ergebnisse dieser Studie sind für nahezu alle Datensätze relevant, die innerhalb der Arbeitskreise des Netzwerks erstellt werden. Durch die enge Rückkopplung der Arbeiten zum Arbeitskreis Methodik über das Arbeitspaket 3 ist die Synergie und Ergebnisverwertung insbesondere in diesem Arbeitskreis gewährleistet. Dies wird auch dadurch erleichtert, dass alle Arbeitskreis-Leiter gleichzeitig Mitglieder im Arbeitskreis Methodik sind.

Die Durchführung des Projektes erfolgt im Einklang mit den „Grundsätzen zur Sicherung guter wissenschaftlicher Praxis“ der Deutschen Forschungsgemeinschaft (DFG), wie sie der Internetseite <http://www.dfg.de/antragstellung/index.html#4> zu entnehmen sind.

Kooperationspartner

Das Projekt wurde vom DLR - Institut für technische Thermodynamik als Koordinator des Arbeitskreises Energie geleitet und in Zusammenarbeit mit den folgenden Kooperationspartnern durchgeführt.

Tabelle 1.1: Aufteilung der Kooperationspartner auf die Arbeitspakete

Arbeitspaket 1 (Grunddatensatz)		Arbeitspaket 2 (Vorketten)	Arbeitspaket 3 (Methodik)
Leitung: DLR		Leitung: IFEU	Leitung: ÖKO
Beteiligt: FFE, IFHT, LEE, ÖKO, Stat. Bundesamt		Beteiligt: FFE, LBP, IER, LEE	Beteiligt: DLR, LBP, IER
Interner Review GreenDeltaTC			
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Stuttgart		Dr. P. Viebahn
FFE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München		M. Beer R. Corradini
GD	GreenDeltaTC, Berlin		Dr. A. Ciroth
IER	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart		Dr. M. Blesl O. Mayer-Spohn
IFEU	Institut für Energie- und Umweltforschung, Heidelberg		Dr. A. Patyk
IFHT	Institut für Hochspannungstechnik, RWTH Aachen		U. Macharey Prof. Dr. A. Schnettler Th. Smolka
LBP	Lehrstuhl für Bauphysik, Universität Stuttgart (vormals IKP)		M. Fischer O. Schuller
LEE	Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Ruhr- Universität Bochum		Th. Große Böckmann Prof. Dr. H.-J. Wagner
ÖKO	Öko-Institut, Darmstadt		U. R. Fritsche
StatBA	Statistisches Bundesamt, Wiesbaden		H. Mayer

Beschreibung des Vorhabens

In *Arbeitspaket 1* (Kapitel 1) wird ein harmonisierter Grunddatensatz „Strommix Deutschland“ erstellt, der den Versorgungsmix des in Deutschland bezogenen Stromes aus öffentlichen

Kraftwerken beschreibt. Bilanziert werden der Einsatz der verschiedenen für die Stromerzeugung verwendeten Energieträger sowie die durch den Betrieb entstehenden Emissionen (so genannter „gate-to-gate“-Datensatz). Der Grunddatensatz wird zunächst für das Jahr erstellt, für das die aktuellsten Daten in ausreichender Form vorliegen. Gleichzeitig wird eine Methode zur Fortschreibung des Datensatzes entwickelt, so dass zum Ende des Projektes und auch später der dann jeweils aktuellste Datensatz erstellt werden kann.

Der in Arbeitspaket 1 entwickelte Grunddatensatz beinhaltet zunächst den Energieeinsatz der einzelnen Kraftwerkstypen sowie die Emissionen beim Betrieb der Kraftwerke bezogen auf die *Brutto-Stromerzeugung* der öffentlichen Stromerzeugung. Durch Berücksichtigung der Kraftwerks-Eigenverbräuche wird hieraus der Grunddatensatz „*frei Kraftwerk*“ erstellt. Zusätzlich werden die Verluste der drei Netzebenen (Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz) eingerechnet, so dass der Datensatz „*frei Spannungsebene*“ angegeben werden kann.

Für eine vollständige Ökobilanz sind zudem Vorketten für alle relevanten Energieträger sowie Ökobilanzdaten der einzelnen Kraftwerkstypen nötig (so genannte „cradle-to-gate“-Datensätze). Insbesondere bei den Vorketten ist eine Harmonisierung und Aktualisierung notwendig, da sie die verschiedensten Länder und Technologien betreffen sowie aus sehr inhomogenen Datenquellen stammen. In *Arbeitspaket 2* wird daher für die Vorketten ein Konzept zur Harmonisierung und Aktualisierung der Datensätze entwickelt (Kapitel 2).

Es bestehen vielerlei Wechselwirkungen zwischen der Ökobilanz des Strommixes und Ökobilanzen, die ihrerseits den Strommix verwenden. In einem *dritten Arbeitspaket* (Kapitel 3) wird daher die enge Abstimmung und Zusammenarbeit mit dem Arbeitskreis Methodik sowie die Rückkopplung mit den anderen Arbeitskreisen mit aufgenommen. Weiterhin werden methodische energiespezifische Fragestellungen untersucht und Festlegungen getroffen, die in die anderen Arbeiten mit eingehen. Arbeitspaket 3 ist daher als Querschnittsbereich gedacht – mit ihm wird die methodische Konsistenz zwischen Arbeitspaket 1 und Arbeitspaket 2 sichergestellt.

In einem *internen Review* werden schließlich die Konsistenz und das methodische Vorgehen der gesamten Studie geprüft. Das Review wird durchgeführt von einem Arbeitskreis-Mitglied, das in keinem der drei Arbeitspakete direkt beteiligt ist.

Im Gegensatz zur sehr arbeitsintensiven Vorgehensweise in der „Vorstudie Steinkohlekette“ (Patyk et al. 2003) werden in dieser Studie die verschiedenen bereits existierenden Datensätze für einen Strommix Deutschland nicht verglichen und harmonisiert, sondern es wird ein kompletter neuer Datensatz erstellt. Das Ergebnis ist somit ein standardisierter Datensatz auf Basis aktuellster zur Verfügung stehender Quellen.

Bei der Konzeption und Erstellung des Datensatzes wird in einem mehrstufigen Modell vorgegangen. Die folgende Tabelle 1.2 zeigt, welche Schritte im Einzelnen erforderlich sind und welche von dieser Pilotstudie abgedeckt werden.

Tabelle 1.2: Schrittweises Vorgehen bei der Erstellung des Strommix-Datensatzes

Schritt	Inhalt	Strommix 2004		Zukünftig	Systemgrenze
		Hier berücksichtigt	Grund für Einschränkung	Zu berücksichtigen/ zu ergänzen	
1	Auf der Ebene von Kraftwerksclustern werden die output-bezogenen Emissionswerte für öffentliche Kraftwerke ermittelt.	Luftgetragene Emissionen aus der UBA-ZSE Datenbank	bereits vorliegende und qualitätsgesicherte Daten, werden jährlich aktualisiert	Weitere, vom AK Methodik definierte Daten	
2	Im Falle von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen wird der Strom anteilig berücksichtigt (Allokation).	Verwendung der implizit in den UBA-ZSE Daten vorgenommenen Allokation	Rückrechnung nur über nicht zugängliche Daten möglich	Durchführung einer einmaligen Rückrechnung zur Ermittlung eines „unallozierten“ Datengerüsts	
3	Auf der Inputseite wird die Brennstoffbereitstellung in Deutschland ergänzt.	Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Erdöl, Uran	Anteil an Biomasse nicht ermittelt	Biomasse-Input	
4	Auf der Inputseite werden weitere benötigte Materialien erfasst.	---	Keine reviewten Daten vorhanden	Zumindest „indikativ/nachrichtlich“ berücksichtigen	1. Stufe der Ökobilanz
5	Die Zusammensetzung des Importstroms wird berücksichtigt.	---	Exportüberschuss seit 2003	Im Rahmen der Datenverbesserungen für importierte Energieträger	
6	Die Stoff- und Energieverbräuche auf den Netzebenen werden eingerechnet (Hoch-, Mittel-, Niederspannung).	Nur Energieverluste	Keine qualitätsgesicherten Daten vorhanden	Emissionen (z.B. N ₂ O, SF ₆) und Flächenverbräuche	
7	Spezielle Strommixe werden hinzugenommen (Aluminiumindustrie, Bahnstrom, ...).	---	Kurzer Zeitrahmen	Nach Anforderung aus anderen Arbeitskreisen	
8	Die Vorketten der Brennstoffbereitstellung werden auf die jeweiligen Auslandsanteile aufgesplittet.	alle			
9	Anhand der bisher verwendeten Vorketten wird der Anteil der Vorkette an den gesamten Belastungen und damit ihre Relevanz dargestellt.	Beispielhaft für Steinkohle			

10	Für die Vorketten werden die Importstrukturen der jeweiligen Länder spezifiziert und Vorkettenbilanzen erstellt	Nur qualitative Darstellung	Kurzer Zeitrahmen	Bilanzierung der Vorketten der jeweiligen Länder	2. Stufe der Ökobilanz
11	Die Infrastruktur der Kraftwerksherstellung wird ergänzt, soweit harmonisierte Vorketten aus den anderen Arbeitskreisen vorliegen (Beton, Stahl, ...) und sofern sie relevant sind.	---	Zur Zeit noch keine LCA-Module verfügbar im Netzwerk	Bilanzierung der Kraftwerke (z.B. Erneuerbare Technologien, CCS, ...)	3. Stufe der Ökobilanz
12	Die Infrastruktur der Netze (Wechselstrom, Gleichstrom) wird hinzugenommen.	---	Bisher keine Grunddaten und keine LCA-Module verfügbar im Netzwerk	Bilanzierung der Netze	
13	Indirekte Effekte durch laufende Aufwändungen zur Entsorgung werden ergänzt.	---	Kurzer Zeitrahmen	Bilanzierung der Entsorgung	

1 Arbeitspaket 1: Methodische Strukturierung, Erstellung und Fortschreibung des Grunddatensatzes „Strommix Deutschland“

1.1 Methodik und Struktur des Datensatzes

Wie in Tabelle 1.2 dargestellt, werden im 1. Schritt zunächst die output-bezogenen Emissionswerte des deutschen Strommixes ermittelt. *Indirekte Emissionen*, also Emissionen, die bei der Herstellung des Kraftwerksparks entstehen, werden in dieser Studie nicht betrachtet. Sobald jedoch harmonisierte Vorketten für die wichtigsten Materialien, z.B. Stahl und Beton, vorliegen, könnten die Kraftwerke selber modelliert werden. Die in den *Vorketten* der Energieträger (Förderung, Transport und Aufbereitung der Rohstoffe) entstehenden Verbräuche und Emissionen werden hier ebenfalls nicht betrachtet, sondern sind Gegenstand des Arbeitspaketes 2.

Im 3. Schritt werden danach auf der Inputseite die verwendeten Brennstoffe bilanziert.

Die Emissionen und der Brennstoffeinsatz werden getrennt nach folgenden Bereichen ermittelt:

- Fossile Brennstoffe (Kapitel 1.2)
- Kernenergie (Kapitel 1.3)
- Erneuerbare Energien (Kapitel 1.4)
- Importstrom (Kapitel 1.5)

In Kapitel 1.6 werden die spezifischen Emissionen der einzelnen Energieträger schließlich über die jeweiligen Anteile an der Stromerzeugung zu einem Gesamtdatensatz zusammengefügt und sowohl für die Brutto- als auch die Netto-Stromerzeugung (frei Kraftwerk) ausgewiesen.

Neben dem „frei Kraftwerk“ zur Verfügung gestellten Datensatz wird auch die Netzseite betrachtet. Dabei wird in Kapitel 1.7 dargestellt, mit welchen Strom-Wärme-Verlusten auf welchen Spannungsebenen zu rechnen ist, und es werden drei Module „frei Niederspannung“, „frei Mittelspannung“ und „frei Hochspannung“ zur Verfügung gestellt.

Abbildung 1.1 gibt einen Überblick über den Rechenweg und die verschiedenen zur Verfügung gestellten Grunddatensätze.

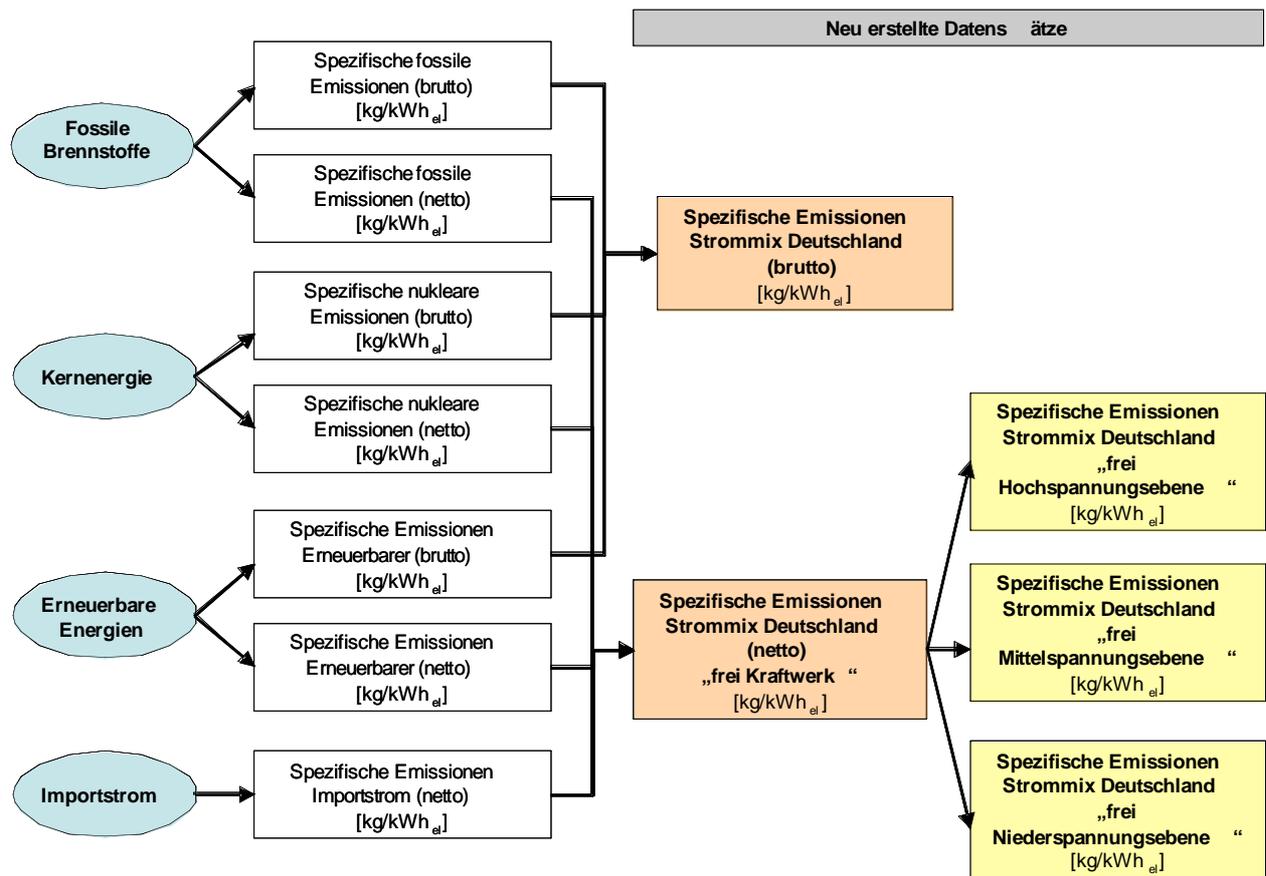


Abbildung 1.1: Rechenweg zur Erstellung der Grunddatensätze für den „Strommix Deutschland“ (nur direkte Emissionen)

Folgende Datenquellen werden verwendet und stehen – nach notwendiger Aufbereitung – auch für zukünftige Aktualisierungen zur Verfügung:

- **Primärdaten-Datei des „Zentralen Systems Emissionen“ (ZSE)** des Umweltbundesamtes (UBA ZSE)². Sie enthält diejenigen brennstoffbezogene direkte Emissionsfaktoren für die Strom- (und Wärme-)bereitstellung sowie Kraftstoffnutzung aus fossilen Energien, die vom Umweltbundesamt als nationaler Koordinierungsstelle zur Emissionsberichterstattung erhoben und seit 2005 auch der Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt werden (siehe UBA 2006b). Die Daten sind größtenteils ab dem Jahr 1995 erhoben und werden halbjährlich aktualisiert. Erfasst sind die folgenden luftgetragenen Emissionen, die mittels des UBA-eigenen „Qualitäts-Systems Emissionen“ (QSE) gesichert sind³.
 - Ammoniak (NH₃)
 - Feinstaub (PM 10 und PM 2,5)
 - flüchtige organische Verbindungen (ohne Methan) (NMVOC)
 - Kohlendioxid (CO₂)
 - Kohlenmonoxid (CO)

² Informationen zum Zentralen System Emissionen (ZSE) können Dreher (2002) und UBA (2006a), S. 532-547 entnommen werden.

³ Es sind zwar auch Daten für 1990 bis 1994 vorhanden, sie sind jedoch noch nicht qualitätsgesichert. Für diese Studie spielen aber nur die Daten für 2004 eine Rolle.

- Lachgas (N₂O)
- Methan (CH₄)
- Schwefeldioxid (SO₂)
- Staub
- Stickstoffoxide (NO_x)

Die Feinstaub-Emissionen liegen in der ZSE-Datei bisher nur vereinzelt vor, so dass sie zunächst nicht mit in den Datensatz aufgenommen werden können.

- **Dateien der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen** mit dem Brennstoffeinsatz und der Bruttostromerzeugung in der öffentlichen Stromversorgung für die Jahre 1990 bis 2005⁴ (AGEB 2007), die jährlich aktualisiert werden. Die AGEB-Daten beruhen auf Erhebungen der Bundesländer, die vom Statistischen Bundesamt (StBA) aggregiert werden, sowie Sekundärstatistiken der einschlägigen Verbände und bilden die Basis aller deutschen Bilanzierungen im Energiesektor. Durch den expliziten Bezug auf die StBA-Daten sind die AGEB-Daten quasi amtlich, werden jedoch keiner speziellen Qualitätssicherung unterzogen.
- **Statistik der Energiewirtschaft** mit den jährlichen Daten zu Brutto- und Nettostromerzeugung, aus denen der Eigenverbrauch der Kraftwerke berechnet wird (VIK 2006).
- **Jahresbericht „Umweltradioaktivität und Strahlenbelastung“** des Bundesamtes für Strahlenschutz mit allen Daten zu radioaktiven Emissionen von kerntechnischen Anlagen in Deutschland (BMU 2004a).
- Daten zum Einsatz Erneuerbarer Energien mit
 - direkten Emissionsfaktoren für Grubengas und Hausmüll aus **UBA-ZSE**,
 - Emissionsfaktoren für Biogas, Deponie- und Klärgas sowie Holz aus dem Ökobilanzierungsprogramm **GEMIS** sowie
 - den Anteilen der Erneuerbaren Energien am gesamten Strommix von der **Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien Statistik** (AGEE-Stat) nach BMU (2005a).⁵

Idealerweise sollten für den Strommix Deutschland die Stoff- und Energieflüsse der üblicherweise in Ökobilanzen betrachteten In- und Outputkategorien (Tabelle 1.1) ermittelt werden.

⁴ Die Daten für 2004 sind noch vorläufig.

⁵ AGEE-Stat ist jedoch nicht vergleichbar mit der „Institution“ AGEB, da die Arbeitsgemeinschaft nur als befristetes Projekt vom Bundesministerium für Umwelt installiert wurde.

Tabelle 1.1: Typische Input- und Outputkategorien in Ökobilanzen

INPUT	OUTPUT
Energieträger ^{*)}	Emissionen (Luft)
Energieträger (Prozess)	Emissionen (Wasser)
Fläche	Emissionen (Boden)
Hilfs- und Betriebsstoffe	Abfälle
	weitere
^{*)} Energieträger in verschiedenen Aufbereitungsstufen ab Lagerstätte	

Wie im Methodikteil in Arbeitspaket 3 beschrieben wird, beschränkt sich diese Studie jedoch auf die im Rahmen des „Zentralen Systems Emissionen“ vom Umweltbundesamt erfassten (luftgetragenen) Emissionen. Dies hat einerseits den Vorteil, dass auf einer standardisierten Erhebungsmethode und bereits reviewten Daten aufgebaut werden kann. Eine eigene Erhebung von Emissionsdaten und ihre Qualitätssicherung wären innerhalb dieser Studie nicht möglich gewesen. Andererseits ist es auch für die geplante Fortschreibung des Datensatzes wichtig, dass die Emissionsdaten auch zukünftig zur Verfügung stehen und abgerufen werden können.

Aufgrund der zur Verfügung stehenden Jahrgänge von UBA-ZSE und AGEB kann der Datensatz somit für das Jahr 2004 erstellt und in einem Ein-Jahres-Rhythmus aktualisiert werden. Die Struktur des Datensatzes (ohne Vorkette) sieht dann wie in Tabelle 1.2 dargestellt aus. Die Inputseite wird sowohl als Energie- als auch als Masseneinheit angegeben.

Tabelle 1.2: Struktur der Grunddatensätze „Strommix Deutschland“ (ohne Vorkette, ohne Herstellung Kraftwerke)

Input			Output	
Material	kJ/kWh _{el}	kg/kWh _{el}	Emissionen (Luft)	kg/kWh _{el}
Braunkohle			Ammoniak (NH ₃)	
Steinkohle			Kohlendioxid (CO ₂)	
Erdgas			Kohlenmonoxid (CO)	
Erdöl			Lachgas (N ₂ O)	
Uran			Methan (CH ₄)	
			NMVOG	
			Schwefeldioxid (SO ₂)	
			Staub	
			Stickoxide (NO _x)	

Die Zusammenstellung und Auswertung der zur Verfügung stehenden Daten beruht weitgehend auf dem in ÖKO und IZES (2006) dargestellten Rechenweg, der im Folgenden beschrieben wird. Von den dort berechneten Ergebnissen wurde für diese Studie nur das aktuellste zur Verfügung stehende Jahr (2004) verwendet, außerdem wurden nur die öffentlichen Kraftwerke betrachtet. Zusätzlich wurden noch die Ammoniak-Emissionen ermittelt. Die verwendeten AGEB-Daten wurden der aktuellsten Version angepasst (AGEB 2007).

Zur weiteren Verarbeitung und Implementierung einer internetbasierten Schnittstelle auf die UBA-ZSE-Daten (siehe Kapitel 1.8) wurde eine excel-Datei angelegt, in der der Rechenweg von den Originaldaten bis zum Datensatz des Strommixes nachvollzogen werden kann. Die-

ser Rechenweg bietet prinzipiell auch Schnittstellen zu Szenarien, in denen andere Energieträgermengen (z.B. ein höherer Anteil von Erneuerbaren Energien) oder andere Emissionen verwendet werden. Diese können über die excel-Tabellen leicht mit den Datensätzen verknüpft werden.

Neben den fossilen CO₂-Emissionen wird in der nationalen Berichterstattung auch regeneratives CO₂ aufgeführt. Nach den „inventory guidelines“ des IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) braucht es jedoch nicht berichtet zu werden und wird daher in dem Strommix nicht berücksichtigt.

1.2 Fossile Brennstoffe

1.2.1 Vorgehensweise

Vor der Erläuterung der einzelnen Datengrundlagen sei im Folgenden zunächst ein Überblick über die Vorgehensweise hinsichtlich der fossilen Kraftwerke gegeben. In Abbildung 1.2 wird gezeigt, wie die spezifischen luftgetragenen Netto-Emissionen (in kg/kWh_{el}) aus den verschiedenen Grunddaten hergeleitet und wie oft die Grunddaten aktualisiert werden. Diese Schritte werden in den folgenden Unterkapiteln näher beschrieben.

1.2.2 Primärdaten

Insgesamt umfasst die ZSE-Datenbank des Umweltbundesamtes folgende Kraftwerke mit ihren brennstoffbezogenen Emissionsfaktoren, wobei für diese Studie nur die öffentlichen Kraftwerke relevant sind:

- Grubenkraftwerke (GRKW)
 - Braunkohlenbriketts Lausitz
 - Erdgas
 - Heizöl, leicht
 - Heizöl, schwer
 - Kokerei-/Stadtgas
 - Rohbraunkohle allgemein/Lausitz/Mitteldeutschland/Rheinland
 - Staub-/Trockenkohle
 - Industriemüll fossil
 - Industriemüll
- Öffentliche Rohbraunkohle-Kraftwerke (OEBKW)
- Öffentliche Hartbraunkohle-Kraftwerke (OEHBKW)

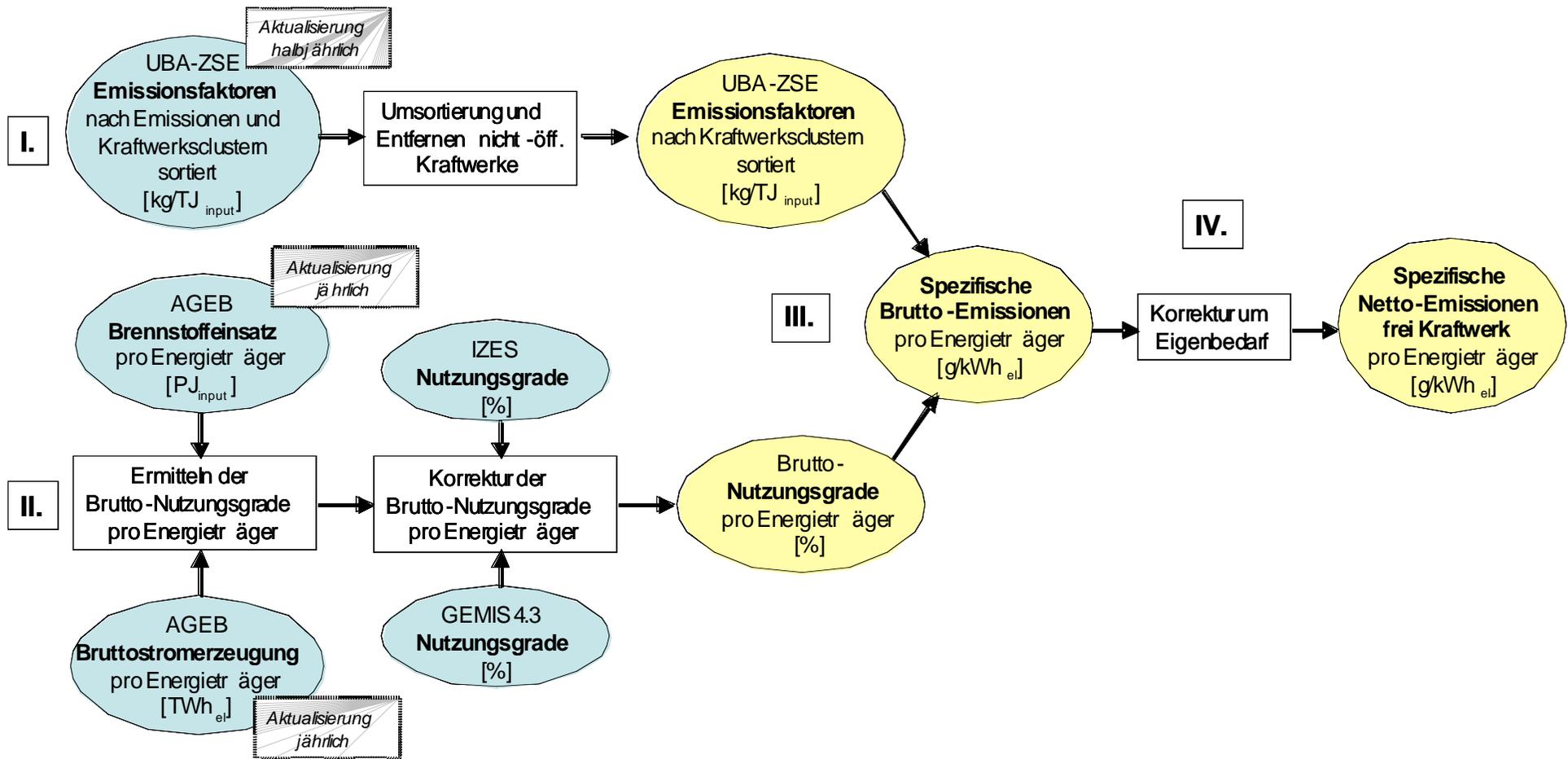


Abbildung 1.2: Rechenweg bei der Ermittlung der spezifischen Netto-Emissionen der fossilen Kraftwerke

- Öffentliche Kraftwerke (OEKW) mit folgenden Brennstoffen
 - Andere Mineralölprodukte
 - Braunkohlenbriketts
 - Braunkohlenkoks
 - Erdgas
 - Gichtgas
 - Heizöl, leicht
 - Heizöl, schwer
 - Kokerei-/Stadtgas
 - Petrolkoks
 - Staub-/Trockenkohle
 - Steinkohle
 - Hausmüll/Siedlungsabfall biogen
 - Hausmüll/Siedlungsabfall fossil
- Öffentliche Kraftwerke mit Dieselmotoren (OEKWDM)
- Öffentliche Kraftwerke mit Gasmaschinen (OEKWGM)
- Öffentliche Kraftwerke mit Gasturbinen (OEKWGT) mit
 - Erdgas
 - Heizöl, leicht
- Öffentliche Kraftwerke mit Gas- und Dampfturbinen (OEKWGUD)
 - Erdgas
 - Heizöl, leicht
- Diverse Zechenkraftwerke (STEA, UIKWGM, ZEKW)

Die Emissionsdaten liegen jedoch nicht für jedes einzelne Kraftwerk getrennt, sondern nach den oben dargestellten Kraftwerksclustern aggregiert vor. Tabelle 1.3 zeigt die Primärdaten am Beispiel der öffentlichen Gasturbinen-Kraftwerke („OEKWGT“) und der öffentlichen GuD-Kraftwerke („OEKWGUD“). Nur die grau unterlegten Felder werden für die weitere Bearbeitung im Rahmen der Strommix-Studie benötigt.

Im Falle von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen sind die für die Stromerzeugung ausgewiesenen Emissionen bereits alloziert worden. Das Umweltbundesamt rechnet dabei nur diejenigen Emissionen der Wärme zu, die durch den Zusatzaufwand bei der Auskopplung der Wärme entstehen. Werden die Daten so übernommen, ist also automatisch auch die Allokationsmethode festgelegt. Dies betrifft etwa 12 % des erzeugten Stroms. Die Tendenz des möglichen Allokationsfehlers nimmt jedoch mit steigenden KWK-Anteilen ab, da kleine Anlagen eine höhere Stromkennzahl haben und damit weniger Wärme auskoppeln als große Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (siehe auch Kapitel 3.4.3).

Tabelle 1.3: Luftgetragene Emissionsfaktoren am Beispiel der Gasturbinen (OEKWGT)- und GuD (OEKWGUD)-Kraftwerke im Jahr 2004

SE	Schadstoff	Emigr	Raumbezug	Wertetyp	Massnahme	EBZ	Technik	Verwendungsart	B/P	Material	Einheit	2004
OEKWGT	Ammoniak	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gasturbinen	Stromerzeugung		Erdgas	kg/TJ	0,15
OEKWGT	Ammoniak	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gasturbinen	Stromerzeugung		Heizöl, leicht	kg/TJ	2,5
OEKWGT	Feinstaub 10	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gasturbinen	Stromerzeugung		Erdgas	kg/TJ	
OEKWGT	Feinstaub 10	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gasturbinen	Stromerzeugung		Heizöl, leicht	kg/TJ	
OEKWGT	Feinstaub 2,5	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gasturbinen	Stromerzeugung		Erdgas	kg/TJ	
OEKWGT	Feinstaub 2,5	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gasturbinen	Stromerzeugung		Heizöl, leicht	kg/TJ	
OEKWGT	flüchtige organische Verbindungen (ohne Methan)	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gasturbinen	Stromerzeugung		Erdgas	kg/TJ	0,25
OEKWGT	flüchtige organische Verbindungen (ohne Methan)	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gasturbinen	Stromerzeugung		Heizöl, leicht	kg/TJ	2
OEKWGT	Kohlendioxid	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gasturbinen	Stromerzeugung		Erdgas	kg/TJ	56000
OEKWGT	Kohlendioxid	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gasturbinen	Stromerzeugung		Heizöl, leicht	kg/TJ	74000
OEKWGT	Kohlenmonoxid	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gasturbinen	Stromerzeugung		Erdgas	kg/TJ	
OEKWGT	Kohlenmonoxid	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gasturbinen	Stromerzeugung		Heizöl, leicht	kg/TJ	
OEKWGT	Lachgas (Schadstoff)	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gasturbinen	Stromerzeugung		Erdgas	kg/TJ	1,05
OEKWGT	Lachgas (Schadstoff)	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gasturbinen	Stromerzeugung		Heizöl, leicht	kg/TJ	1,52
OEKWGT	Methan	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gasturbinen	Stromerzeugung		Erdgas	kg/TJ	2
OEKWGT	Methan	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gasturbinen	Stromerzeugung		Heizöl, leicht	kg/TJ	0,5
OEKWGT	Schwefeldioxid	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gasturbinen	Stromerzeugung		Erdgas	kg/TJ	0,5
OEKWGT	Schwefeldioxid	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gasturbinen	Stromerzeugung		Heizöl, leicht	kg/TJ	DEL
OEKWGT	Staub	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gasturbinen	Stromerzeugung		Erdgas	kg/TJ	
OEKWGT	Staub	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gasturbinen	Stromerzeugung		Heizöl, leicht	kg/TJ	
OEKWGT	Stickstoffdioxid	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gasturbinen	Stromerzeugung		Erdgas	kg/TJ	
OEKWGT	Stickstoffdioxid	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gasturbinen	Stromerzeugung		Heizöl, leicht	kg/TJ	
OEKWGUD	Ammoniak	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gas- und Dampfturbinen	Stromerzeugung		Erdgas	kg/TJ	0,15
OEKWGUD	Ammoniak	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gas- und Dampfturbinen	Stromerzeugung		Heizöl, leicht	kg/TJ	2,5
OEKWGUD	Feinstaub 10	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gas- und Dampfturbinen	Stromerzeugung		Erdgas	kg/TJ	0,36
OEKWGUD	Feinstaub 10	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gas- und Dampfturbinen	Stromerzeugung		Heizöl, leicht	kg/TJ	0,702
OEKWGUD	Feinstaub 2,5	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gas- und Dampfturbinen	Stromerzeugung		Erdgas	kg/TJ	0,32
OEKWGUD	Feinstaub 2,5	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gas- und Dampfturbinen	Stromerzeugung		Heizöl, leicht	kg/TJ	0,624
OEKWGUD	flüchtige organische Verbindungen (ohne Methan)	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gas- und Dampfturbinen	Stromerzeugung		Erdgas	kg/TJ	0,25
OEKWGUD	flüchtige organische Verbindungen (ohne Methan)	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gas- und Dampfturbinen	Stromerzeugung		Heizöl, leicht	kg/TJ	2
OEKWGUD	Kohlendioxid	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gas- und Dampfturbinen	Stromerzeugung		Erdgas	kg/TJ	56000
OEKWGUD	Kohlendioxid	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gas- und Dampfturbinen	Stromerzeugung		Heizöl, leicht	kg/TJ	74000
OEKWGUD	Kohlenmonoxid	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gas- und Dampfturbinen	Stromerzeugung		Erdgas	kg/TJ	56,7
OEKWGUD	Kohlenmonoxid	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gas- und Dampfturbinen	Stromerzeugung		Heizöl, leicht	kg/TJ	65,5
OEKWGUD	Lachgas (Schadstoff)	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gas- und Dampfturbinen	Stromerzeugung		Erdgas	kg/TJ	1,05
OEKWGUD	Lachgas (Schadstoff)	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gas- und Dampfturbinen	Stromerzeugung		Heizöl, leicht	kg/TJ	1,52
OEKWGUD	Methan	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gas- und Dampfturbinen	Stromerzeugung		Erdgas	kg/TJ	2
OEKWGUD	Methan	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gas- und Dampfturbinen	Stromerzeugung		Heizöl, leicht	kg/TJ	0,5
OEKWGUD	Schwefeldioxid	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gas- und Dampfturbinen	Stromerzeugung		Erdgas	kg/TJ	0,5
OEKWGUD	Schwefeldioxid	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gas- und Dampfturbinen	Stromerzeugung		Heizöl, leicht	kg/TJ	64
OEKWGUD	Staub	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gas- und Dampfturbinen	Stromerzeugung		Erdgas	kg/TJ	0,4
OEKWGUD	Staub	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gas- und Dampfturbinen	Stromerzeugung		Heizöl, leicht	kg/TJ	0,78
OEKWGUD	Stickstoffdioxid	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gas- und Dampfturbinen	Stromerzeugung		Erdgas	kg/TJ	74,78
OEKWGUD	Stickstoffdioxid	OEK	D	EF	Technische Anleitung Luft	EBZ 11	Gas- und Dampfturbinen	Stromerzeugung		Heizöl, leicht	kg/TJ	106,5

Quelle: Auszug aus der Primärdaten-Datei ZSE des Umweltbundesamtes (UBA 2006c)

1.2.3 Abgeleitete Daten

Schritt I aus Abbildung 1.2

Ordnet man die ursprünglich nach Kraftwerksclustern sortierten Daten (siehe Tabelle 1.4) nach Emissionen um, ergibt sich die in Tabelle 1.4 gezeigte Struktur der fossilen Stromerzeugung im Jahr 2004:

Tabelle 1.4: Abgeleitete, brennstoffbezogene, luftgetragene Emissionsfaktoren für die fossile Stromerzeugung in öffentlichen Kraftwerken im Jahr 2004

Emittentengruppe	Brennstoff	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM VOC	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NH ₃
Werte in kg/Tj _{input}										
Dieselmotoren öff. KW	Dieselmotoren öff. KW	0,37	684,00	0,90	177,00	3,50	74.000	3,50	1,70	2,50
Gasmaschinen öff. KW	Deponiegas	0,50	130,80	0,30	123,40	0,30	0	0,30	1,00	0,15
Gasmaschinen öff. KW	Erdgas	0,50	132,00	0,30	125,00	0,30	56.000	0,30	1,20	0,15
Gasmaschinen öff. KW	Heizöl, leicht	65,60	132,00	1,50	125,00	3,50	74.000	3,50	1,70	2,50
Gasmaschinen öff. KW	Klärgas	0,50	129,00	0,30	123,25	0,30	0	0,30	1,20	0,15
Gasturbinen öff. KW	Erdgas	0,50	74,78	0,40	56,70	0,25	56.000	2,00	1,05	0,15
Gasturbinen öff. KW	Heizöl, leicht	64,00	106,50	0,78	65,50	2,00	74.000	0,50	1,52	2,50
GFA öff. KW	Erdgas	0,50	35,70	0,30	1,70	2,00	56.000	0,30	0,50	0,14
GFA öff. KW	Gichtgas	13,20	35,70	0,30	1,70	2,00	105.000	0,00	0,50	0,87
GFA öff. KW	Heizöl, leicht	65,60	47,50	1,90	5,00	3,00	74.000	3,50	1,00	2,50
GFA öff. KW	Heizöl, schwer	138,20	55,40	6,40	6,50	6,00	78.000	3,50	1,00	2,50
GFA öff. KW	Kokerei-/Stadtgas	15,00	35,70	0,30	1,70	2,00	40.000	0,30	0,50	0,87
GFA öff. KW	Petrokoks	66,80	63,30	3,80	9,30	3,00	101.000	0,50	1,00	2,50
GFA öff. KW	Staub-/Trockenkohle	113,00	80,60	6,50	61,20	1,30	97.900	1,50	3,50	0,75
GFA öff. KW	Steinkohle	66,80	63,90	3,60	8,70	3,00	94.000	1,50	4,30	0,14
GFA öff. Braunkohle-KW	Hart-BrK Arzberg	2,00	51,00	12,00	32,00	1,30	97.000	1,50	3,50	0,75
GFA öff. Braunkohle-KW	Roh-BrK Helmstedt	192,00	75,30	20,00	22,60	1,30	111.000	1,50	3,50	0,75
GFA öff. Braunkohle-KW	Roh-BrK Rheinland	42,60	75,30	2,30	56,90	1,30	114.000	1,50	3,60	0,75
GFA öff. Braunkohle-KW	Roh-BrK Sachsen-Anhalt	42,60	75,30	2,30	56,90	1,30	104.000	1,50	3,30	0,75
GFA öff. Braunkohle-KW	Roh-BrK Brandenburg	42,60	75,30	2,30	56,90	1,30	113.000	1,50	3,30	0,75
GFA öff. Braunkohle-KW	Roh-BrK Sachsen	42,60	77,00	2,30	56,90	1,30	109.200	1,50	3,30	0,75
MVA öff. KW	Hausmüll	23,00	77,00	9,70	23,00	1,80	15.000	1,80	3,00	14,70

GFA = Großfeuerungsanlagen, MVA = Müllverbrennungsanlagen

Quelle: ÖKO und IZES (2006), erweitert um NH₃

1.2.4 Herleitung strombezogener Emissionsfaktoren

Schritt II aus Abbildung 1.2

Die bisherigen Emissionsfaktoren beziehen sich auf den Brennstoff und müssen daher auf den Output einer Kilowattstunde Strom umgerechnet werden. Da in der UBA-ZSE Datenbank weder Daten zur erzeugten Strommenge noch der Nutzungsgrad der verschiedenen Kraftwerkscluster enthalten sind, werden Daten der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) zu Hilfe genommen. AGEB gibt folgende Brennstoffeinsatzmengen der öffentlichen Stromerzeugung für 2004 an (Tabelle 1.5):

Tabelle 1.5: Brennstoffeinsatz der öffentlichen Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2004

Steinkohle	Braunkohle	Übrige feste Brennstoffe	Heizöl	Erdgas	Gicht/Hochofengas	Deponie-, Gruben- und Klärgas	Wasser- und Windkraft	Uran	gesamt
Werte in PJ									
1.246	1.536	88	70	410	129	9	164	1.823	5.475

Quelle: AGEB (2007)

Von AGEB wird ebenfalls die Bruttostromerzeugung nach Energieträgern benötigt, um die Brutto-Nutzungsgrade ermitteln zu können (siehe Tabelle 1.6).

Tabelle 1.6: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland 2004

Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Kernenergie	Wasser	Übrige	gesamt
Werte in TWh _{el}							
158	140,8	61,4	10,3	167,1	27,8	50,8	616,2

Quelle: AGEB (2007)

Aus dem Brennstoffeinsatz und der Bruttostromerzeugung können nun aggregierte Brutto-Nutzungsgrade der Stromerzeugung berechnet werden (Tabelle 1.7).

Tabelle 1.7: Errechnete Brutto-Nutzungsgrade der fossilen und nuklearen Stromerzeugung in Deutschland 2004

Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Kernenergie
37,0%	40,7%	40,3%	41,5%	33,0%

Quelle: eigene Berechnung

Da die aus den AGEB-Tabellen hergeleiteten Werte teilweise recht unrealistisch erschienen, vergleicht man sie mit der Entwicklung der Nutzungsgrade über die letzten Jahre, wurden sie in ÖKO und IZES (2006) mit Kraftwerksdaten anderer Datenbanken (GEMIS v4.3 und IZES-Kraftwerksdatenbank) abgeglichen und an den zeitlichen Verlauf ab 1990 angepasst (Tabelle 1.8).

Tabelle 1.8: Errechnete Brutto-Nutzungsgrade der fossilen und nuklearen Stromerzeugung in Deutschland seit 1990

Jahr	Braunkohle	Braunkohle ostdeutsch	Braunkohle westdeutsch	Steinkohle	Erdgas	Erdgas-DT	Erdgas-GT/GM	Öl
1990	34,2%	33,2%	35,0%	37,9%	29,7%	33,0%	25,0%	33,0%
1991	34,5%	33,8%	35,1%	38,0%	31,1%	33,8%	26,0%	33,5%
1992	34,8%	34,3%	35,2%	38,1%	31,8%	34,6%	27,0%	34,0%
1993	35,1%	34,9%	35,3%	38,3%	32,6%	35,4%	28,0%	34,5%
1994	35,4%	35,4%	35,4%	38,4%	33,5%	36,2%	29,0%	35,0%
1995	35,7%	36,0%	35,5%	38,5%	34,1%	37,0%	30,0%	35,5%
1996	36,0%	36,4%	35,7%	38,6%	35,1%	37,6%	30,4%	36,2%
1997	36,3%	36,8%	35,9%	38,7%	35,4%	38,2%	30,8%	36,9%
1998	36,6%	37,2%	36,1%	38,8%	36,0%	38,8%	31,2%	37,6%
1999	36,9%	37,6%	36,3%	38,9%	36,5%	39,4%	31,6%	38,3%
2000	37,2%	38,0%	36,5%	39,0%	37,0%	40,0%	32,0%	39,0%
2001	37,3%	38,1%	36,6%	39,3%	37,5%	40,6%	32,5%	39,6%
2002	37,4%	38,3%	36,8%	39,5%	38,1%	41,3%	33,0%	40,3%
2003	37,5%	38,4%	36,9%	39,8%	38,7%	41,9%	33,5%	40,9%

DT = Dampfturbine, GT = Gasturbine

Quelle: ÖKO und IZES (2006)

Gleichzeitig wurde eine Unterscheidung von Braunkohlekraftwerken (westdeutsche und ostdeutsche Situation) und Erdgas (Dampfturbinen und Gasturbinen bzw. -maschinen) vorgenommen. Tabelle 1.9 zeigt die für das Jahr 2004 resultierenden Nutzungsgrade.

Tabelle 1.9: Verwendete Brutto-Nutzungsgrade der fossilen und nuklearen Stromerzeugung in Deutschland 2004

Braunkohle	Braunkohle ostd.	Braunkohle westd.	Steinkohle	Erdgas	Erdgas-DT	Erdgas-GT/GM	Öl	Kernenergie
37,6%	38,5%	37,0%	40,0%	39,2%	42,5%	34,0%	41,5%	33,0%

DT = Dampfturbine, GT/GM = Gasturbine/Gasmaschine

Quelle: ÖKO und IZES (2006)

Schritt III aus Abbildung 1.2

Aus den brennstoffbezogenen Emissionsfaktoren (Tabelle 1.4) können nun mittels der Brutto-Nutzungsgrade (Tabelle 1.9) die Brutto-strombezogenen Emissionsfaktoren der fossilen öffentlichen Kraftwerke im Jahr 2004 errechnet werden (Tabelle 1.10).

Tabelle 1.10: Brutto-strombezogene, luftgetragene direkte Emissionsfaktoren für die fossile Stromerzeugung in öffentlichen Kraftwerken im Jahr 2004

Kraftwerkstyp	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM VOC	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NH ₃
Werte in g/kWh _{el}									
Braunkohle	0,41	0,72	0,022	0,54	0,012	1.087	0,014	0,033	0,007
Braunkohle-Ost	0,40	0,70	0,022	0,53	0,012	1.057	0,014	0,031	0,007
Braunkohle-West	0,41	0,73	0,022	0,55	0,013	1.109	0,015	0,035	0,007
Steinkohle	0,60	0,58	0,032	0,08	0,027	846	0,014	0,039	0,001
Erdgas	0,00	0,49	0,003	0,24	0,011	521	0,010	0,007	0,001
Erdgas-DT	0,00	0,30	0,003	0,01	0,017	474	0,003	0,004	0,001
Erdgas-GT	0,01	0,79	0,004	0,60	0,003	593	0,021	0,011	0,002
Öl	1,20	0,48	0,056	0,06	0,052	677	0,030	0,009	0,022
Strommix fossil	0,44	0,62	0,02	0,30	0,02	890	0,014	0,030	0,004

DT = Dampfturbine, GT = Gasturbine

Quelle: nach ÖKO und IZES (2006), aktualisiert und erweitert um NH₃

Nachrichtlich werden in Tabelle 1.10 auch die spezifischen Emissionen des fossilen Strommixes ausgewiesen. Sie errechnen sich, indem man die spezifischen Emissionen mit der jeweils erzeugten Strommenge aus Tabelle 1.6 multipliziert und durch die gesamt erzeugte fossile Strommenge von 370,5 TWh_{el} im Jahr 2004 dividiert.

Schritt IV aus Abbildung 1.2

Schließlich werden die Emissionen „frei Kraftwerk“ berechnet, indem der Eigenverbrauch der Kraftwerke herausgerechnet wird und die Emissionen auf die Netto-Stromerzeugung bezogen werden. Der Eigenverbrauch wird für jeden Energieträger aus der Differenz der Brutto- und Nettostromerzeugung gebildet, wie sie vom Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft jährlich in der „Statistik der Energiewirtschaft“ angegeben werden (VIK 2006). Er errechnet sich zu 7,8 % für Steinkohle, Braunkohle und Heizöl und zu 3,8 % für Erdgas, so dass sich die Netto-strombezogenen Emissionsfaktoren der öffentlichen fossilen Kraftwerke im Jahr 2004 wie in Tabelle 1.11 dargestellt ergeben.

Tabelle 1.11: Netto-strombezogene, luftgetragene direkte Emissionsfaktoren für die fossile Stromerzeugung in öffentlichen Kraftwerken im Jahr 2004 („frei Kraftwerk“)

Kraftwerkstyp	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NH ₃
Werte in g/kWh _{el}									
Braunkohle	0,44	0,78	0,024	0,59	0,013	1.179	0,016	0,036	0,008
Braunkohle-Ost	0,43	0,76	0,023	0,58	0,013	1.145	0,015	0,033	0,008
Braunkohle-West	0,45	0,79	0,024	0,60	0,014	1.202	0,016	0,038	0,008
Steinkohle	0,65	0,62	0,035	0,08	0,029	918	0,015	0,042	0,001
Erdgas	0,00	0,51	0,003	0,25	0,012	541	0,010	0,007	0,001
Erdgas-DT	0,00	0,31	0,003	0,01	0,018	493	0,003	0,004	0,001
Erdgas-GT	0,01	0,82	0,004	0,62	0,003	616	0,022	0,012	0,002
Öl	1,30	0,52	0,060	0,06	0,056	733	0,033	0,009	0,024
Strommix fossil	0,47	0,67	0,03	0,33	0,02	962	0,015	0,033	0,005

DT = Dampfturbine, GT = Gasturbine

Quelle: eigene Berechnungen

1.2.5 Fazit

Über die Primärdaten-Datei des „Zentralen Systems Emissionen“ des Umweltbundesamtes stehen Daten von sehr hoher Qualität zur Verfügung; allerdings werden nur diejenigen neun Emissionen erfasst, die für die nationale Berichterstattung benötigt werden. Für alle anderen Emissionen liegen weder qualitätsgesicherte noch fortschreibbare Datensätze vor. Die ZSE-Datenbank enthält allerdings keine kraftwerksscharfen, sondern auf Kraftwerkscluster aggregierte Daten.

Da in der ZSE-Datenbank nur brennstoffbezogene Emissionen erfasst sind, müssen zur Ermittlung der Kraftwerksnutzungsgrade und der Nettostromerzeugung weitere Datenquellen zu Hilfe gezogen werden, die derzeit nicht qualitätsgesichert sind (AGEB, VIK). Sie werden jedoch zumindest jährlich aktualisiert.

Aufgrund der zur Verfügung stehenden Jahrgänge können die Daten somit jährlich fortgeschrieben werden.

1.3 Kernenergie

1.3.1 Grundlagen

Der Betrieb von Kernenergieanlagen benötigt – sieht man von kurzen Probeläufen der Notstrom-Diesel ab – keine fossilen Energieträger. Aus diesem Grund werden für den Betrieb der Kernkraftwerke (KKW) keine fossilen Emissionen berücksichtigt. Da aber beim Betrieb radioaktive Emissionen an die Umgebung abgegeben werden, werden diese im Folgenden untersucht und quantifiziert.

Bereits im Rahmen der intensiven wissenschaftlichen Diskussion vor rund 15 Jahren über externe und soziale Kosten der einzelnen Energieträger wurde die Frage nicht eindeutig entschieden, ob bei den radioaktiven Emissionen zwischen natürlich vorkommenden (z. B. in der Kohle) und in der Kerntechnik erzeugten „künstlichen“ Isotopen unterschieden werden muss. Der Arbeitskreis Methodik vertritt hier den – auch von den Autoren dieser Studie mitgetragenen – Standpunkt, dass für die Ökobilanz die Wirkung maßgeblich ist und nicht die Herkunft.

Im Folgenden wird die Datenqualität der Emissionen der KKW dargestellt. Zudem werden die jährlich anfallenden Mengen radioaktiven Abfalls sowie abgebrannter Brennelemente aus Kernenergieanlagen betrachtet.

1.3.2 Primärdaten

Der Jahresbericht „Umweltradioaktivität und Strahlenbelastung“ des Bundesamtes für Strahlenschutz (BfS) umfasst alle Daten zu radioaktiven Emissionen von kerntechnischen Anlagen in Deutschland, wobei für die hier vorliegende Studie alle Anlagen berücksichtigt werden, die Strom ins öffentliche Netz einspeisen oder eingespeist haben (Tabelle 1.12):

Tabelle 1.12: Deutsche Kraftwerke und Stromerzeugung

Atomkraftwerk/Standort	Typ a)	elektr. Bruttoleistung (MW)	Bruttostromerzeugung 2004 *) (MWh)	Beginn / Ende des nuklearen Betriebes	Vorfluter
Versuchsatomkraftwerk Kahl	SWR	16	0	1960/1985	Main
MZFR Karlsruhe	D2O-DWR	58	0	1965/1984	Rhein
Kernkraftwerk Rheinsberg	WWER	70	0	1966/1990	Stechlinsee
Kernkraftwerk Gundremmingen A	SWR	252	0	1966/1977	Donau
Versuchsatomkraftwerk AVR Jülich	HTR	15	0	1966/1988	Rur/Maas
Kernkraftwerk Lingen	SWR	268	0	1968/1977	Ems
Kernkraftwerk Obrigheim	DWR	357	313	1968	Neckar
Kernreaktoranlage KNK Karlsruhe	NaR	20	0	1971/1991	Rhein
Kernkraftwerk Würgassen	SWR	670	0	1971/1994	Weser
Kernkraftwerk Stade	DWR	672	0	1972/2003	Elbe
Kernkraftwerk Greifswald 1 - 5	WWER	je 440	0	1973/1990	Ostsee
Kernkraftwerk Biblis A	DWR	1225	1166	1974	Rhein
Kernkraftwerk Biblis B	DWR	1300	1060	1976	Rhein
Kernkraftwerk Neckarwestheim 1	DWR	840	731	1976	Neckar
Kernkraftwerk Brunsbüttel	SWR	806	579	1976	Elbe
Kernkraftwerk Isar 1	SWR	912	805	1977	Isar
Kernkraftwerk Unterweser	DWR	1410	1167	1978	Weser
Kernkraftwerk Philippsburg 1	SWR	926	757	1979	Rhein
Kernkraftwerk Grafenrheinfeld	DWR	1345	1218	1981	Main
Kernkraftwerk Krümmel	SWR	1316	1148	1983	Elbe
Kernkraftwerk Hamm-Uentrop	HTR	307	0	1983/1988	Lippe
Kernkraftwerk Gundremmingen B	SWR	1344	1234	1984	Donau
Kernkraftwerk Grohnde	DWR	1430	1294	1984	Weser
Kernkraftwerk Gundremmingen C	SWR	1344	1015	1984	Donau
Kernkraftwerk Philippsburg 2	DWR	1458	1240	1984	Rhein
Kernkraftwerk Mülheim-Kärlich	DWR	1302	0	1986/1988	Rhein
Kernkraftwerk Brokdorf	DWR	1440	1326	1986	Elbe
Kernkraftwerk Isar 2	DWR	1475	1397	1988	Isar
Kernkraftwerk Emsland	DWR	1400	1343	1988	Ems
Kernkraftwerk Neckarwestheim 2	DWR	1365	1279	1988	Neckar

a) SWR = Leichtwasser-Siedewasserreaktor; DWR = Leichtwasser-Druckwasserreaktor; D₂O-DWR = Schwerwasser-Druckwasserreaktor; HTR = gasgekühlter Hochtemperaturreaktor; NaR = natriumgekühlter Reaktor; WWER = Leichtwasser-Druckwasserreaktor sowjetischer Bauart

*) Daten aus Atomwirtschaft, atw 3/2005

Quelle: BMU (2004a)

In diesem Jahresbericht werden die Aktivitäten der radioaktiven Ableitungen mit der Fortluft für die Nuklidgruppen Edelgase, Schwebstoffe, Jod-131, ¹⁴CO₂ und Tritium in Becquerel (Bq) aufgeführt (Tabelle 1.13). Diese Aggregation der Nuklide zu Gruppen verringert maßgeblich den Arbeitsaufwand bei der Aktualisierung der Datensätze. Es erfolgt aber auch eine Auflis-

tung nach den einzelnen Radionukliden (siehe Tabelle 1.14), welche bei Bedarf Verwendung finden kann. Als Referenzeinheit wird die Aktivität in Becquerel (Bq) verwendet. Dadurch entfällt die Bewertung der biologischen Wirksamkeit der verschiedenen Nuklide und Strahlungsarten.

Die nachgewiesenen Aktivitätsableitungen müssen vierteljährlich und jährlich vom Betreiber der jeweiligen Anlage dokumentiert und an die zuständige Aufsichtsbehörde übermittelt werden. Hieraus wird dann die Strahlenexposition der Bevölkerung in der Umgebung der kern-technischen Anlage errechnet und die Einhaltung der Dosisgrenzwerte überwacht. Somit ist eine hohe Qualität der Datenerfassung und Datenaufbereitung gewährleistet. Außerdem kann durch die jährliche Dokumentation der Emissionsdaten durch das BfS eine periodische Aktualisierung erfolgen.

Die folgende Tabelle 1.13 zeigt die Ableitung radioaktiver Stoffe mit der Fortluft aus Kernkraftwerken im Jahr 2004.

Tabelle 1.13: Ableitung radioaktiver Stoffe mit der Fortluft

Kernkraftwerk	Edelgase	Schwebstoffe ^{a)}	Jod-131	¹⁴ CO ₂	Tritium
	Aktivität in Bq				
Kahl ^{b)}	-	8,8 E04	-	-	-
Rheinsberg ^{c)}	nn	3,3 E06	nn	-	nn
Gundremmingen A ^{d)}	-	1,8 E03	-	-	2,0 E10
Lingen ^{d)}	-	nn	-	6,5 E08	7,2 E07
Obrigheim	8,8 E11	6,5 E05	nn	7,9 E09	1,4 E11
Stade ^{g)}	9,9 E11	1,1 E05	nn	6,0 E10	6,9 E11
Würgassen ^{e)}	-	4,5 E06	-	7,9 E08	4,9 E10
Greifswald ^{c)}	-	8,0 E06	-	-	3,3 E08
Biblis A	4,6 E11	1,0 E05	6,2 E04	1,4 E10	1,1 E11
Biblis B	1,4 E12	4,1 E05	4,7 E06	4,2 E10	1,9 E11
Neckar 1	5,1 E11	3,1 E05	2,0 E04	1,4 E10	1,3 E11
Brunsbüttel	3,9 E12	3,7 E07	7,7 E06	2,6 E11	5,7 E10
Isar 1	1,3 E12	nn	2,4 E07	3,4 E11	9,5 E10
Unterweser	3,4 E12	2,5 E06	3,5 E04	3,8 E10	3,6 E11
Philippsburg 1	3,4 E12	1,9 E07	1,3 E08	4,1 E11	4,5 E10
Grafenrheinfeld	9,5 E10	1,2 E06	nn	5,2 E10	2,1 E11
Krümmel	7,0 E11	5,4 E06	7,3 E07	1,7 E11	3,7 E10
Gundremmingen B und C	6,4 E11	nn	3,1 E05	8,0 E11	1,0 E12
Grohnde	5,2 E12	3,8 E05	5,6 E04	4,5 E10	6,9 E11
Hamm-Uentrop ^{f)}	-	nn	-	nn	2,0 E08
Philippsburg 2	9,1 E11	1,8 E05	1,6 E04	3,0 E10	1,8 E11
Mülheim-Kärlich ^{f)}	nn	nn	nn	7,3 E08	8,8 E09
Brokdorf	1,3 E11	nn	nn	8,3 E10	2,9 E11
Isar 2	1,4 E11	nn	nn	4,7 E10	4,2 E11
Emsland	3,9 E11	nn	8,9 E04	1,2 E11	1,3 E12
Neckar 2	3,5 E12	2,8 E05	6,0 E06	2,3 E11	1,3 E11

Quelle: BMU (2004a), Tab 1.2-1

Die Emissionen durch die Ableitung der Edelgase sind zudem weiter nach einzelnen Nukliden aufgeschlüsselt (siehe Tabelle 1.14). Eine detaillierte Einzelaufschlüsselung der Emissionen nach Nukliden ist somit grundsätzlich möglich, wird hier aber vorerst nicht durchgeführt.

Tabelle 1.14: Ableitung einzelner Nuklide (radioaktiver Edelgase) mit der Fortluft

	Kahl/ Rheins- berg	Gundremm. A /Lingen	Obrigheim	Würgassen	Stade *)	Greifswald	Biblis A	Biblis B
Ar 41			8,8 E10				2,5 E10	4,6 E10
Kr 85m							2,1 E07	1,1 E10
Kr 85							4,3 E11	3,9 E11
Kr 87							2,0 E07	3,5 E09
Kr 88							1,6 E08	7,2 E09
Kr 89							1,6 E08	1,5 E08
Xe 131m							4,4 E08	5,8 E09

*) Betrieb beendet 2003

Quelle: BMU (2004a), Auszug aus Tab 1.2-2

1.3.3 Herleitung strombezogener Emissionsdaten

Die in den bisher betrachteten Tabellen gezeigten Emissionswerte beziehen sich auf die Abluft eines Jahres für jedes einzelne Kernkraftwerk. Daraus lassen sich die aufsummierten Werte aller Anlagen der fünf Nuklidgruppen (alternativ die der einzelnen Nuklide nach Tabelle 1.14) ermitteln (siehe Tabelle 1.15):

Tabelle 1.15: Summe der Ableitungen mit der Fortluft aus Kernkraftwerken für 2004

	Edelgase	Schweb- stoffe	Jod-131	¹⁴ CO ₂	Tritium	Gesamt
	Aktivität in Becquerel (Bq)					
Summe aller Kernkraftwerke (aktiv)	2,79E+13	6,75E+07	2,46E+08	2,76E+12	6,07E+12	3,68E+13
Summe aller Kernkraftwerke (aktiv und stillgelegt)	2,79E+13	8,34E+07	2,46E+08	2,77E+12	6,13E+12	3,68E+13

Quelle: eigene Berechnungen

Zur Berechnung der spezifischen Emissionen pro Kilowattstunde erzeugter elektrischer Arbeit benötigt man im nächsten Schritt die Gesamt-Nettostromabgabe der Kraftwerke. Diese lässt sich jährlich aus der Veröffentlichung der sogenannten „Reststrommengen“ des BfS ablesen (Tabelle 1.16). Die Ableitungen aus den stillgelegten KKW werden zusätzlich durch das BfS erfasst und in die Berechnung einbezogen (untere Zeile in Tabelle 1.15 und Tabelle 1.17). Die gemessenen Ableitungen der stillgelegten Anlagen beschränken sich allerdings nur auf einen Teil der Nuklidgruppen. Sie betragen 5,4 % der Gesamtemissionen. Da bei einer Lebenszyklusbetrachtung auch die Phase nach dem Anlagenbetrieb betrachtet wird, sollten die stillgelegten Kraftwerke in die Betrachtung mit einfließen.

Tabelle 1.16: Erzeugte elektrische Nettoarbeit („Reststrommengen“)

Erzeugte Elektrizitätsmengen (netto) der deutschen Kernkraftwerke, Übertragung von Produktionsrechten und Erfassung der Reststrommengen							
Vom 1. Januar 2000 bis 31. Dezember 2005 erzeugte elektrische Nettoarbeit und Reststrommengen [GWh] - Jahresmeldung 2005							
Kernkraftwerk	Reststrom- menge ab 01. Jan. 2000 gem. § 7 Abs. 1a AtG	1. Jan. 2000 bis 31. Dez. 2002	Summe 2003	Summe 2004	Summe 2005	in 2003 über- tragene Strom- menge	verbleibende Reststrom- menge
Obrigheim*	8.700,00	8.298,82	2.450,39	2.592,99	857,75	5.500,00	0,11
Stade**	23.180,00	13.799,64	4.594,82				4.785,53
Biblis A	62.000,00	21.641,53	2.692,35	9.636,96	7.363,88		20.676,29
Neckarwestheim 1	57.350,00	18.371,25	6.023,98	5.928,46	5.882,68		21.143,63
Biblis B	81.460,00	25.892,84	7.780,43	8.762,06	6.886,01		32.139,66
Brunsbüttel	47.670,00	12.408,87	4.906,81	4.873,16	6.027,24		19.464,92
Isar 1	78.350,00	20.127,71	6.301,41	6.771,08	7.336,92		37.812,90
Unterweser	117.980,00	27.047,21	9.254,88	9.724,03	8.890,64		63.063,26
Philippsburg 1	87.140,00	20.497,11	6.415,56	6.354,52	5.838,77	-5.500,00	42.534,04
Grafenrheinfeld	150.030,00	30.200,32	10.270,24	10.129,42	10.105,98		89.324,04
Krümme	158.220,00	25.648,72	9.488,52	9.626,67	9.243,37		104.212,72
Gundremmingen B	160.920,00	29.525,04	10.480,40	10.283,07	10.289,94		100.331,56
Philippsburg 2	198.610,00	30.778,12	11.021,88	10.316,71	10.834,66		135.658,65
Grohnde	200.900,00	32.774,41	10.933,04	10.695,42	10.840,94		135.656,19
Gundremmingen C	168.350,00	30.351,32	9.965,59	8.470,48	10.015,64		109.546,97
Brokdorf	217.880,00	33.887,39	10.564,58	11.040,82	11.400,69		150.986,52
Isar 2	231.210,00	34.566,37	11.671,59	11.595,28	11.102,56		162.274,20
Emsland	230.070,00	32.977,44	11.096,98	11.147,20	10.887,83		163.980,55
Neckarwestheim 2	236.040,00	30.685,34	10.544,98	10.470,68	10.836,41		173.502,59
Summe	2.516.060,00	479.479,45	156.457,34	158.417,98	154.640,91	5.500,00	1.567.064,32
Mülheim-Kärlich	107.250,00						107.250,00
Gesamtsumme	2.623.310,00						1.674.314,32
Die Angaben in der Spalte 6 "Summe 2005" enthalten die von den Sachverständigen und Wirtschaftsprüfern gemäß § 7 Abs. 1a AtG geprüften Werte.							
* Das Kernkraftwerk Obrigheim wurde am 11.05.2005 außer Betrieb genommen. ** Das Kernkraftwerk Stade ging am 14.11.2003 außer Betrieb und wurde am 07.09.2005 stillgelegt. Über die Verwendung der verbliebenen Reststrommengen ist noch nicht entschieden worden.							

Quelle: BMU (2004a)

Somit ergibt sich aus der Gesamtaktivität der Ableitung mit der Fortluft und der erzeugten Netto-Arbeit der Kraftwerke die Gesamtaktivität pro Kilowattstunde (Tabelle 1.17):

Tabelle 1.17: Strombezogene direkte Emissionsfaktoren durch Abluft für die Stromerzeugung in deutschen Kernkraftwerken im Jahr 2004

	Edelgase	Schwebstoffe	Jod-131	14CO ₂	Tritium	Gesamt
	Aktivität pro Kilowattstunde erzeugten Stromes (Bq/kWh _{netto})					
aktive KKW	1,76E+02	4,26E-04	1,55E-03	1,74E+01	3,83E+01	2,32E+02
aktive und stillgelegte KKW	1,76E+02	5,27E-04	1,55E-03	1,75E+01	3,87E+01	2,33E+02

Quelle: eigene Berechnungen

1.3.4 Bewertung der potenziellen Emissionen durch einen Störfall

Die Bewertung von Störfällen und die Einbeziehung der daraus gegebenenfalls folgenden radioaktiven Emissionen sind methodisch ungelöst. Die Emissionen könnten nur über den Weg der Multiplikation von probabilistisch ermittelten Wahrscheinlichkeiten für Störfälle mit dem dabei freigesetzten Inventar berechnet werden. Dabei würden dann – methodisch ge-

sehen – beim Vergleich mit anderen Arten der Stromerzeugung Emissionen, die mit der Wahrscheinlichkeit 1 anfallen (z. B. Luftschadstoffe, Klimagase bei der Verbrennung von fossilen Energieträgern) mit radioaktiven Emissionen verglichen, die wegen ihrer Wahrscheinlichkeit nur selten oder in der Praxis vielleicht gar nicht auftreten.

In der „Deutschen Risikostudie Kernkraftwerke“ (GRS 1989) werden Eintrittswahrscheinlichkeit und Strahlenbelastung hypothetischer Schadensfälle analysiert. Die Risikostudie (Phase B) kann jedoch den Gefährdungszuständen keine Quellterme im Sinne von freigesetzten Aktivitäten zuweisen. Das bedeutet, dass es nicht möglich ist, über den Weg von Eintrittswahrscheinlichkeit und freigesetztem Aktivitätsinventar eine Emissionszahl zu berechnen. Für die Eintrittswahrscheinlichkeit wurde ein Wert von $3 \cdot 10^{-5}/a$ (ohne anlageninterne Notfallmaßnahmen) ermittelt, welcher allerdings mit starken Unsicherheiten behaftet ist. Wie viel Strahlung bei einem Störfall freigesetzt wird, ist ebenfalls kaum vorhersagbar, und hängt unter anderem von der technischen Ausführung der einzelnen Anlagen, der Störfallart und dem Störfallverlauf ab.

Grundsätzlich wirft die Bewertung von außerplanmäßigen Betriebszuständen eine Reihe von zusätzlichen methodischen Fragestellungen auch in fossilen Kraftwerken auf. Für den vorliegenden Näherungsschritt der Studie werden deshalb Störfälle grundsätzlich nicht betrachtet.

1.3.5 Radioaktive Abfälle und abgebrannte Brennelemente

Bei den während des Kraftwerksbetriebs anfallenden Mengen an radioaktivem Material wird zwischen radioaktivem Abfall und abgebrannten Brennelementen unterschieden. Zum Abfall zählen dabei Betriebsmittel, die mit Radioaktivität in Berührung gekommen sind (Kleidung etc.), ebenso wie Materialien aus dem Rückbau kerntechnischer Anlagen.

Die anfallenden Mengen beider Fraktionen werden regelmäßig in der „Länderumfrage“ des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) ermittelt. Die Daten liegen in hoch aufgeschlüsselter Form vor und lassen eventuelle Rückschlüsse auf die Betriebsführung der einzelnen Kraftwerke zu, weswegen sie nicht breit publiziert werden.

Die jährlich anfallende Menge an abgebrannten Brennelementen ist allerdings in der Vergangenheit recht konstant gewesen und betrug ca. 400 tSM (Tonnen Schwermetall, nach BMU (2005b), Sektion D). Es kann näherungsweise davon ausgegangen werden, dass alle Kernkraftwerke einen ähnlich hohen spezifischen Abbrand pro kWh besitzen. So dürfte sich auch bei einem zukünftigen sukzessiven Stilllegen der einzelnen Anlagen die spezifische Schwermetallmenge pro kWh nicht deutlich ändern. Bei einer Erhöhung des Abbrands, welche momentan angestrebt wird, würde die spezifische Schwermetallmenge abnehmen.

Die jährliche anfallende Menge an radioaktivem Abfall schwankt dagegen stärker. Durchschnittlich sind in den Jahren 1984 bis 2004 etwa 4.500 m³ konditionierte, vernachlässigbar Wärme entwickelnde Reststoffe angefallen. Für das Jahr 2005 werden ca. 12.800 m³ prognostiziert. Dabei steht etwa die Hälfte der Abfallmenge in Zusammenhang mit der Stromerzeugung aus Kernenergie. Zusätzlich fallen Wärme entwickelnde Abfälle an, deren Menge aber deutlich unter 100 m³/a (2004: 60 m³, Prognose 2005: 1 m³) liegt. Auch fehlen hier Angaben zum Ursprung der Abfälle, so dass diese nicht ohne weiteres der Stromerzeugung zugerechnet werden können. (BfS 2007).

Insgesamt ist die zukünftige anfallende Menge an radioaktivem Abfall insbesondere unter Berücksichtigung des Rückbaus stillgelegter Kernkraftwerke schwierig vorherzusagen. Als Schätzwert kann bei aktueller Stromproduktion von jährlich etwa 3.000 m³ vernachlässigbar Wärme entwickelndem Abfall ausgegangen werden (bei mittlerem jährlichen Anfall von 6.000 m³, 50 % davon aus Kernkraftwerken).

Tabelle 1.18 führt die Abfallmengen pro Jahr bzw. pro kWh Nettoarbeit auf. Die spezifischen Kennzahlen können als erste Näherung angesehen werden. Eine einfache Zuordnung der jährlich ausgewiesenen Abfallmengen zur Stromerzeugung ist nicht möglich.

Tabelle 1.18: Geschätzte, in 2004 in deutschen Kernkraftwerken angefallene Menge an abgebrannten Brennelementen und radioaktivem Abfall, absolut sowie bezogen auf Kraftwerks-Nettostromproduktion von 158 TWh

	Anfall 2004 (ca.)	pro kWh _{el,netto}
Vernachlässigbar Wärme entwickelnder radioaktiver Abfall	3.000 m ³	0,018 cm ³
Abgebrannte Brennelemente	400 tSM	2,53 mg SM
SM: Schwermetall		

Quelle: eigene Abschätzungen

1.3.6 Fazit

Für die relevanten Emissionen beim Betrieb von Kernenergieanlagen stehen Daten von sehr hoher Qualität zur Verfügung. Auch die periodische Aktualisierung ist gesichert. Der Arbeitsaufwand für die Aktualisierung ist gering, da die Daten aus einer Quelle (BfS) bezogen werden können und in aggregierter Form vorliegen. Aufgrund der Forderung und Überprüfung durch den Gesetzgeber bleiben die Qualitätsstandards auch in Zukunft bestehen.

Die radioaktiven Betriebsemissionen werden aber in Absprache mit dem Arbeitskreis Methodik aus methodischen Gründen zunächst nicht in die Lebenszyklusanalyse mit einbezogen, da einerseits angenommen wird, dass diese im Kraftwerksregelbetrieb keine relevanten Ausmaße erreichen, und sie außerdem für die Vorkettenprozesse (Abbau und Aufbereitung von Rohstoffen) methodisch nicht konsistent integrierbar sind. Zudem müssten ansonsten auch für die fossilen Energieträger die natürlichen radioaktiven Freisetzungen (z.B. im Steinkohlenkraftwerk) berücksichtigt werden. Die obige Darstellung hat daher nur nachrichtlichen Charakter.

Auch potenzielle Emissionen durch einen Störfall werden aufgrund der oben erläuterten Probleme nicht mit aufgenommen.

Die spezifische Menge der radioaktiven Abfälle und Brennelementrückstände werden regelmäßig statistisch erfasst. Die Zuordnung der vernachlässigbar Wärme entwickelnden Abfälle zur Stromerzeugung bedarf jedoch individueller Einzelbetrachtung.

1.4 Erneuerbare Energien

1.4.1 Anteile relevanter regenerativer Stromerzeugungstechniken

Im Jahr 2004 konnten die regenerativen Energien insgesamt 9,3 % des deutschen Bruttostromverbrauchs⁶ decken. Führend war dabei die Windenergie mit 4,2 %, gefolgt von Wasserkraft mit 3,5 %. Außerdem lieferten feste und flüssige biogene Brennstoffe mit 0,66 %, Bio-, Klär- und Deponiegas mit 0,55 % und Fotovoltaik mit 0,08 % nennenswerte Beiträge (BMU 2005a).

Tabelle 1.19 zeigt die Stromerzeugung, soweit der Strom über das EEG in das öffentliche Netz eingespeist wurde. In der Tabelle sind auch die Strommengen enthalten, die aus den *biogenen* Anteilen des Hausmülls stammen, der in Müllverbrennungsanlagen verbrannt wird und dabei Strom (mit)erzeugt. Diese Strommengen sind zwar als *erneuerbar* anzusehen, werden jedoch nicht nach dem EEG vergütet. Die Daten werden jährlich von der Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien Statistik (AGEE-Stat) erhoben und vom BMU veröffentlicht.

Tabelle 1.19: Stromeinspeisung (Endenergie) aus Erneuerbaren Energien in Deutschland 2004

	Wasser	Wind	PV	Biomasse					gesamt
				Bio gesamt	fest	Biogas*	Klär-/ Deponiegas	Abfall	
GWh _{el}	21.000	25.000	459	9.367	3900	1427	1870	2170	55.826
Anteil	38%	45%	1%	17%	7%	3%	3%	4%	100%
* = inkl. Pflanzenöle									
Anteil der Endenergie aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in 2004 (600 TWh) = 9,3 %									

Quelle: BMU (2005a)

Bei den Erneuerbaren Energien muss ebenso wie bei der fossilen Stromerzeugung zwischen direkten und indirekten Emissionen und Energieverbrauch unterschieden werden. Im Allgemeinen treten die eigentlichen Belastungen durch die Herstellung der Anlagen (indirekte Emissionen) auf, während der Betrieb wenig oder gar keine Emissionen zu verzeichnen hat. Bei der Biomasse gibt es zudem vorgelagerte Emissionen durch die Bereitstellung des Brennstoffs (Transporte und Verarbeitung bei Reststoffen, Anbau-Transport-Konversion bei nachwachsenden Rohstoffen).

Da die Herstellung der Kraftwerke gemäß Tabelle 1.2 in dieser Studie nicht betrachtet wird und die Vorketten im zweiten Arbeitspaket behandelt werden, wird im Folgenden nur auf die direkten Emissionen eingegangen, die je nach Energieart unterschiedlich sind:

- Die direkten Emissionen aus Erneuerbaren Energien betreffen im Wesentlichen die **biogene- und die Grubengas-Stromerzeugung**.

⁶ Der Bruttostromverbrauch (= Endenergieverbrauch) wird in (BMU 2005a) für das Jahr 2004 mit 600 TWh angegeben.

- Bei **Windenergieanlagen** treten in geringem Maße Emissionen und Verbrauch von nicht erneuerbaren Energieträgern durch Fremdstromverbrauch und Energieaufwendungen bei der Wartung der Anlagen auf.
- **Wasserkraftwerke** und **Fotovoltaikanlagen** weisen im Betrieb weder nennenswerten externen Strombezug noch fossilen Brennstoffbedarf auf, und arbeiten somit weitestgehend emissionsfrei. Ihre Betriebsemissionen werden im Folgenden auf Null gesetzt.

In den folgenden Kapiteln wird daher der Betrieb der biogenen- und Grubengas-Stromerzeugung sowie der Windkraftanlagen betrachtet.

1.4.2 Biogene Stromerzeugung

In Tabelle 1.20 sind die primärenergiebezogenen Emissionsfaktoren für die biogene Stromerzeugung dargestellt. Wie in Kapitel 1.1 erwähnt, werden für den Strommix nur fossile CO₂-Emissionen berücksichtigt. Da bei der biogenen Stromerzeugung regeneratives CO₂ emittiert wird, sind die Werte für CO₂ in der folgenden Tabelle auf Null gesetzt.

Tabelle 1.20: Primärenergiebezogene direkte Emissionsfaktoren für biogene Stromerzeugung im Jahr 2002

	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NH ₃	eta-el. *
	Werte in kg/TJ _{input}									
	%									
Biogas *	24,8	66,5	1,7	13,5	1,5	0	2,0	1,7	0,2	30,0%
Deponie/Klärgas *	6,2	66,5	1,7	13,5	1,5	0	2,0	1,7	0,2	30,0%
Holz *	123,2	447,9	13,8	164,2	65,7	0	8,2	3,1	14,7	25,9%
Hausmüll **	23,0	77,0	9,7	23,0	1,8	15.000	1,8	3,0	14,7	12,5%
*: GEMIS, **: UBA-ZSE										

Quelle: ÖKO und IZES (2006), korrigiert

Über den ebenfalls in der obigen Tabelle dargestellten Nutzungsgrad können die in Tabelle 1.21 gezeigten strombezogenen direkten Emissionsfaktoren hergeleitet werden.

Tabelle 1.21: Strombezogene direkte Emissionsfaktoren für biogene Stromerzeugung im Jahr 2002

	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NH ₃
	Werte in g/kWh _{el}								
Biogas *	0,30	0,80	0,02	0,16	0,02	0,0	0,02	0,020	0,002
Deponie/Klärgas *	0,07	0,80	0,02	0,16	0,02	0,0	0,02	0,020	0,002
Holz *	1,71	6,23	0,19	2,28	0,91	0,0	0,11	0,044	0,204
Hausmüll **	0,66	2,22	0,28	0,66	0,05	432,0	0,05	0,086	0,423
*: GEMIS 4.3, **: UBA-ZSE									

Quelle: ÖKO und IZES (2006), korrigiert

1.4.3 Stromerzeugung aus Windenergie

Im Folgenden werden die Betriebsemissionen von Windenergieanlagen (WEA) untersucht. Als beispielhaft für die Windenergieerzeugung wird hier die Onshore-Anlage E66 des Marktführers Enercon ausgewählt.

Wartung von WEA

WEA werden in regelmäßigen Abständen vor Ort überprüft und gefettet. Außerdem müssen Anlagenteile wie das Getriebe und das Getriebeöl für die Pitchverstellung, Reib- und Gleitbeläge, Blei-Akkus und Elektronikbauteile regelmäßig ausgetauscht und die Rotorblätter auf dem Firmengelände überholt werden. Zusammen mit den dafür erforderlichen Transporten fallen bei einem küstennahen Standort über die Lebensdauer von 20 Jahren Energieaufwendungen für die Wartung an, die 1,5 % der gesamten Energieaufwendungen in Höhe von 13,8 TJ (für die E66 mit 1,5 MW Nennleistung) ausmachen und mit entsprechenden Umweltauswirkungen (Schadstoffemissionen etc.) verbunden sind.

Eigenstromverbrauch von WEA

Beim Betrieb der Anlage tritt nach Pick und Wagner (1998) ein mittlerer Eigenstromverbrauch von 0,35 % des Bruttoenergieertrages auf, beispielsweise für Positionslichter, Positionierung der Rotorblätter, Schutz vor Vereisung und den Aufbau des Magnetfeldes im Rotor des Generators. Unterhalb der Einschaltgeschwindigkeit von 2 m/s kann die E66 keinen Strom erzeugen, benötigt aber trotzdem Strom, den sie aus dem Verbundnetz bezieht. Für diesen Anteil des Eigenstromverbrauchs müssen die Emissionen und Energieträgereinsätze des zugrunde liegenden Strommixes veranschlagt werden. Relevant ist vor allem der Strom, der beim Einschalten der WEA zum Aufbau des Magnetfeldes im Rotor des Generators benötigt wird, da die WEA zu diesem Zeitpunkt noch keinen eigenen Strom erzeugt. Die Menge dieser fremd bezogenen Energie ist proportional zur Anzahl der Einschaltvorgänge, hängt also von der Stetigkeit des Windenergieangebots und damit vom Standort ab.

Nach Enercon (2006a) liegt die Höhe dieses Fremdbezugs aus dem Verbundnetz für die E66 mit 1,8 MW je nach Windverhältnissen am Standort zwischen 500 und 3.000 kWh/a (entspricht ca. 0,015 bis 0,1 des Jahresenergieertrags). Mit einem Bereitstellungsfaktor für Strom aus dem deutschen Verbundnetz von 3,22 MJ/MJ_{End} liegt der Anteil dieses fremd bezogenen Energiebedarfs am gesamten Energieaufwand für die Herstellung der Anlage zwischen 0,7 % und 4,0 %. Für Anlagen anderer Hersteller sind geringere Werte zu erwarten, da die Generatoren deutlich kleiner sind.

Fazit

Die Energieaufwendungen und Emissionen beim Betrieb von Windenergieanlagen sind gegenüber der Bauphase gering. Insgesamt machen sie nur wenige Prozentpunkte der gesamten Energieaufwendungen für die Herstellung der Anlage aus. Diese Energie- und Stoffströme sind hier nicht exakt ermittelt worden, gehen aber als Zuschlagfaktor in Höhe von 3 % bei der Betrachtung der Bauphase in Kapitel 2.7.3 mit in die Gesamtbilanz ein. Es existieren jedoch keine regelmäßig aktualisierten Statistiken, die Daten zum Eigenstromverbrauch oder zur Wartung von WEA behandeln.

Aufgrund der geringen Relevanz und angesichts des zurzeit noch geringen Anteils des Windstroms am gesamten Strommix werden die direkten Betriebsemissionen des Windstroms ebenfalls auf Null gesetzt. Die Emissionen durch den Eigenstromverbrauch der Anlagen können indirekt durch das Verhältnis von Bruttostromerzeugung und verbraucherseitigen Nettostromverbrauch berücksichtigt werden. Eine direkte Zurechnung zur Windenergieerzeugung ist dadurch aber nicht möglich. Bei einem mittleren Unterschied zwischen Brutto-

und Nettoerzeugung von ca. 0,05 % kann diese Einflussgröße aber auch vernachlässigt werden.

1.4.4 Gesamtemissionen der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

Multipliziert man schließlich die spezifischen Emissionen aus Tabelle 1.21 mit der jeweils erzeugten Strommenge aus Tabelle 1.19 und setzt für Wasser, Wind und Fotovoltaik Null Betriebsemissionen an, erhält man nach Division durch die gesamt erzeugte Strommenge von 55.826 GWh folgende durchschnittliche Emissionen für den Strom aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2004 (Tabelle 1.22):

Tabelle 1.22: Strombezogene direkte Emissionsfaktoren für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2004

	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NMVOC	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NH ₃
Werte in g/kWh _{el}									
Strommix Erneuerbare	0,16	0,57	0,03	0,19	0,07	16,79	0,01	0,01	0,03

Quelle: eigene Berechnungen

1.5 Importstrom

Neben dem in Deutschland selber erzeugten Strom müssen auch die Herkunft und die entsprechenden Emissionen von Importstrom berücksichtigt werden. Deutschland ist seit 2003 Netto-Stromexporteur, so dass der Importstrom mit dem in dieser Studie bilanzierten Strom gegen gerechnet werden müsste, der theoretisch auch für den Export verwendet wird. In 2004 wurden in Deutschland brutto 616,2 TWh erzeugt und zusätzlich 44,2 TWh importiert. Von der Gesamtmenge (660,4 TWh) wurden wiederum 51,5 TWh exportiert (AGEB 2007). Bezogen auf die gesamte Stromerzeugung von 660,4 TWh beträgt der Anteil des Importstroms somit 6,7 %, der des Exportstroms 7,8 % und der Stromimportsaldo -7,3 TWh.

Die konkrete Bilanzierung des Importstroms kann erst dann vorgenommen werden, wenn auch die Vorketten in die Gesamtbilanz eingearbeitet werden. Indem der Importstrom vernachlässigt wird, wird der Gesamtmix eher zu schlecht gerechnet, da hauptsächlich Strom aus Frankreich mit seinen niedrigen Emissionen importiert wurde.

Es sei darauf hingewiesen, dass der berechnete Stromdatensatz einen Durchschnittsmix für Deutschland darstellt, während grenznahe Regionen eventuell direkt aus dem Ausland versorgt werden (da der Strom immer vom nächstgelegenen Kraftwerk kommt) und somit in ihrem Fall eine eigene Ökobilanz aufgestellt werden müsste.

1.6 Gesamter Grunddatensatz

Zur Erstellung des Ökobilanz-Datensatzes werden die Anteile der verschiedenen Brennstoffe an der Gesamtstromerzeugung benötigt (Tabelle 1.23). Dabei sind unter „Übrige“ die im Kapitel „Erneuerbare Energien“ genannten Energien ohne die Wasserkraft zusammengefasst.

Tabelle 1.23: Brennstoffanteile an der Brutto-Stromerzeugung in öffentlichen Kraftwerken im Jahr 2004

	Brennstoff- bedarf	Anteil Erzeugung	Anteiliger Bedarf	Nutzungs- grad
Kraftwerkstyp	kWh_{in}/kWh_{el}	%	kWh_{in}/kWh_{el,mix}	%
Braunkohle	2,66	25,64%	0,68	37,6%
Braunkohle-Ost	2,60	41,51%	1,08	38,5%
Braunkohle-West	2,70	58,49%	1,58	37,0%
Steinkohle	2,50	22,85%	0,57	40,0%
Erdgas	2,55	9,96%	0,25	39,2%
Erdgas-DT	2,35	61,00%	1,44	42,5%
Erdgas-GT	2,94	39,00%	1,15	34,0%
Öl	2,41	1,67%	0,04	41,5%
Kernenergie	3,03	27,12%	0,82	33,0%
Wasserkraft	1,00	4,51%	0,05	100,0%
Übrige	3,55	8,24%	0,29	28,2%
Strommix gesamt	2,71	100,00%	2,71	36,9%

Quelle: AGEB (2007)

Multipliziert man schließlich die spezifischen Emissionen aus Tabelle 1.10 und Tabelle 1.22 (letztere Werte aber nur auf die Nicht-Wasserkraft bezogen) mit dem jeweiligen Anteil der Energieträger an der erzeugten Strommenge (Tabelle 1.23, dritte Spalte), so erhält man folgende durchschnittliche Emissionen für die Stromerzeugung in öffentlichen Kraftwerken im Jahr 2004:

Tabelle 1.24: Brutto-Strombezogene direkte Emissionsfaktoren für die Stromerzeugung in öffentlichen Kraftwerken im Jahr 2004

Kraftwerkstyp	SO₂	NO_x	Staub	CO	NMVOG	CO₂	CH₄	N₂O	NH₃
Werte in g/kWh _{el}									
Braunkohle	0,41	0,72	0,022	0,54	0,012	1.087	0,014	0,033	0,007
Braunkohle-Ost	0,40	0,70	0,022	0,53	0,012	1.057	0,014	0,031	0,007
Braunkohle-West	0,41	0,73	0,022	0,55	0,013	1.109	0,015	0,035	0,007
Steinkohle	0,60	0,58	0,032	0,08	0,027	846	0,014	0,039	0,001
Erdgas	0,00	0,49	0,003	0,24	0,011	521	0,010	0,007	0,001
Erdgas-DT	0,00	0,30	0,003	0,01	0,017	474	0,003	0,004	0,001
Erdgas-GT	0,01	0,79	0,004	0,60	0,003	593	0,021	0,011	0,002
Öl	1,20	0,48	0,06	0,06	0,05	677	0,03	0,01	0,02
Kernenergie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0,00
Wasserkraft	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0,00
Übrige	0,25	0,91	0,04	0,31	0,11	27	0,02	0,01	0,05
Strommix gesamt	0,28	0,45	0,02	0,21	0,02	537,53	0,010	0,019	0,007

DT = Dampfturbine, GT = Gasturbine

Quelle: eigene Berechnungen

Schließlich werden die Emissionen „frei Kraftwerk“ berechnet, indem der Eigenverbrauch der Kraftwerke herausgerechnet wird und die Emissionen auf die Netto-Stromerzeugung bezogen werden. Neben den schon in Kapitel 1.2.4 erwähnten Werten von 7,8 % für Steinkohle, Braunkohle und Heizöl und 3,8 % für Erdgas wird ebenfalls nach VIK (2006) ein Eigenverbrauch für Kernenergie von 5,2 % verwendet, so dass sich die Netto-strombezogenen Emissionsfaktoren der öffentlichen Kraftwerke im Jahr 2004 wie in Tabelle 1.25 dargestellt ergeben.

Tabelle 1.25: Netto-Strombezogene direkte Emissionsfaktoren für die Stromerzeugung in öffentlichen Kraftwerken im Jahr 2004 („frei Kraftwerk“)

Kraftwerkstyp	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM VOC	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NH ₃
Werte in g/kWh _{el}									
Braunkohle	0,44	0,78	0,02	0,59	0,01	1.179	0,016	0,036	0,008
Braunkohle-Ost	0,43	0,76	0,02	0,58	0,01	1.145	0,015	0,033	0,008
Braunkohle-West	0,45	0,79	0,02	0,60	0,01	1.202	0,016	0,038	0,008
Steinkohle	0,65	0,62	0,04	0,08	0,03	918	0,015	0,042	0,001
Erdgas	0,00	0,51	0,00	0,25	0,01	541	0,010	0,007	0,001
Erdgas-DT	0,00	0,31	0,00	0,01	0,02	493	0,003	0,004	0,001
Erdgas-GT	0,01	0,82	0,00	0,62	0,00	616	0,022	0,012	0,002
Öl	1,30	0,52	0,06	0,06	0,06	733	0,033	0,009	0,024
Kernenergie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,000	0,000	0,000
Wasserkraft	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,000	0,000	0,000
Übrige	0,25	0,91	0,04	0,31	0,11	27	0,018	0,012	0,049
Strommix gesamt	0,31	0,48	0,02	0,22	0,02	580	0,010	0,021	0,007

DT = Dampfturbine, GT = Gasturbine

Quelle: eigene Berechnungen

Aus Tabelle 1.24 und Tabelle 1.25 kombiniert mit dem Brennstoffbedarf nach Tabelle 1.23 ergibt sich schließlich der Grunddatensatz „Strommix Deutschland (brutto)“, der in der folgenden Tabelle dargestellt ist. Der aus „Übrige“ resultierende Primärenergieinput für die Biomasse konnte nicht herausgerechnet werden, so dass nur die fossilen Energieträger sowie Uran aufgeführt werden.

Die Inputseite wird sowohl als Energie- als auch als Masseneinheit angegeben, wobei die Umrechnung für die fossilen Energieträger mithilfe der in AGEB (2005a) definierten Heizwerte erfolgt: Braunkohle 9.091 kJ/kg, Steinkohle 29.977 kJ/kg, Erdgas 31.736 kJ/kg, Erdöl 42.757 kJ/kg.

Zur Ermittlung eines „Heizwertes“ für Uran wird die VDI-Richtlinie 4600 (Kumulierter Energieaufwand) verwendet, die in einer Beispielrechnung für ein Kernkraftwerk bei einer 40jährigen Lebensdauer für einen Abbrand von 4.300 PJ einen Einsatz an angereichertem Uran von 1.080 t angibt. Hieraus errechnet sich ein „Heizwert“ von 3,9815 E9 kJ/kg angereichertes Uran.

Tabelle 1.26: Grunddatensatz „Strommix Deutschland (brutto)“ (ohne Vorkette, ohne Herstellung)

Input			Output	
Material	kJ/kWh _{el}	kg/kWh _{el}	Emissionen (Luft)	kg/kWh _{el}
Braunkohle	2.455	2,70075E-01	Ammoniak (NH ₃)	6,70166E-06
Steinkohle	2.056	6,86018E-02	Kohlendioxid (CO ₂)	5,37525E-01
Erdgas	915	2,88454E-02	Kohlenmonoxid (CO)	2,08455E-04
Erdöl	145	3,39127E-03	Lachgas (N ₂ O)	1,92170E-05
Uran	2.958	7,43050E-07	Methan (CH ₄)	9,75894E-06
			NM VOC	2,02048E-05
			Schwefeldioxid (SO ₂)	2,82997E-04
			Staub	1,76621E-05
			Stickoxide (NO _x)	4,48549E-04

Gemäß (AGEB 2005a) wurde mit folgenden Heizwerten gerechnet: Braunkohle 9.091 kJ/kg, Steinkohle 29.977 kJ/kg, Erdgas 31.736 kJ/kg, Erdöl 42.757 kJ/kg. Aus VDI (2006) wurde ein "Heizwert" für angereichertes Uran von 3,9815 E9 kJ/kg hergeleitet.

Quelle: eigene Berechnungen

Für den zweiten Datensatz „Strommix Deutschland (netto) ‚frei Kraftwerk‘“ muss der Brennstoffbedarf in Tabelle 1.23 entsprechend auf die Netto-Stromerzeugung umgerechnet werden.

Tabelle 1.27: Grunddatensatz „Strommix Deutschland (netto) ‚frei Kraftwerk‘“ (ohne Vorkette, ohne Herstellung Kraftwerke)

Input			Output	
Material	kJ/kWh _{el}	kg/kWh _{el}	Emissionen (Luft)	kg/kWh _{el}
Braunkohle	2.661	2,92715E-01	Ammoniak (NH ₃)	6,91618E-06
Steinkohle	2.231	7,44392E-02	Kohlendioxid (CO ₂)	5,80341E-01
Erdgas	952	2,99824E-02	Kohlenmonoxid (CO)	2,22718E-04
Erdöl	157	3,67600E-03	Lachgas (N ₂ O)	2,07245E-05
Uran	3.121	7,83807E-07	Methan (CH ₄)	1,04112E-05
			NM VOC	2,11150E-05
			Schwefeldioxid (SO ₂)	3,05152E-04
			Staub	1,88558E-05
			Stickoxide (NO _x)	4,77836E-04
Gemäß (AGEB 2005a) wurde mit folgenden Heizwerten gerechnet: Braunkohle 9.091 kJ/kg, Steinkohle 29.977 kJ/kg, Erdgas 31.736 kJ/kg, Erdöl 42.757 kJ/kg				

Quelle: eigene Berechnungen

1.7 Einbezug der Stromversorgungsnetze

Derzeitiger Zustand

Die öffentliche Stromversorgung in Deutschland wie in der Europäischen Union steht vor großen Herausforderungen, die in Zukunft zu nennenswerten strukturellen Veränderungen führen können. Dazu gehören die gegenwärtigen politischen und energiewirtschaftlichen Veränderungen, d.h. im wesentlichen die Liberalisierung der europäischen Energiemärkte und deren sich weiter entwickelnde Regulierungsrahmen, der Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland und anderen Staaten, die Förderung erneuerbarer Energien und die Einführung bzw. Umsetzung von Klimaschutzinstrumenten.

Der Energiebedarf in Deutschland wird zu ca. 20 % durch elektrische Energie gedeckt. Die benötigte elektrische Energie wird in zentralen und dezentralen Kraftwerken erzeugt und mittels Energieversorgungsnetzen den Verbrauchern zur Verfügung gestellt. Es werden zunehmend dezentrale Energieerzeugungsanlagen (z.B. Fotovoltaik, Kraft-Wärme-Kopplung, Windkraft) und neue Technologien (z.B. Stromspeicher, Informations- und Telekommunikationstechnik, Supraleiter) ihren Platz im Versorgungssystem beanspruchen und in Wechselwirkung mit den bestehenden Anlagen treten.

In der öffentlichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland und der gesamten EU hat sich ein Vier-Ebenen-System durchgesetzt. Großstädtische und großindustrielle Hochlastgebiete werden in der Regel über peripher gelegene 380 (220)-kV-Stationen versorgt, von denen aus z. B. 110-kV-Verteilungsnetze in Großstädten die „Primär“-Verteilung zu den nachgeschalteten Mittelspannungsverteilungsnetzen (12 - 52kV), der „Sekundär“-Verteilung, mit einer hohen Zahl direkt angeschlossener Industrie- und Gewerbeverbraucher übernehmen. Über die Endstufe Niederspannung (0,4 kV), die sich zunehmend zum Anschlussnetz dezentraler Kleinstzeugungseinheiten entwickeln wird, wird das große Kollektiv der kleineren Endverbraucher versorgt.

Vereinfacht betrachtet bestehen elektrische Netze aus den Komponenten Leitungen (Freileitungen oder erdverlegte Kabel), Transformatoren und Schaltanlagen. Die Schaltanlagen mit darin integrierten Transformatoren stellen dabei in Form eines Umspannwerkes die Knotenpunkte in bestehenden Übertragungs- und Verteilnetzen in Deutschland dar.

Im Drehstromübertragungsnetz und im Verteilungsnetz treten etwa 5 % der erzeugten Wirkleistung als Verluste auf, wobei der größte Anteil auf das Verteilungsnetz zurückfällt. Aus Gründen der Gesamtwirtschaftlichkeit des Netzes ist es das Ziel, die Verluste zu minimieren. Allerdings müssen die Netzverlustkosten im Kontext der übrigen Netzkosten bewertet werden, um eine wirtschaftliche Optimierung zu erreichen (Oeding und Oswald 2004). Die Reduzierung der Verluste wird jedoch nicht nur aus wirtschaftlicher, sondern ebenfalls aus ökologischer Sicht angestrebt, denn die ökologischen Auswirkungen von Verteilungsnetzen korrelieren mit der Größe der elektrischen Verluste. Diese Angaben beziehen sich allein auf die öffentliche Versorgung, Weitere Verluste entstehen ab der Übergabe an Sonderabnehmer wie beispielsweise Industriekunden.

Übertragungsverluste sind aus physikalischen Gründen unvermeidlich und in den einzelnen Spannungsebenen sehr unterschiedlich. Die Durchschnittsverluste je Netz- und Umspannebene in Prozent variieren je nach Netzbetreiber. Für die Netze der vier großen Netzbetreiber in Deutschland sind in Tabelle 1.28 die Bandbreiten der Übertragungsverluste nach Spannungsebene zu entnehmen (Spalten zwei und drei). Aus ihnen wurden ein Durchschnittswert gebildet (Spalte vier) und die Verluste von der Hochspannungs- bis zur Niederspannungsebene sukzessive aufaddiert (Spalte fünf).

Tabelle 1.28: Bandbreiten der Übertragungsverluste nach Netz-/Umspannebene in 2005

Netz- /Umspannebene	Anteil	Durchschnitt	Kumulativ
	%	%	%
Netzebene Hochspannung	0,33 - 0,5	0,415	0,415
Umspannung Hoch-/Mittelspannung	0,5 - 0,75	0,625	1,040
Netzebene Mittelspannung	0,46 - 1,2	0,830	1,870
Umspannung Mittel-/Niederspannung	0,8 - 1,13	0,965	2,835
Netzebene Niederspannung	1,92 - 4,4	3,160	5,995

Quelle: E.ON (2006), ENBW (2003), RWE (2006), Vattenfall (2006) (Spalten 1 und 2); eigene Berechnungen (Spalten 3 und 4)

Berechnung der Stromdatensätze „frei Spannungsebene“

Ausgehend vom Grunddatensatz „Strommix Deutschland (netto) ‚frei Kraftwerk‘“ (Tabelle 1.27) werden drei weitere Datensätze erstellt, die die Verluste der drei verschiedenen Spannungsebenen (Tabelle 1.28) beinhalten:

- „**Frei Hochspannungsebene**“ enthält die Verluste der Netzebene Hochspannung, d.h. die spezifischen Emissionen und Verbräuche (per kWh_{el}) wurden entsprechend erhöht (Tabelle 1.29);
- „**Frei Mittelspannungsebene**“ enthält die Verluste der Netzebene Hochspannung, die Umspannverluste von Hoch- auf Mittelspannung sowie die Verluste der Netzebene Mittelspannung (Tabelle 1.30);

- „**Frei Niederspannungsebene**“ enthält entsprechend die Verluste sämtlicher Netzebenen und die Umspannverluste von Hoch- auf Mittelspannung sowie von Mittel- auf Niederspannung (Tabelle 1.31)

Je nach Netzbetreiber und Länge der Übertragungsleitung variieren die Verluste entsprechend, so dass die hier angegebenen Daten als Durchschnittswerte anzusehen sind. Wird z.B. für eine Produktionsstätte ein konkreter Einspeisepunkt betrachtet, sollten die Netzverluste gegebenenfalls detailliert ermittelt werden, um sie in einer Ökobilanz nutzen zu können.

Tabelle 1.29: Grunddatensatz „Strommix Deutschland, frei Hochspannungsebene“ (ohne Vorkette, ohne Herstellung Kraftwerke)

Input			Output	
Material	kJ/kWh _{el}	kg/kWh _{el}	Emissionen (Luft)	kg/kWh _{el}
Braunkohle	2.672	2,93935E-01	Ammoniak (NH ₃)	6,94500E-06
Steinkohle	2.241	7,47494E-02	Kohlendioxid (CO ₂)	5,82759E-01
Erdgas	955	3,01073E-02	Kohlenmonoxid (CO)	2,23646E-04
Erdöl	158	3,69132E-03	Lachgas (N ₂ O)	2,08108E-05
Uran	3.134	7,87073E-07	Methan (CH ₄)	1,04546E-05
			NM VOC	2,12030E-05
			Schwefeldioxid (SO ₂)	3,06424E-04
			Staub	1,89343E-05
			Stickoxide (NO _x)	4,79827E-04
Gemäß (AGEB 2005a) wurde mit folgenden Heizwerten gerechnet: Braunkohle 9.091 kJ/kg, Steinkohle 29.977 kJ/kg, Erdgas 31.736 kJ/kg, Erdöl 42.757 kJ/kg				

Quelle: eigene Berechnungen

Tabelle 1.30: Grunddatensatz „Strommix Deutschland, frei Mittelspannungsebene“ (ohne Vorkette, ohne Herstellung Kraftwerke)

Input			Output	
Material	kJ/kWh _{el}	kg/kWh _{el}	Emissionen (Luft)	kg/kWh _{el}
Braunkohle	2.712	2,98293E-01	Ammoniak (NH ₃)	7,04797E-06
Steinkohle	2.274	7,58577E-02	Kohlendioxid (CO ₂)	5,91400E-01
Erdgas	970	3,05537E-02	Kohlenmonoxid (CO)	2,26962E-04
Erdöl	160	3,74605E-03	Lachgas (N ₂ O)	2,11194E-05
Uran	3.180	7,98743E-07	Methan (CH ₄)	1,06096E-05
			NM VOC	2,15173E-05
			Schwefeldioxid (SO ₂)	3,10967E-04
			Staub	1,92151E-05
			Stickoxide (NO _x)	4,86942E-04
Gemäß (AGEB 2005a) wurde mit folgenden Heizwerten gerechnet: Braunkohle 9.091 kJ/kg, Steinkohle 29.977 kJ/kg, Erdgas 31.736 kJ/kg, Erdöl 42.757 kJ/kg				

Quelle: eigene Berechnungen

Tabelle 1.31: Grunddatensatz „Strommix Deutschland, frei Niederspannungsebene“ (ohne Vorkette, ohne Herstellung Kraftwerke)

Input			Output	
Material	kJ/kWh _{el}	kg/kWh _{el}	Emissionen (Luft)	kg/kWh _{el}
Braunkohle	2.831	3,11383E-01	Ammoniak (NH ₃)	7,35724E-06
Steinkohle	2.374	7,91864E-02	Kohlendioxid (CO ₂)	6,17351E-01
Erdgas	1.012	3,18944E-02	Kohlenmonoxid (CO)	2,36921E-04
Erdöl	167	3,91043E-03	Lachgas (N ₂ O)	2,20461E-05
Uran	3.320	8,33792E-07	Methan (CH ₄)	1,10751E-05
			NMVOG	2,24615E-05
			Schwefeldioxid (SO ₂)	3,24612E-04
			Staub	2,00583E-05
			Stickoxide (NO _x)	5,08309E-04
Gemäß (AGEB 2005a) wurde mit folgenden Heizwerten gerechnet: Braunkohle 9.091 kJ/kg, Steinkohle 29.977 kJ/kg, Erdgas 31.736 kJ/kg, Erdöl 42.757 kJ/kg				

Quelle: eigene Berechnungen

Betrachtung zukünftiger Strommixe

Zur Simulation der dezentralen Stromversorgung in Mittelspannungsnetzen ist es zukünftig allerdings notwendig, auch den Einsatz dezentraler Energiewandlungstechniken (Wind, PV, Blockheizkraftwerke etc.) in Verteilungsnetzen zu berücksichtigen. Studienergebnisse des Instituts für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen (Macharey et al. 2006) zeigen, dass bei einer vermehrten dezentralen Stromerzeugung eine Verringerung der Übertragungsverluste im Verteilungsnetz grundsätzlich möglich ist. Dies kann eine Reduzierung des CO₂-Ausstoßes bedingt durch die Stromübertragung und Verteilung nach sich ziehen. Aber auch die Umweltbelastungen auf der Erzeugungsseite können durch die Integration von dezentralen Energiewandlungseinheiten reduziert werden. Durch die gleichzeitige Nutzung der in KWK-Anlagen produzierten Wärme kann sich der Energiemix im Verteilnetz im Sinne der Nachhaltigkeit verändern und somit zur Erhöhung der Ökoeffizienz in zukünftigen Verteilungsnetzen beitragen. Es ist bislang aber noch ungeklärt, unter welchen Rahmenbedingungen dezentrale Energieerzeugungsanlagen ökologisch-wirtschaftliche Vorteile gegenüber heutigen Kraftwerken haben, ob eine starke Dezentralisierung überhaupt verringerte Umweltemissionen für die Energieversorgung in Verteilungsnetzen nach sich zieht oder ob die zentralistische Erzeugungsstruktur in Deutschland beibehalten werden sollte.

1.8 Zukünftige Aktualisierung

Wie oben erwähnt, wäre es möglich, den Datensatz jährlich zu aktualisieren. Hierzu muss im Prinzip die gleiche Prozedur wie in den vorherigen Kapiteln beschrieben durchgeführt werden. Während die Zuordnung der einzelnen Emissionen, Brennstoffe und Nutzungsgrade bisher manuell durchgeführt wurde, wäre für eine laufende Aktualisierung ein automatisiertes Vorgehen sinnvoll. Dafür wäre es angebracht, die beschriebenen Original-Dateien in eine SQL-Datenbank zu überführen, so dass SQL-Abfragen durchgeführt werden können.

Das Umweltbundesamt hat diesen Schritt im Jahr 2006 vollzogen, indem die bisherigen Datenblätter in eine umfassende Datenbank „Zentrales System Emissionen (ZSE)“ unter dem Datenbankserver MESAP - „Modulare Energiesystemanalyse und Planung“ überführt wurde. Zumindest für diese Daten wären nun SQL-Abfragen möglich, die den Vorteil haben, dass

sie weitgehend unabhängig von Änderungen innerhalb der Datenblätter vorstatten gehen könnten.

Weiterhin hat das Umweltbundesamt angeboten, eine direkt auf die Bedürfnisse des Netzwerks Lebenszyklusdaten zugeschnittene Primärdaten-Datei über eine einmal definierte query online zur Verfügung zu stellen. Dies bedeutet, dass nicht die komplette Datenbank herausgegeben werden muss, sondern nur diejenigen Daten, die für die Erstellung des Strommixes benötigt werden. Über eine internetbasierte Schnittstelle kann zukünftig auf diesen Ausschnitt der Datenbank zugegriffen werden und so zumindest der Teil der Daten, der aus UBA-ZSE benötigt wird, „auf Knopfdruck“ bearbeitet werden.

Beachtet werden sollte, dass die UBA-ZSE Datenbank ständig aktualisiert und erweitert wird. So wird es zukünftig z.B. auch möglich sein, die bisher noch nicht vollständig erfassten Feinstaub-Emissionen in den Strommix-Datensatz einzubauen.

2 Arbeitspaket 2: Ansätze zur Harmonisierung der Vorketten für Energieträger und Kraftwerke

2.1 Methodik und Vorgehensweise

Gegenstand dieses Arbeitspakets sind vor allem die Vorketten der Energieträger, die in deutschen Kraftwerken eingesetzt werden. Lediglich für die „brennstofffreien“ regenerativen Energien – Windkraft, Wasserkraft, Fotovoltaik – wird die Kraftwerksinfrastruktur behandelt.

Im Unterschied zur in Arbeitspaket 1 behandelten Stromerzeugung (aus bereitgestellten Brennstoffen) stellt die Brennstoffbereitstellung in ihrer Gesamtheit eine Prozessgruppe von großer Komplexität dar. Nur die Braunkohlebereitstellung besteht praktisch nur aus einem einfachen Bergbauprozess und quasi werksinternem Transport. Für Steinkohle existiert ein ständiger Markt; entsprechend regional differenzierte Technologie- und Umweltinformationen sind erforderlich. Die Spitze der Komplexität stellt die Bereitstellung von Kernbrennstoffen dar mit einer Reihe von physikalischen und chemischen Anreicherungs-schritten, jeweils in verschiedenen Varianten realisiert oder realisierbar. Ähnlich komplex, allerdings sehr viel weniger relevant für die Stromerzeugung, ist die Bereitstellung mineralölbasierter Brennstoffe.

Ziel dieses Arbeitspaketes ist die Definition der Strukturen der Vorketten und Quellen für die Daten, die zur Quantifizierung notwendig sind. Die Quellen sollten eine periodische Aktualisierung gestatten und möglichst „qualitätsgesichert“ sein. Als beiden Kriterien zumindest nahe kommend werden hier insbesondere amtliche Daten, die im Rahmen etablierter Statistik und internationaler Berichtspflichten erhoben werden, betrachtet. Ähnliches gilt für Verbandsstatistiken, die oft auf den gleichen Primärdaten beruhen wie amtliche Daten, allerdings verbunden mit anderen Aggregationen, Abgrenzungen usw.

Anzustreben sind Daten für die in lebenszyklusbezogenen Umweltbewertungsinstrumenten typischerweise betrachteten In- und Outputkategorien (siehe Tabelle 1.1). Als Systemgrenze sollten „Kernprozesse“ betrachtet werden, d.h. Prozesse, durch die die Energieträger selbst gehen, sowie anlagenintegrierte Hilfsprozesse (z.B. Claus-Prozess nach der Erdgasentschwefelung). Radionuklide werden nachrichtlich und nur für Kernkraft behandelt.

Absehbar sind nur für wenige dieser Kategorien Daten in der geforderten Qualität verfügbar. Mindestprogramm und Schwerpunkt sollten analog zu Arbeitspaket 1 (Kapitel 5.1) die „Standardschadstoffe (Luft)“ sein, wie sie in UBA-ZSE erfasst sind:

- Ammoniak (NH₃)
- Feinstaub (PM 10 und PM 2,5)
- flüchtige organische Verbindungen (ohne Methan) (NMVOC)
- Kohlendioxid (CO₂)
- Kohlenmonoxid (CO)
- Lachgas (N₂O)
- Methan (CH₄)

- Schwefeldioxid (SO₂)
- Staub
- Stickstoffoxide (NO_x)

Für alle Kategorien werden Lücken, Abgrenzungsprobleme und Erhebungsbedarf angegeben. Die Abschnitte zu den einzelnen Vorketten sind folgendermaßen gegliedert:

- kurze technische Beschreibung der Bereitstellungskette
- in diesem Arbeitspaket erfasste Prozessschritte
- relevante Parameter (Technologie- und Herkunftsanteile (gegebenenfalls weitere), chemisch-physikalische Spezifikationen, Transportlängen); dazu in Spiegelstrichen Datenquellen, Qualität, Lücken und Probleme
- In- und Outputs nach Prozessschritt, Technologie, Herkunft (gegebenenfalls weitere) differenziert: dazu in Spiegelstrichen oder tabellarisch Datenquellen, Qualität, Lücken und Probleme
- Zusammenfassung, Bewertung

Die einzelnen Vorketten wurden von folgenden Institutionen bearbeitet. Der Bericht ist in der angegebenen Reihenfolge der Vorketten gegliedert.

Steinkohle	IER
Braunkohle	IFEU
Erdgas	FFE
Erdöl (Bohrloch – Raffinerieeingang)	IFEU
Erdöl (Erdölverarbeitung)	LBP
Uran, Wind, Wasser, PV	LEE

2.2 Steinkohle

Die Steinkohle stellt mit einem Anteil von 22 % an der Bruttostromerzeugung im Jahr 2005 (VDKI 2006) eine wesentliche Säule der deutschen Stromerzeugung dar.

2.2.1 Technik

Steinkohle wird unterteilt in Kraftwerkskohle und Kokskohle. Für die Kohleverstromung wird Kraftwerkskohle verwendet. Im Gegensatz zu Braunkohle besitzt Steinkohle einen höheren Heizwert. Dadurch wird ein Transport auch über größere Distanzen rentabel, so dass die Steinkohleverstromung nicht wie (Roh-)Braunkohle an den Ort des Abbaus gebunden ist.

Beim Steinkohleabbau wird in Tagebau und Untertagebau unterschieden. Beim Tagebau werden erdoberflächennahe Flöze abgetragen, wohingegen beim Untertagebau Schachtanlagen angelegt werden, um Steinkohle in Tiefen um 1.000 m und mehr abzubauen.

In Deutschland wird Steinkohle im Untertagebau abgebaut. In Betrieb sind derzeit Bergwerke hauptsächlich im Ruhrrevier, daneben im Saarrevier sowie eines bei Ibbenbüren. Der überwiegende Teil der für die Stromerzeugung in deutschen Kraftwerken eingesetzten Kraftwerkskohle wird jedoch importiert. In den Herkunftsländern wird Steinkohle sowohl im Tagebau als auch im Untertagebau abgebaut.

Je nach Herkunftsort unterscheiden sich die Zusammensetzung und somit die Eigenschaften der Kohle. Die für den Energiegehalt der Kohle entscheidende Größe ist dabei der Heizwert. Es empfiehlt sich Daten der Steinkohlebereitstellungskette massenbezogen zu bilanzieren und den Mengenbedarf im Kraftwerk, falls dieser nicht massenbezogen angegeben ist, aus dem benötigten thermischen Input sowie dem Heizwert zu ermitteln. Meist lassen sich für verschiedene Herkunftsländer und -regionen jedoch nur Heizwertbandbreiten ermitteln, so dass mit einem Mittelwert für deutsche Steinkohle gerechnet wird.

2.2.2 Erfasste Prozessschritte

Die Prozesskette der Steinkohlebereitstellung lässt sich untergliedern in die Prozessschritte Förderung, Aufbereitung und Transport (siehe Abbildung 2.1). Die Exploration und Erschließung von Steinkohlevorkommen wird nicht gesondert betrachtet, da deren Lage bekannt ist und die Förderung durch das Vordringen in größere Teufen ausgeweitet werden kann.

Die Aufbereitung der Kohle schließt sich am Standort der Kohlemine direkt an die Förderung der Kohle an. Der Kohletransport erfolgt anschließend per Schiff und/oder Bahn an die jeweiligen Kraftwerksstandorte. Umschlagsprozesse werden im Allgemeinen nicht betrachtet.

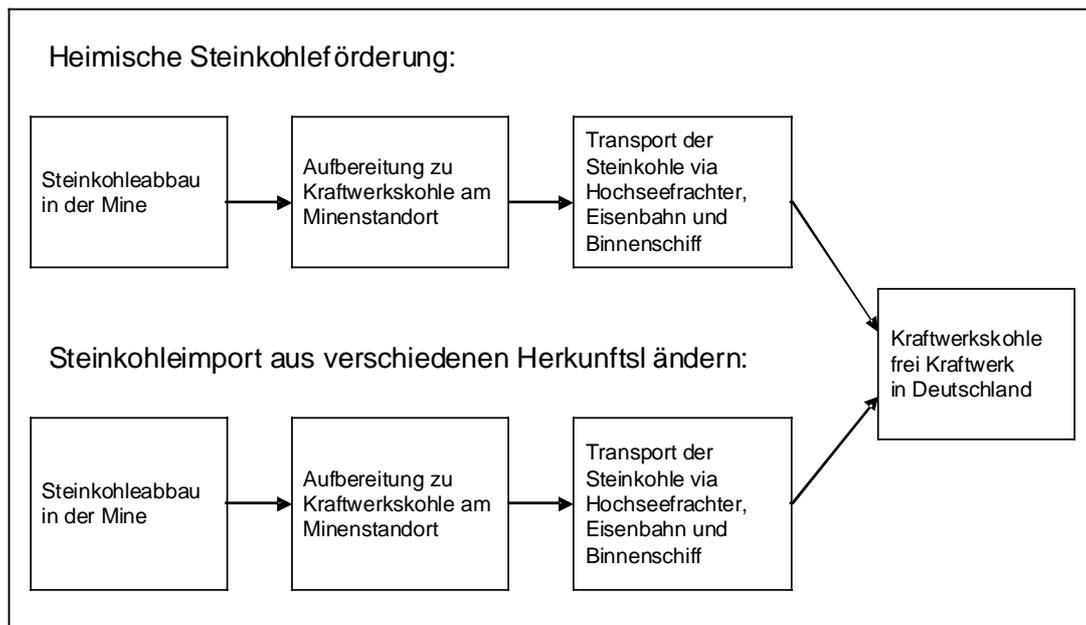


Abbildung 2.1: Prozesskette der deutschen Steinkohlebereitstellung

Quelle: eigene Darstellung

2.2.3 Differenzierungen

Allgemein

Die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. veröffentlicht jährlich Zahlen zum Steinkohleaufkommen für die Stromerzeugung in Deutschland (AGEB 2005b). Diese Zahlen sind ebenso in der jährlich erscheinenden Publikation zur Kohleverstromung der Statistik der Kohlewirtschaft e.V. zitiert (Statistik Kohle 2006a).

Steinkohleimport

Angaben zu den importierten Kohlemengen sowie der Herkunftsländer finden sich in (VDKI 2006) sowie (Statistik Kohle 2006b). Die Importe trugen 2005 mit rund 60 % zur Versorgung des deutschen Steinkohlemarktes bei. Die in (VDKI 2006) angegebenen sieben Hauptherkunftsländer lieferten dabei mit ihren Importen 85 % des deutschen Kohleimports.

Angaben zum Steinkohleabbau (Anteilen von Tagebau bzw. Untertagebau) finden sich für die meisten Herkunftsländer in (Röder et al. 2004). Eine Übersicht über die deutsche Steinkohle, den Steinkohlebergbau sowie die deutschen Steinkohlereviere findet sich in (GVST 2006).

Förderung und Aufbereitung

Der Stromeigenbedarf des Kohlebergbaus für ist für Deutschland in der jährlich erscheinenden Publikation der Statistik der Kohlewirtschaft e.V. verzeichnet (Statistik Kohle 2006c). Der Strom wird von einem grubennahen Steinkohlekraftwerk erzeugt, in dem die geförderte Steinkohle direkt verstromt wird. In diesem Grubenkraftwerk ist von einem Wirkungsgrad auszugehen, der dem mittleren Wirkungsgrad deutscher Steinkohlekraftwerke entspricht.

Angaben zum Energieeigenbedarf des Steinkohlebergbaus in ausgewählten anderen Steinkohleherkunftsländern sowie aggregiert nach Kontinenten ist in den jedes Jahr erscheinenden und Daten für die letzten beiden Jahre ausweisenden „IEA Energy Statistics of OECD Countries“ (IEA 2002) verzeichnet. Hier sind für die OECD-Länder und somit einige der nach Deutschland exportierenden Länder der Stromeinsatz und Wärmebedarf beim Kohleabbau tabelliert.

Als weiterer Energieverbrauch bei der Steinkohleförderung und -aufbereitung ist der Dieselverbrauch durch Bergbaumaschinen (Bagger, Kipper (vor allem im Tagebau eingesetzt)) zu verzeichnen. Angaben hierzu sind in den Veröffentlichungen (Hinrichs 1999), (Statistik Kohle 1994) sowie (Röder et al. 2004) zusammengestellt. In neueren Veröffentlichungen sowie jährlichen Berichten der Kohlebranche wurden keine Angaben zu Treibstoffverbräuchen gefunden. In (Röder et al. 2004) finden sich abgeschätzte Angaben zu Strom- und Dieselverbräuchen für Steinkohletagebau und -untertagebau in Europa.

Die direkten Emissionen bei der Steinkohleförderung und -aufbereitung setzen sich im Wesentlichen aus den Emissionen der grubennahen Steinkohleverstromung, den Emissionen der dieselbetriebenen Bergbaumaschinen sowie Grubengasemissionen (Methan) zusammen. Angaben zu Grubengasemissionen sind in (Röder et al. 2004) und (Fritsche 2003) verzeichnet.

Indirekte Emissionen entstehen durch die Infrastruktur der Steinkohleförderung. Eine Übersicht zu den mit den wichtigsten Baumaterialien verbundenen Emissionen ist in (Röder et al. 2004) zusammengestellt. Diese Angaben sind für Europa abgeschätzt.

Der Flächenverbrauch der Steinkohleförderung und -aufbereitung kann (Weyer 2001) entnommen werden. Als weitere Beeinträchtigung ist die Grundwasserabsenkung durch den Steinkohlebergbau anzuführen. Um das Eindringen von Grundwasser in den Untertagebau zu vermeiden, muss großflächig Wasser abgepumpt werden. Dies führt zu einer Grundwasserabsenkung. Überschlägige Angaben zum Ausmaß der mit dem Steinkohlebergbau einhergehenden Grundwasserabsenkungsflächen finden sich in (Röder et al. 2004). Die Beeinflussung des Grundwasserspiegels wird in Übereinstimmung mit den Qualitätsrichtlinien nicht

als Flächenbeanspruchung berücksichtigt und wird in dieser Form in der Ökobilanzierung in der Regel nicht gesondert ausgewiesen.

Daten zur weiteren Infrastruktur sowie Hilfs- und Betriebsstoffen wurden in (Röder et al. 2004) ermittelt. Angaben hierzu finden sich auch in (Hinrichs 1999) sowie GEMIS v4.3.

Transport

Eine Aufstellung zum Transport der Importsteinkohle findet sich in (VDKI 2006) und wird jährlich neu herausgegeben. Hierbei wird in Transporte über deutsche Seehäfen, Eisenbahntransporte sowie Transporte über Binnenschiffe aus dem Raum Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen (ARA) unterschieden.

Der Überseeimport wird über Massengutschiffe in deutschen Seehäfen bzw. in Häfen der ARA-Region mit Weitertransport über Binnenschiffe abgewickelt. Der Kohleimport aus Polen erfolgt mit der Eisenbahn. Als Entfernungen sind die Weglängen des internationalen Verkehrs anzusetzen. Für einige Steinkohle-exportierende Länder sind in (RWE 2005) die inländischen Bahntransportentfernungen zu den Umladehäfen verzeichnet. Die Transportlängen für den inländischen Transport sind aus den Kraftwerksstandorten zu ermitteln. Eine Zusammenstellung von Steinkohleherkunftsländern, Importmengen und Transportentfernungen für die deutsche Steinkohlebereitstellung im Jahr 2005 ist in Tabelle 2.1 aufgelistet.

Tabelle 2.1: Herkunftsländer, Steinkohleaufkommen und Transportentfernungen für die deutsche Steinkohlebereitstellung im Jahr 2005

Herkunftsland	Bezogene Kohlemenge	Transportentfernung Seeschiff	Transportentfernung Eisenbahn	Transportentfernung Binnenschiff
	Mio. t	km	km	km
Deutschland	24,3		120	140
Südafrika	8,23	12.500	700	140
Polen	6,87		670	140
Russland	5,86	3.500	4.120	140
Kolumbien	4,75	9.500	320	140
Norwegen	0,91	1.200	370	140
Australien	0,34	23.000	320	140
Indonesien	0,21	24.000	270	140
USA	0,20	7.500	1.120	140
China	0,16	29.000	720	140

Quelle: VDKI (2006), RWE (2005), IER (2006)

2.2.4 Stoffliche Spezifikationen

Der für die deutsche Energiebilanz verwendete Heizwertmittelwert für deutsche Steinkohlen wird in regelmäßigen Abständen von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. veröffentlicht (AGEB 2005a). In (BGR 2003) sind Heizwertangaben für verschiedene Steinkohle

exportierende Länder tabelliert. Für die wichtigsten Exportländer finden sich Heizwertbandbreiten in (VDKI 2006).

Angaben zu Schwermetallemissionen, Emissionen in Wasser sowie Abfällen entlang der Steinkohlebereitstellungskette wurden in (Röder et al. 2004) und GEMIS v4.3 erhoben.

2.2.5 Zusammenfassung

Die Bereitstellungskette für Steinkohle kann mit der vorhandenen Literatur sowie regelmäßig fortgeschriebenen Berichten für den aktuellen Zeithorizont erhoben werden. Die Importstrukturen sowie Einfuhrmengen und Transportaufkommen können aus jährlich erscheinenden Publikationen entnommen werden.

Zahlen zum Energieverbrauch bei der Steinkohleförderung sind vorhanden, werden jedoch in neuerer Literatur nicht mehr berichtet. Die vorhandenen Werte sind überschlägig und nur vereinzelt regional aufgelöst. Will man die Steinkohleförderung in den einzelnen Herkunftsländern separat bilanzieren, muss man basierend auf vorhandenen Werten Abschätzungen treffen.

Lediglich überschlägige Daten gibt es bei der Grubengasfreisetzung (Methanemission) sowie Partikelemissionen bei Förderung und Aufbereitung. Hier können derzeit nur die in vorhandenen älteren Studien angeführten Werte herangezogen werden. Ebenso konnten für indirekte Emissionen der Steinkohleförderung durch die vorhandene Infrastruktur keine neuen, regelmäßig fortgeschriebenen Datenquellen gefunden werden.

Der Steinkohletransport lässt sich mit den in der Literatur verfügbaren Importstrukturen und Transportmengen sowie deren Aufteilung auf Transportmittel in der Bilanz ausreichend genau abbilden. LCA-Datensätze zum Übersee-, Binnenschiff- sowie Bahntransport lassen sich dabei aus gebräuchlichen LCA-Datenbanken beziehen.

Aus den hier beschriebenen Datenquellen lässt sich für das Jahr 2005 ein Datensatz für die Steinkohlevorkette bilanzieren, der die Emissionen und den kumulierten Energieaufwand pro bereitgestelltem Kilogramm Steinkohle ausweist (siehe Tabelle 2.2).

Die Datenlage für die Steinkohlebereitstellungskette ist in Tabelle 2.3 als Übersicht zusammengestellt.

Tabelle 2.2: Emissionen der Steinkohlevorkette für das Jahr 2005

Emission	Einheit	Wert	Abbau und Förderung	Umschlag Lager D	Bahn	See-schiff	Binnen-schiff
Emissionen							
CO ₂	kg/TJ Kohle	4,05E+03	44,96%	4,06%	19,98%	26,55%	4,45%
CH ₄	kg/TJ Kohle	3,38E+02	99,18%	0,13%	0,38%	0,27%	0,04%
N ₂ O	kg/TJ Kohle	2,19E-01	66,13%	2,80%	11,44%	13,20%	6,43%
SO ₂	kg/TJ Kohle	2,39E+01	15,91%	0,69%	11,65%	70,35%	1,40%
NO _x	kg/TJ Kohle	3,88E+01	37,54%	0,44%	12,32%	43,63%	6,07%
NH ₃	kg/TJ Kohle	1,87E+00	91,75%	0,16%	1,47%	6,41%	0,22%
CO	kg/TJ Kohle	1,11E+01	47,23%	0,54%	25,51%	23,88%	2,84%
NM VOC	kg/TJ Kohle	4,38E+00	54,11%	0,49%	13,34%	27,61%	4,44%
Staub	kg/TJ Kohle	8,75E+01	59,43%	38,07%	1,56%	0,89%	0,05%
PM10	kg/TJ Kohle	3,97E+00	30,60%	0,51%	40,35%	26,39%	2,14%
Kumulierter Energieaufwand (KEA)							
PE*	TJ/TJ Kohle	7,85E-02	55,77%	2,80%	15,17%	22,74%	3,52%
Gemäß AGEB 2005a wurde mit einem Heizwert von 30,121 MJ/kg für die deutsche Kraftwerkskohle gerechnet. PE*: ohne Heizwert Steinkohle							

Quelle: IER (2006); AGEB (2005a)

Tabelle 2.3: Steinkohlebereitstellung: Zusammenfassung der Datenlage (In- und Outputs ohne Differenzierung nach Prozessschritten)

Parameter	Quellen	Aktualisierung	Anmerkungen
Stoffliche Spezifikationen			
Heizwert			
Heizwertmittelwert D	AGEB 2005a	Erscheint jährlich; Heizwertaktualisierung jedoch nur alle paar Jahre	aktualisierungsbedürftig
Heizwert Importländer	verschiedene		unsystematisch
Zusammensetzung	verschiedene		unsystematisch
Differenzierungen			
Herkunft	VDKI 2006	jährlich für Vorjahr	
Aufkommen Deutschland	AGEB 2005b; Statistik Kohle 2006a	jährlich für Vorjahr	
Förderung + Aufbereitung	Verschiedene		unsystematisch
Transport	Verschiedene		
INPUT			
Energieträger (Prozess)	Verschiedene		unsystematisch
Fläche	Verschiedene		unsystematisch
Hilfs- und Betriebsstoffe	Verschiedene		unsystematisch
OUTPUT			
Emissionen (Luft)			
Standard	Verschiedene		unsystematisch
Schwermetalle	Verschiedene		unsystematisch
Weitere (POPs)	Verschiedene		unsystematisch
Emissionen (Wasser)			
Summenparameter	Verschiedene		unsystematisch
Schwermetalle	Verschiedene		unsystematisch
Weitere	Verschiedene		unsystematisch
Abfälle	Verschiedene		unsystematisch
„verschiedene“, „unsystematisch“: Ökobilanz- und andere Studien mit stark prüfungs- und modifikationsbedürftigen Daten; umfangreiche Zusammenstellung in (Röder et al. 2004; GEMIS v4.3); zur Problematik der Daten siehe Text			

Quelle: eigene Zusammenstellung

2.3 Braunkohle

2.3.1 Technik

Der grundsätzliche Unterschied zwischen Stein- und Braunkohle besteht im Kohlenstoffgehalt, der im Falle der Braunkohle niedriger ist, sowie dem deutlich höheren Wassergehalt der

Rohbraunkohle. Verbunden damit ist auch der Heizwert niedriger. Dies hat zur Folge, dass anders als Steinkohle Braunkohle (zumindest in Deutschland) nur im Tagebau und in geringer Entfernung von Kraftwerken gefördert wird und es praktisch keinen internationalen Braunkohlemarkt gibt (Im- und Export von weniger als 1 % der Fördermenge)⁷. In Deutschland wird Braunkohle vor allem in drei Revieren abgebaut: Rheinland, Lausitz und Mitteldeutschland.

Die Förderung erfolgt mit großen Baggern, der Transport der Braunkohle in die Kraftwerke mit Grubenbahnen oder über Förderbänder. Sämtliche dieser Anlagen werden mit Strom betrieben, der gemäß (Kohle jährlich) im Saldo aus dem Netz stammt (unserer Einschätzung nach ist allerdings die Annahme von Braunkohlenstrom plausibler). Exploration und Erschließung als eigenständige Prozesse finden kaum statt, da die Lage von Kohlevorkommen bekannt ist und sie meist lediglich mit zunehmender räumlicher Ausdehnung ausgebeutet werden, allerdings verbunden mit der Umsiedlung von Ortschaften. Eine Aufbereitung erfolgt ebenfalls praktisch nicht. Ein wichtiger Nebenprozess ist typischerweise das Abpumpen des Grubenwassers. Die ausgebeuteten Tagebaue werden verfüllt und rekultiviert bzw. renaturiert.

2.3.2 Erfasste Prozessschritte

Erfasst werden Förderung (inkl. Zerkleinerung und Wasserpumpen) und Transport zum Kraftwerk in Deutschland. Aufgrund der Aggregation in der wichtigsten Quelle (Kohle jährlich) werden die Prozesse nicht getrennt ausgewiesen. Die Aufbereitung im Kraftwerk ist als Eigenverbrauch der Kraftwerke erfasst. Exploration und Erschließung werden aus den oben genannten Gründen nicht betrachtet. Der Neubau von Wohnhäusern, Straßen usw. in der Folge der Umsiedlung von Ortschaften wird als Infrastruktur-bezogen hier ebenfalls nicht erfasst.

2.3.3 Differenzierungen

Knapp 99 % (2005) der deutschen Förderung entfallen auf drei Reviere. Gemäß (Kohle 2006) sind die pro Tonne Braunkohle bewegter Abraummenge in den einzelnen Revieren sehr unterschiedlich; die Heizwerte der Kohlen unterscheiden sich ebenfalls. Wünschenswert sind daher nach Revieren differenzierte Daten.

Weitere Differenzierungen sind nicht erforderlich (Import/Export: sehr geringer Bedeutung; verschiedene Förder- und Transporttechnik: Die wesentlichen Umwelteffekt werden summarisch über den Stromverbrauch erfasst).

2.3.4 Stoffliche Spezifikationen

Heizwert: Quelle: (AGEB jährlich). Die Tabelle erscheint etwa drei Jahren nach dem Bezugsjahr. Es wird heute nicht mehr zwischen Kohlen aus verschiedenen Revieren unterschieden.

⁷ Die Nutzung von aufbereiteten Braunkohleprodukten (Braunkohlenbrikett und -staub, Wirbelschichtkohle usw.) stellt zwar durch Trocknung transportfähige Energieträger bereit, spielt für die Stromerzeugung aber praktisch keine Rolle.

Zusammensetzung: Zur stofflichen Zusammensetzung liegen lediglich Einzelwerte vor, jedoch keine repräsentativen Daten.

2.3.5 In- und Outputs

INPUT

Fläche: (Kohle jährlich) weist jeweils für das Vorjahr die gesamte Flächeninanspruchnahme, die Betriebsflächen und die wieder nutzbar gemachte Fläche differenziert nach Revieren aus. Da Abbau und Rekultivierung nicht in unmittelbarer zeitlicher Folge stattfinden, können aus den Werten für aufeinander folgende Jahre nicht direkt spezifische Flächeninanspruchnahmen berechnet werden. Außerdem steigt für einzelne Reviere die zeitlich kumulierte Gesamtfläche (also die Summe aus Betriebs- und rekultivierter Fläche) nicht kontinuierlich. Damit sind auch für Abschätzungen ergänzende Informationen erforderlich.

Hilfs- und Betriebsstoffe: praktisch keine; hier nicht erfasst

Energieträger: Strom ist der einzige relevante Energieträger (der Dieserverbrauch einzelner Fahrzeuge ist vernachlässigbar). Aus (Kohle 2006) ergibt sich, dass der Strom für den Braunkohlenbergbau im Saldo der Energiebilanz aus dem Netz stammt (die Stromerzeugung und Abgabe des Braunkohlenbergbaus sind vergleichbar groß, Bezug und Verbrauch jeweils etwa doppelt so hoch). Die unternehmensbezogene Verflechtung und räumliche Nähe von Gruben und Kraftwerken lässt dahinter jedoch statistische Artefakte vermuten, sodass die Annahme von Braunkohlenstrom plausibler ist (allerdings wäre dann die Zusammensetzung des Netz-Mixes entsprechend zu korrigieren).

Der Zahlwert ergibt sich als Quotient aus Stromverbrauch (5.185 GWh) und Fördermenge (179 Mio. t) zu etwa $29 \text{ kWh}_{\text{el}} / \text{t}$ (Gesamtförderung Deutschland 2005).

OUTPUT (außer Braunkohle)

Emissionen (Luft): Bis auf die prozessspezifischen Emissionen (Methan, Staub) können die Emissionen denen der Stromerzeugung zur Braunkohlenförderung und -bereitstellung gleichgesetzt werden. Damit sind auch Datenverfügbarkeit und -qualität für die einzelnen Gruppen (Standardschadstoffe, Schwermetalle, weitere wie POPs) charakterisiert; sie entsprechen denen der Emissionsfaktoren für Braunkohlekraftwerke.

Die prozessspezifischen Emissionen stammen aus Flächenquellen. Emissionsfaktoren sind daher mit großen Unsicherheiten belastet. Für Methan wurden einzelne Messungen durchgeführt; eine Verstetigung ist nicht zu erwarten (Quellen z.B. die in (Röder et al. 2004) zitierte). Staubemissionen können aus Immissionskonzentrationen abgeschätzt werden. Die Immissionsmessungen erfolgen laut (Röder et al. 2004) regelmäßig in der Nähe der Tagebaue.

Emissionen (Wasser): „Abwasser“ stammt nicht aus Prozessen, die Wasser verbrauchen; es handelt sich vielmehr um Grundwasser, das aus den Gruben abgepumpt wird. Die Inhaltsstoffe ergeben sich aus den Mineralien, mit denen das Wasser Kontakt hatte. In (Röder et al. 2004) sind Daten dazu abgeleitet, die allerdings nicht kontinuierlich fortschreibbar sind.

Abfälle: keine (außer Abraum, der zur Verfüllung der Gruben verwendet wird).

2.3.6 Zusammenfassung

Für die wesentlichen Größen Energieverbrauch und Standard(luft)schadstoffe aus Verbrennungsprozessen und den Verwendungszweck „Vorkette Strommix“ reichen die Daten zur Braunkohlenbereitstellung in Kraftwerken aus. Defizite bestehen bei prozessspezifischen Luftemissionen. Im Zusammenhang mit dem Medium Wasser besteht das Problem weniger in Schadstoffeinträgen als in Grundwasserabsenkungen und den Folgen.

Tabelle 2.4 gibt einen Überblick über die Datenlage.

Tabelle 2.4: Braunkohlebereitstellung: Zusammenfassung der Datenlage

Parameter	Quellen	Aktualisierung	Anmerkungen
Stoffliche Spezifikationen			
Heizwert	(AGEB jährlich)	jährlich für aktuelles Jahr minus 2 bis 3 Jahre	Mittelwert D
Zusammensetzung	verschiedene	-	unsystematisch
Differenzierungen			
Herkunft	(Kohle jährlich)	jährlich für Vorjahr	-
INPUT			
Energieträger (Prozess)	Strom: (Kohle jährlich)	jährlich für Vorjahr	-
	andere: k.A.	-	vernachlässigbar
Fläche	evtl. Primärdaten zu (Kohle jährlich)	jährlich für Vorjahr	Verfahren zu definieren
Hilfs- und Betriebsstoffe	k.A.	-	vernachlässigbar
OUTPUT			
Emissionen (Luft)			
Standard	siehe AP 1		
Schwermetalle	siehe AP 1		
Weitere (POPs)	siehe AP 1		
Emissionen (Wasser)			
Summenparameter	verschiedene	-	unsystematisch
Schwermetalle	verschiedene	-	unsystematisch
Weitere	verschiedene	-	unsystematisch
Abfälle	verschiedene	-	unsystematisch

„verschiedene“, „unsystematisch“: Ökobilanz- und andere Studien mit stark prüfungs- und modifikationsbedürftigen Daten; umfangreiche Zusammenstellung in (Röder et al. 2004); zur Problematik der Daten siehe Text

k.A.: keine Angabe, da nicht betrachtet

Quelle: eigene Zusammenstellung

2.4 Erdgas

In Deutschland werden neben Erdgas auch andere gasförmige Energieträger zur Stromerzeugung eingesetzt. Bei der allgemeinen Versorgung handelt es sich dabei um Gichtgas und Konvertergas, Kokerei- und Stadtgas sowie die so genannten Naturgase Erdgas und Erdöl-gas. In Industriekraftwerken werden zusätzlich Raffineriegas, Flüssiggas und Grubengas zur Stromerzeugung verwendet (AGEB 2007).

Am gesamten Gasaufkommen nimmt Erdgas jedoch den überwiegenden Teil ein, so dass sich die Betrachtungen hier darauf beschränken können (vergleiche Abbildung 2.2). Bei Gruben- und Deponiegas ist zu bedenken, dass es auch ohne eine Abfackelung oder energetische Nutzung zu Methanemissionen kommt.

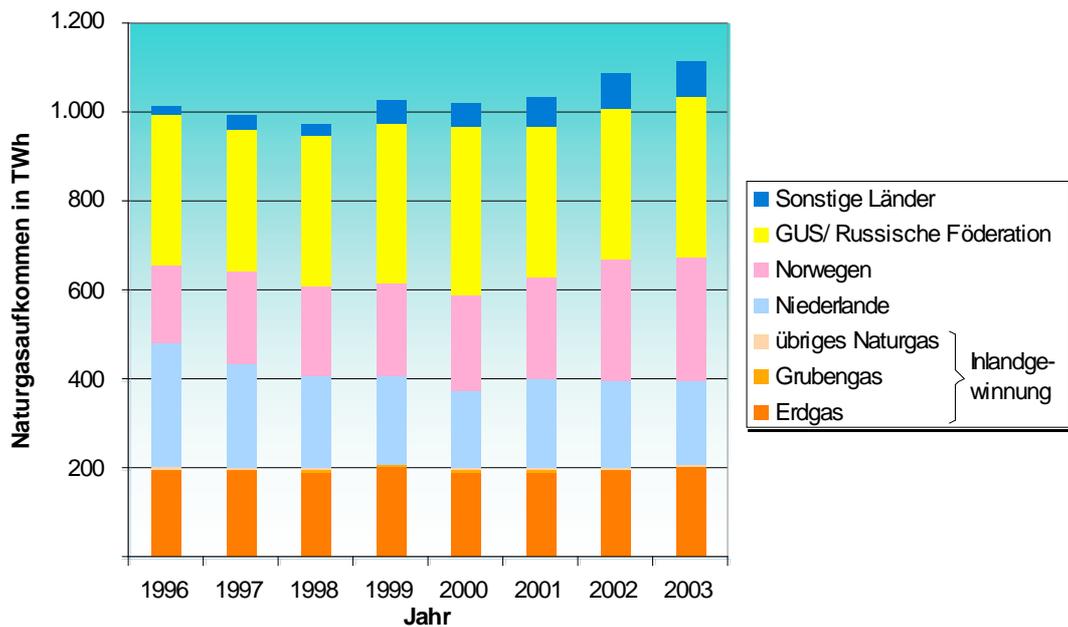


Abbildung 2.2: Zeitliche Entwicklung des Naturgasaufkommens in Deutschland

Quelle: StBA (2006)

Statistiken zum Erdgasaufkommen in Deutschland werden von unterschiedlichen Seiten zusammengestellt. Die wichtigsten und offiziellen Statistiken sind das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), statistisches Bundesamt und die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. Daten von Verbänden (BGW, DVGW, WEG,...⁸) sind meist nicht öffentlich zugänglich, fließen aber teilweise in die amtlichen Statistiken mit ein.

Die von den verschiedenen Stellen erhobenen und veröffentlichten Daten sind z.T. inkonsistent bezüglich der Abgrenzung der erfassten Prozessschritte und ihrer zeitlichen Auflösung.

⁸ BGW = Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft, DVGW = Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V., WEG = Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V.

Aufgrund der Datentiefe bietet sich die Verwendung der AGEB-Daten als Grundlage für dieses Projekt an, auch wenn diese als vollständige Energiebilanzen nur für frühere Jahre (derzeit 2002) verfügbar sind. Da keine Informationen über die Herkunft der Energieträger erhalten sind, muss ein Abgleich mit einer der anderen Statistiken erfolgen. Es wird vorgeschlagen, hier die Daten des BMWi zur nationalen und internationalen Entwicklung zu verwenden, auch wenn diese nur bedingt von offizieller Seite mit den AGEB-Zahlen abgeglichen sind.

2.4.1 Technik

Die Bereitstellungskette von Erdgas gliedert sich in die Bereiche Exploration, Förderung, Aufbereitung, Ferntransport und lokale Verteilung (Abbildung 2.3).

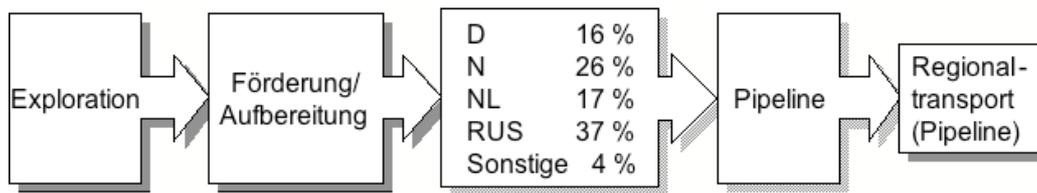


Abbildung 2.3: Bereitstellungskette für Erdgas in Deutschland für 2003

Quelle: BMWi (2006)

Exploration: Die Exploration von Erdgasvorkommen wird mit Hilfe von seismischen und geophysikalischen Messungen und Probebohrungen (so genannten Aufschlussbohrungen) durchgeführt, die in Tiefen von bis zu 7.000 m Tiefe vordringen.

Förderung: Die Förderung beginnt mit den Produktionsbohrungen. Erdgas wird onshore mit Vertikalbohrtechniken gefördert. Für die Offshore-Förderung werden Horizontalbohrtechniken angewendet. Diese ermöglichen das Einbringen von bis zu 60 Bohrungen von einer Bohrinselformation (e.on ruhrgas 2006). Die Förderanteile werden nicht in amtlichen Statistiken veröffentlicht. Die Offshore-Anteile der einzelnen Herkunftsländer zeigt Tabelle 2.5.

Tabelle 2.5: Anteile der Förderart in einzelnen Ländern

Land	offshore	onshore
	%	%
Norwegen	100	0
Dänemark	100	0
Russland	0	100
Großbritannien	100	0
Deutschland	0	100
Niederlande	23	77
Sonstige	100	0

Quelle: Bauer und Schmittinger (1996)

Aufbereitung: Die Aufbereitung von Erdgas beinhaltet die Trocknung und Bereinigung von Fremdstoffen, da nicht reines Erdgas (CH₄) gefördert wird. Das Fördergas ist mit Fremdga-

sen wie H₂S oder CO₂ versetzt. Gängige Produkte der Aufbereitung sind neben Methan auch Ethan, Propan und Butan. Diese werden entweder im Erdgasnetz an die Verbraucher geleitet oder in petrochemischen Anlagen weiterverarbeitet.

Ferntransport: Die Verteilung und der Transport des Erdgases geschehen derzeit in Deutschland ausschließlich via Pipelines. Der Ferntransport als verflüssigtes Erdgas (LNG = liquified natural gas) durch Tankschiffe spielt für Deutschland bisher keine Rolle. Wie die Stromnetze in unterschiedliche Spannungsebenen, so sind die Gasnetze in Netze unterschiedlicher Druckniveaus eingeteilt (Tabelle 2.6).

Tabelle 2.6: Druckniveaus für Erdgasnetze

Druckstufen	Druck
Niederdruck	≤ 10 kPa
Mitteldruck	10 kPa bis 100 kPa
Hochdruck	> 100 kPa

Quelle: Dittmann und Zschernig (1998)

Erdgas aus Russland wird auf einen Druck von 75 bar (entspricht 7.500 kPa) komprimiert (Lechtenböhmer et al. 2005). Weitere übliche Druckniveaus für interkontinentale Erdgasfernleitungen sind 67,5 bar (DN 900/PN 66), 80 bar (DN 1.400/PN 80) und 120 bar (DN 1.600/PN 120). Die nachfolgenden regionalen Verteilnetze werden dann bei einem niedrigeren Druck betrieben. Im Gegensatz zum Stromnetz, wo Energie nur geringfügig gespeichert werden kann, ist im Gasnetz eine gewisse Speicherung des Erdgases durch eine Druckerhöhung, die so genannte Leitungsatmung möglich.

Lokale Verteilung: Für die Endanwendung muss das Gas auf einen Versorgungsdruck von 8 mbar bis 50 mbar über Umgebungsdruck entspannt werden (vergleiche Tabelle 2.7). Dies geschieht in Entspannungsanlagen, in denen auch stoffliche Verluste auftreten können.

Tabelle 2.7: Kategorien von Gasgeräten mit zugehörigen Druckniveaus

Kategorie	Prüfgase	Versorgungsdruck
I ₂ ELL	G 20, G 25	20 mbar
II ₂ ELL3B/P	G 20, G 25, G 30	20 mbar, 50 mbar
III _{1abd2} ELL3B/P	G 110, G 120, G 20, G 25, G 30	8 mbar, 20 mbar, 50 mbar
1-2-3: 1./2./3. Gasfamilie (die Buchstaben a, b, d kennzeichnen verschiedene Stadtgas-Qualitäten) E-LL: hochkaloriges bzw. niederkaloriges Erdgas (entspricht in etwa Erdgas H bzw. L) B/P: Butan/Propan		

Quelle: ASUE (2004)

2.4.2 Prozessschritte und notwendige Differenzierungen

Keiner der Schritte Exploration, Förderung, Aufbereitung und Transport ist vernachlässigbar. Damit sollten im Netzwerk Lebenszyklusdaten auch alle Prozesse erfasst werden.

Für Exploration, Förderung und Aufbereitung sind keine fortschreibbaren Daten zu Emissionen und Energieaufwendungen verfügbar. Einzelne Studien (z.B. Lechtenböhrmer et al. 2005) behandeln Teile dieser Schritte für unterschiedliche Bezugsjahre und -regionen. Diese Zahlen könnten vorläufig in die Betrachtung einfließen, bis eventuell detailliertere Statistiken vorliegen.

Die inländische Kompression erfolgt teils mit Gasturbinen getriebenen und teils mit strombetriebenen Kompressoren. Die notwendige Energie ist in den Energiebilanzen (AGEB 2007) im Punkt „Verbrauch bei Erdöl- und Erdgasgewinnung“ aufgeführt. Aus diesen Angaben könnten auch unter Zugrundelegung unterschiedlicher Annahmen zu Turbinen- und Kompressornutzungsgraden Emissionen berechnet werden.

2.4.3 Stoffliche Spezifikationen

Je nach Herkunft unterscheiden sich die Energieinhalte des in Deutschland verbrauchten Gases. Zu beachten ist, dass für den Energieinhalt bei Gas immer der Brennwert angegeben wird. Die Karte in Abbildung 2.4 zeigt die unterschiedliche Gasbeschaffenheit im deutschen Transportnetz. Für die energetische Bewertung ist dieser Aspekt irrelevant, da in den Energiebilanzen bereits eine Umrechnung erfolgt. Für die luftgetragenen Emissionen könnte eine genauere Aufschlüsselung allerdings sinnvoll sein.

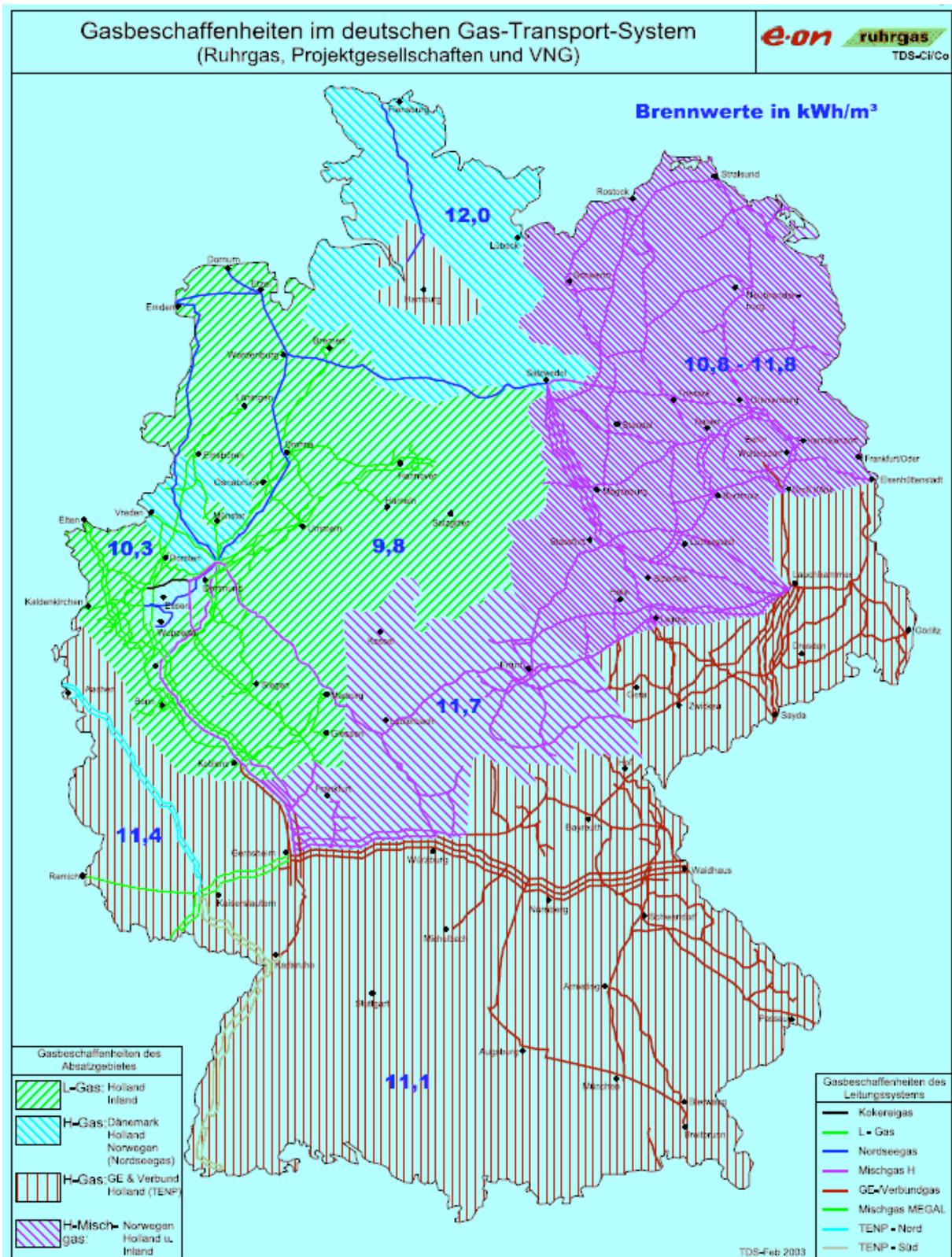


Abbildung 2.4: Gasbeschaffenheit im deutschen Gas-Transportsystem

Quelle: Lenz (2005)

2.4.4 Zusammenfassung

Erdgas gewinnt für die Stromerzeugung in Deutschland hinsichtlich der günstigen CO₂-Emissionen an Bedeutung. Geplante Neubauprojekte im Kraftwerksbereich sind neben Steinkohlekraftwerken nahezu ausschließlich GuD-Anlagen.

Für fortschreibbare Lebenszyklusdaten von Erdgas liegen jedoch nur wenige belastbare Zahlen vor. Einzig in den Energiebilanzen (AGEB 2007) sind Angaben über Energieverbräuche zur Erdgasgewinnung zu finden. Übergangsweise können vorhandene Daten (z.B. aus GEMIS) genutzt werden, um die Modellierung vorzunehmen. Eine Verbesserung der Datengrundlage ist einerseits sehr aufwändig, andererseits ist mit einer höheren Detaillierung der Statistiken in den nächsten Jahren nicht zu rechnen.

Den an der FfE verwendeten Datensatz für die Bereitstellungsaufwendung des Erdgases bis Kraftwerkszaun zeigt Tabelle 2.8. Der KEA ist mit knapp 70 % Anteil vom Ferntransport dominiert, so dass eine Verringerung der Netzverluste oder aber eine Erhöhung der Transportentfernungen den wesentlichen Teil zum Energieaufwand beitragen.

Tabelle 2.8: An der FfE verwendeter Datensatz zur Vorkette von Erdgas

Prozessschritte (Anteile in %)	
Exploration	2,1
Förderung	15,4
Aufbereitung	8,3
Ferntransport	68,0
Inlandstransport bis Ortsgasversorgung	6,2
Kumulierter Energieaufwand (KEA)	
KEA (in MJ/m ³)	39,95
Energiespezifischer KEA (in MJ/MJ)	1,11

Quelle: Beer et al. (2006)

Eine Zusammenfassung der verfügbaren Daten zeigt Tabelle 2.9. Gerade die für eine Lebenszyklusbetrachtung notwendigen Daten auf der Input- und Output-Seite sind lediglich auf Basis von historischen Einzeluntersuchungen verfügbar. Da diese Daten aus jetziger Sicht nicht fortschreibbar sind, wäre eine Präzisierung der Datenlage an dieser Stelle wünschenswert.

Tabelle 2.9: Erdgasbereitstellung: Zusammenfassung der Datenlage (In- und Outputs ohne Differenzierung nach Prozessschritten, da identisch für Exploration, Förderung, Aufbereitung und Transport)

Parameter	Quellen	Aktualisierung	Anmerkungen
Stoffliche Spezifikationen			
Heizwert	(AGEB jährlich)	jährlich für „aktuelles Jahr minus 2 bis 3 Jahre“	Mittelwert D
Zusammensetzung	verschiedene	-	unsystematisch
Differenzierungen			
Herkunft	(StBA monatlich)	jährlich für Vorjahre	-
Fördertechnologien	verschiedene	-	aktualisierungsbedürftig
On- / Offshore-Förderung	(Bauer und Schmittinger 1996)	-	aktualisierungsbedürftig
INPUT			
Energieträger (Prozess)	verschiedene	-	unsystematisch, aktualisierungsbedürftig
Fläche			
Hilfs- und Betriebsstoffe			
OUTPUT			
Emissionen (Luft)	verschiedene	-	unsystematisch, aktualisierungsbedürftig
Emissionen (Wasser)			
Abfälle			
„verschiedene“, „unsystematisch“: Ökobilanz- und andere Studien mit stark prüfungs- und modifikationsbedürftigen Daten; umfangreiche Zusammenstellung in (Faist Emmenegger et al. 2003); zur Problematik der Daten siehe Text.			
k.A.: keine Angabe, da nicht betrachtet			

Quelle: eigene Zusammenstellung

2.5 Mineralöl

Zur Stromerzeugung werden die Mineralölprodukte Diesel, leichtes und schweres Heizöl eingesetzt. Die Bereitstellung dieser Brennstoffe bildet neben der Bereitstellung von Kernbrennstoffen die komplexeste Vorkette. Die gesamte Kette lässt sich gliedern in Exploration Förderung und Aufbereitung, Ferntransport, Verarbeitung in der Raffinerie und Transport zu den Kraftwerken. Für die Stromerzeugung in Deutschland sind Mineralölprodukte allerdings nur von geringer Bedeutung. Entsprechend werden nur in Raffinerien in Deutschland erzeugte Brennstoffe betrachtet; der zunehmend an Bedeutung gewinnende internationale Produktenhandel wird vernachlässigt.

Die Darstellung ist in die Abschnitte Rohölbereitstellung sowie Verarbeitung und Produktbereitstellung gegliedert.

2.5.1 Technik

2.5.1.1 Rohölbereitstellung

Erdöl wird auf dem Festland („on shore“) und vor der Küste gefördert („off shore“). Während in Europa der Anteil der Offshore-Förderung über 95 % liegt (Jungbluth 2004), ist er in Osteuropa und Nahost sehr gering; weltweit beträgt er etwa ein Drittel (Shell 1994).

Exploration: Damit wird die Erschließung von Ölquellen (on- und offshore), im Wesentlichen die Suche nach Ölfeldern und die Durchführung von Probe- und Aufschlussbohrungen, bezeichnet. Die Suche umfasst unter anderem die Auswertung vorhandener geologischer Informationen, die Durchführung seismischer Messprogramme und von Probebohrungen. Umweltwirkungen sind im Wesentlichen mit den Probe- und Aufschlussbohrungen verbunden.

Förderung: Die Förderverfahren werden in drei Kategorien eingeteilt:

- Primäre Verfahren: Dazu zählt die eruptive Förderung, bei der Erdöl durch den natürlichen Lagerstättendruck an die Oberfläche befördert wird. Sie ist eher selten und der damit erreichbare Entölungsgrad ist meist niedrig. Ebenfalls zu den Primärverfahren gehört der Einsatz von Pumpen.
- Sekundäre Verfahren: Dazu zählt hauptsächlich das Einpressen von kaltem Wasser oder Gas in die Lagerstätte.
- Tertiäre Verfahren: Dazu werden die Methoden gezählt, die nach dem Einpressen von kaltem Wasser noch verbliebenes Öl lösen können. Hierzu gehören insbesondere die thermischen Verfahren, wie z.B. die Injektion von Dampf oder heißem Wasser. Außerdem können chemische Substanzen wie Polymere oder Tenside eingesetzt werden.

Der Energieaufwand der Förderung hängt stark von der eingesetzten Technik ab. Die Anteile der einzelnen Techniken weisen erhebliche Unterschiede zwischen den Förderregionen auf.

Aufbereitung: Im Anschluss an die Förderung werden Gas, Wasser und Sedimente aus dem Rohöl entfernt. Das Öl wird dazu entweder erhitzt, chemisch behandelt und/oder der Schwerkraft bzw. elektrischen Feldern ausgesetzt.

Transport: Rohöl wird mit Tankern und Pipelines transportiert. Für verschiedene Herkunftsregionen und Verarbeitungsorte ergeben sich unterschiedliche Transportketten (nur Tanker oder Pipeline oder Kombinationen). Die Pumpen der Pipelines werden in der Regel elektrisch betrieben.

2.5.1.2 Rohölverarbeitung – Raffinerieproduktbereitstellung

Die Mineralölindustrie verarbeitet Rohöl zu verkaufsfähigen Produkten, wie Flüssiggas, Benzin, Kerosin, Diesel, Heizölen, Schmierölen, Bitumen und zu Ausgangsmaterial für die petrochemische Industrie.

Mineralölraffinerien sind sehr komplexe Anlagen. Die Anzahl und Art der Verarbeitungsanlagen, deren Konfiguration und Kombination hängt stark vom eingesetzten Rohöl und vom gewünschten Produktspektrum ab. Einfache „Hydro-skimming“-Raffinerien können nur wenige Rohölqualitäten verarbeiten und wenig hochqualitative Produkte erzeugen. „Komplexe“-

Raffinerien mit vielen Konversionsanlagen können aus nahezu alle Rohölen alle Produkte herstellen.

Die Rohölraffination beginnt mit dem Eingang des Rohöls. Nach der Entsalzung wird das Rohöl in die Fraktionierkolonne der atmosphärischen Destillation zugeführt (Fraktionierung des Rohöls durch Trennung nach Dichte/ Siede-/ Kondensationsbereichen).

Die leichteren Komponenten (Gase) steigen zum Kopf der Kolonne und werden in die Gasnachbehandlungsanlage geleitet, um Methan und Ethan zurückzugewinnen und diese als Brennstoff für die Raffinerie zu verwenden bzw. in Form von LPG (Propan und Butan) zu verkaufen. Die Gastrennung wird in nahezu jeder Raffinerie durchgeführt. Diese Gase können ebenso im Dampfreformierungsprozess (Steamreformer) zur Wasserstoffherstellung eingesetzt werden, der zur Entschwefelung, zum Hydrocracken und in geringerem Umfang zur Isomerisierung benötigt wird.

Das „straight-run“ Naphtha, das in den höheren Böden der atmosphärischen Destillation gewonnen wird, wird aufgeteilt und drei verschiedenen Prozessen zugeführt.

Die leichte Naphthafraktion wird in eine Mercaptanumwandlungsanlage zum „Süßen“, d.h. Umwandlung geruchsintensiver Schwefelverbindungen (Mercaptane) in neutral riechende Komponenten (Disulfide), geleitet. Ein Teil des gesüßten Naphthas wird direkt in die Benzinmischanlage gegeben, die Hauptfraktion der leichten Naphthafraktion wird allerdings in die Isomerisierungsanlage geleitet, wo die aliphatischen Paraffine in Isoparaffine mit hoher Oktanzahl umgewandelt werden. Oftmals ist der Isomerisierung ein Deisopentaniser (Destillation) nachgeschaltet um den Ertrag der wertvollen Isokomponenten, die für die Superbenzin-Herstellung benötigt werden, zu steigern.

Nach der Entschwefelung wird die schwere Naphthafraktion dem katalytischen Reforming, d.h. der Umwandlung von aliphatischen Paraffinen zu Isoparaffinen und von Zykloparaffinen zu aromatischen Verbindungen zugeführt. Das besondere Merkmal dieses Prozesses ist, dass neben den Petroleumprodukten Wasserstoff als Produkt anfällt.

Die Produkte der Isomerisierung (inkl. Deisopentaniser) und des katalytischen Reformings gehen in die Benzinmischanlage. Hier werden entsprechend Super- oder Normalbenzin abgemischt.

Kerosin wird direkt aus der atmosphärischen Destillation gewonnen und wird von der restlichen Mitteldestillatfraktion separat weiterverarbeitet.

Der Großteil der Mitteldestillatfraktionen, der aus der atmosphärischen Destillation hervorgeht, wird im Hydrofiner (Entschwefelung) weiterverarbeitet. Das entschwefelte Produkt wird in die Mitteldestillatmischanlage gegeben.

Der Rückstand aus der atmosphärischen Destillation wird hauptsächlich der Vakuumdestillation zugeführt. Hier werden leichtes Vakuumgasöl, Vakuumgasöl (Wachsdestillat) und Vakuumrückstand durch Destillation gewonnen. Ein Teil des atmosphärischen Rückstandes wird im Visbreaker (mildes thermisches Cracken) weiterverarbeitet. Kleine Mengen werden direkt dem schwerem Heizöl (Heizöl s) zugemischt oder in den Bitumenblassprozess geleitet. Das leichte Vakuumgasöl, als Produkt der Vakuumdestillation, geht zusammen mit der Mitteldestillatfraktion der atmosphärischen Destillation in den Hydrofiner und wird entschwefelt. Kleine Menge der Vakuumdestillate, die aus den mittleren Böden der Vakuumdestillation abgezogen werden, werden zur Herstellung von Schmierölen und Wachsen verwendet. Der größte

Anteil aber wird entweder dem katalytischen Cracker (zuerst entschwefelt) oder Hydrocracker zugeführt, wo der Input durch Molekülrestrukturierung in kürzere Ketten umgewandelt wird. Die Produkte sind Gase, Crackbenzin, Mitteldestillate und Heizöl s Komponenten (Heavy Cycle Gas Oil). Die Gase des katalytischen Crackens werden als Ausgangsstoffe in einer Alkylierungs- und Polymerisierungsanlage eingesetzt, um durch Kombination der kleineren Molekülketten längere Ketten herzustellen, die als zusätzliche wertvolle Komponenten dem Benzin beigemischt werden können. Buten aus dem katalytischen Cracker wird darüber hinaus zur MTBE- (Methyl-Tertiary-Butyl-Ether) Herstellung verwendet. MTBE wird ebenfalls als Oktanzahlbooster dem Benzin beigemischt.

Das Crackbenzin aus dem katalytischen Cracker (FCC) muss in einem speziellen Entschwefelungsprozess behandelt werden, um den hohen Schwefelgehalt dieser Fraktion zu senken.

Die Vakuumrückstände der Vakuumdestillation werden in den Coker geführt, der Gase, Crackbenzin, Mitteldestillate und Heizöl s produziert. Ein weiteres Produkt ist Grünkoks, der anschließend in einer Petrolkoksanlage zu Petrolkoks weiterverarbeitet wird. Der Vakuumrückstand und geringe Anteile des atmosphärischen Rückstandes werden ebenfalls als Eingangsmaterial für den Visbreaker und dem Thermischen Cracker, die ebenfalls Gase, Crackbenzin, Mitteldestillate und Heizöl s produzieren, verwendet.

Der extrahierte Schwefelwasserstoff aller Entschwefelungsprozesse wird einer Schwefelrückgewinnungsanlage (Claus-Anlage) zugeführt, um elementaren Schwefel zurückzugewinnen.

Die Energiebereitstellung (Wärme, Dampf, Strom) bedarf einer großen Menge an Brennstoff. Der Brennstoff, der in den Kraftwerksanlagen und Verbrennungsöfen der Raffinerie umgesetzt wird, kann Raffineriegas, Heizöl s, Petrolkoks, und manchmal auch Heizöl el und LPG sein. Falls erforderlich wird auch zugekauft Erdgas und Strom zur Eigenenergiebedarfsdeckung eingesetzt.

2.5.2 Erfasste Prozessschritte

2.5.2.1 Rohölbereitstellung

Die Sichtung der umfangreichsten und detailliertesten neueren umweltbezogenen Arbeit zur Erdölförderung (Jungbluth 2004) ergibt, dass keiner der Schritte Exploration, Förderung, Aufbereitung und Ferntransport vernachlässigbar ist. Für den hier als Leitparameter betrachteten Primärenergieeinsatz entfallen gut 10 bis über 40 % auf die einzelnen Schritte. Bis auf die Erfassung der Exploration bestätigt dies frühere Studien wie (ÖKO und GHK 1989) und (ÖKO 1994), die zum Teil auch wesentliche Inputs für (Jungbluth 2004) liefern. Damit sollten auch im Netzwerk Lebenszyklusdaten diese Prozesse erfasst werden.

2.5.2.2 Rohölverarbeitung – Raffinerieproduktbereitstellung

Wie eingangs bereits erwähnt, stellen Mineralölraffinerien sehr komplexe Anlagen dar. Folgende Aufzählung respektive graphische Darstellung umfasst die wichtigsten zu untersuchenden Prozessschritte. Dabei können diese in vier Kategorien eingeteilt werden:

- Trennverfahren (Destillation)

- Atmosphärische Rohöldestillation
- Vakuumdestillation
- Gasnachbehandlungsanlage (Gastrennanlage)
- Konversionsverfahren (Umwandlungsverfahren)
 - Thermischer Cracker
 - Coker
 - Visbreaker
 - Katalytischer Cracker (FCC)
 - Hydrocracker
- Veredlungsverfahren (Nachbehandlungsanlagen)
 - Katalytischer Reformier
 - Alkylierung
 - Polymerisierung
 - Isomerisierung
 - Hydrierende Entschwefelungsanlagen
 - Mercaptanumwandlung (Chemisches Süßen)
- Weitere Anlagen, Hilfsprozesse
 - Tanklager, Misch- und Dosieranlagen, Belade-, Entladevorrichtungen
 - Wasserstoffproduktion (Steamreformer)
 - Veretherung (MTBE-Herstellung)
 - Schwefelrückgewinnung (Clausanlage)
 - Schmierstoffherstellung (Grundölverarbeitung)
 - Bitumenblassanlage
 - Petrolkoksanlage
 - Kraftwerks- und Feuerungsanlagen

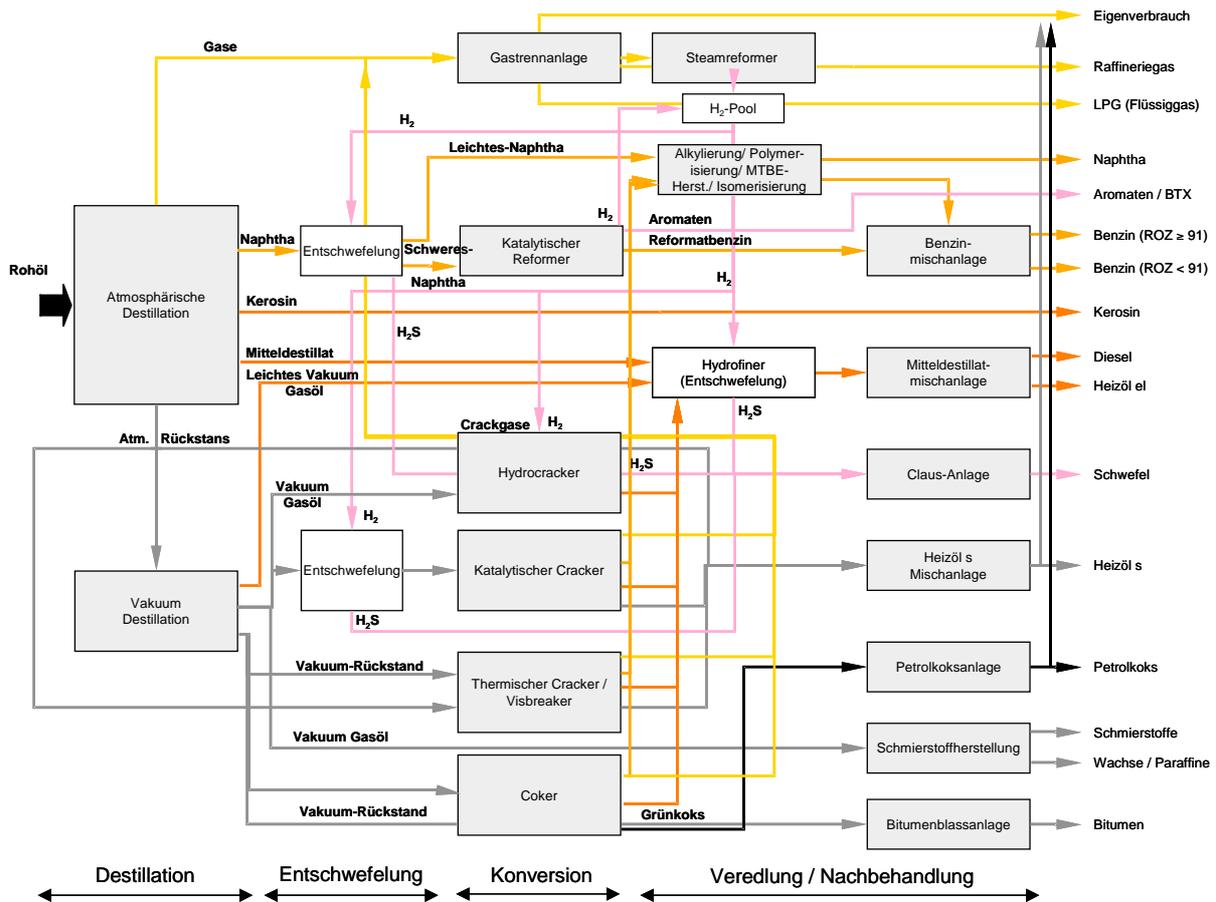


Abbildung 2.5: Vereinfachtes Verfahrensschaubild einer Raffinerie

Quelle: LBP (2006)

Die Anordnung dieser Prozesse variiert bei verschiedenen Raffinerien, und wenn überhaupt, dann arbeiten nur wenige mit all diesen Prozessen.

2.5.3 Differenzierungen

Hinsichtlich der folgenden Systemeigenschaften und Parameter sind Differenzierungen erforderlich:

2.5.3.1 Rohölbereitstellung

Herkunftsländer bzw. -regionen: Der weitüberwiegende Teil des in Deutschland verarbeiteten Erdöls wird importiert. Unabhängig von der Qualität der jeweils verfügbaren Daten und weiteren Informationen kann von großen Unterschieden der verwendeten Technologien allgemein wie in ihren konkreten Umsetzungen ausgegangen werden. Definitiv verschieden sind Transportweiten und -mittel. Die Herkunft des in Deutschland verarbeiteten Öls kann in jährlicher Folge der Statistik des Mineralwirtschaftsverbandes (MWV) entnommen werden. Eine hinreichende Genauigkeit (insbesondere in Hinblick auf die übrigen Unsicherheiten) dürfte erreichbar sein, wenn die erfassten Herkunftsländer 90 % des verarbeiteten Rohöls liefern. Dabei bietet sich für die Ableitung technischer Größen die Zusammenfassung zu wenigen Regionen an.

Für die aktuelle Herkunftsverteilung lassen sich mit acht Ländern 92 % des 2005 in Deutschland verarbeiteten Erdöls erfassen; betrachtet man die Länder als repräsentativ für ihre Regionen, steigt der Wert auf 98 %. Als Lieferregion nicht erfasst ist dabei lediglich Amerika, aus dem weniger Öl stammt als aus einheimischer Förderung. Aktuell zu betrachtende Herkunftsregionen sind: Naher Osten und Nordafrika (hier als eine Region betrachtet), Nordsee, GUS und Deutschland.

Onshore / Offshore: Die Förderung auf dem Land und auf See sind mit sehr unterschiedlichen Aufwendungen verbunden und haben für die relevanten Förderregionen sehr unterschiedliche Anteile. Aktuelle Daten liegen nicht vor, insbesondere fehlen regelmäßig aktualisierte Quellen. Allerdings ist es trivial, dass die Nordseeförderung offshore erfolgt; für die übrige Regionen kann mit guter Näherung von onshore ausgegangen werden.

Fördertechnik (primär, sekundär, tertiär): Die Verfahren sind in den verschiedenen Regionen bzw. auf dem Land und auf See mit sehr unterschiedlichen Aufwendungen verbunden und haben sehr unterschiedliche Anteile. Aktuelle Daten liegen nicht vor, insbesondere fehlen regelmäßig aktualisierte Quellen.

Auswahl der Transportmittel: Der Transport von Rohöl nach Deutschland erfolgt entweder per Tanker oder per Pipeline, der inländische Transport praktisch ausschließlich per Pipeline. Die Transportmittelauswahl erfolgt anhand qualitativer Informationen zur Transporttechnik der einzelnen Herkunftsregionen. Festlegungen dazu sind nicht völlig sicher; Öl aus Mittelost kann z.B. per Pipeline zum Mittelmeer und von dort mit Tankern oder durch den Suezkanal bzw. um das Kap nur mit Tankern transportiert werden.

Tabelle 2.10 fasst Angaben zu den Anteilen der Herkunftsregionen und zu denen der einzelnen Fördertechnikkategorien und zu den Transportketten differenziert nach Herkunftsregionen zusammen.

Tabelle 2.10: Anteile (Masse) der Herkunftsregionen, Anteile der einzelnen Fördertechnikkategorien und Transportketten differenziert nach Herkunftsregionen

		Nahost, Nordafrika	GUS	Nordsee	Deutschland
Anteile	%	25,4	41,0	30,6	3,0
Fördertechnik					
primär	%	80	100	50	14
sekundär	%	20	0	50	70
tertiär	%	0	0	0	16
Transport					
Pipeline (I)	km	710	5.000	in Förderung	-
Tanker	km	4.450	-	1.000	-
Pipeline (II)	km	860	-	200	200
Pipeline (I): Bohrloch – Hafen; (II): Hafen – Raffinerie					

Quelle: Jungbluth (2004), GEMIS (verschiedene Versionen), MWV (2006), IFEU (2006)

2.5.3.2 Rohölverarbeitung – Raffinerieproduktbereitstellung

Verarbeitungskapazitäten und Raffinerieoutputspektrum: Sowohl für die Raffinerieanlagenkapazitäten als auch für das Raffinerieoutputspektrum liegen aktuelle Daten vor, die vom MWV jährlich vorgeschrieben werden. Diese sind in Tabelle 2.11 und Tabelle 2.12 wiedergegeben.

Tabelle 2.11: Raffinerieanlagenkapazitäten in Deutschland im Jahr 2005

Prozess/ Anlage	1.000 t
Atmosphärische Destillation	115.630
Vakuumdestillation	50.660
Thermischer Cracker	1.550
Coker	6.210
Visbreaker	8.720
Katalytischer Cracker (FCC)	18.700
Hydrocracker	8.470
Rückstandsvergasung	1.545
Sonstige Rückstandskonversionsverfahren	1.000
Katalytischer Reformier	17.215
Alkylierung	1.110
Isomerisierung	3.960
Hydrierende Entschwefelung Naphtha	28.890
Hydrierende Entschwefelung Mitteldestillate	49.590
Hydrierende Entschwefelung Vakuum-Gasöl	11.400
Schmierstoffherstellung	1.020
Bitumenblassanlage	5.330

Quelle: MWV (2006)

Angaben zu den Raffineriekapazitäten für die Gastrennanlage, die Polymerisierung, die Mercaptanumwandlung (Süßen), die MTBE (Methyl-Tertiary-Butyl-Ether)-Herstellung sowie die Wasserstoffproduktion via Steam-reforming und Schwefelrückgewinnungsanlagen werden vom MWV nicht erfasst. Aktuelle Daten liegen nicht vor, insbesondere fehlen regelmäßig aktualisierte Quellen.

Energieverbrauch innerhalb der Raffinerie

Es ist zu berücksichtigen, dass Raffinerien teilweise zugekauften Strom und zugekauftes Erdgas zur Energiedeckung neben dem Verbrauch an eigenen erzeugten Produkten einsetzen. Über den exakten Energieverbrauch von Raffinerien liegen keine statistisch erfassten Daten vor.

Tabelle 2.12: Gesamteinsatz und Erzeugung der Raffinerien in Deutschland nach Raffinerieprodukten 2005

	1.000 t	Anteil in %
Input		
Rohöleinsatz	114.544	90,80
Produkteneinsatz	11.614	9,20
Summe	126.158	100,00
Output		
Raffineriegas	4.365	3,47
Flüssiggas	2.951	2,35
Naphtha	9.063	7,21
Ottokraftstoffe	27.501	21,88
Flugturbinenkraftstoffe	4.266	3,39
Dieselmotorkraftstoff	34.824	27,70
Heizöl el (inkl. Mitteldestillatkomponenten)	18.011	14,33
Heizöl s (inkl. HS Komponenten)	13.342	10,61
Schmieröle	2.045	1,63
Wachse / Paraffine	253	0,20
Bitumen	3.602	2,87
Petrolkoks	1.912	1,52
Sonstige Prod. (v.a. Rückstände, Aromaten, Schwefel)	3.577	2,85
Summe inkl. Eigenverbrauch	125.711	100,00
Eigenverbrauch		
Leichtdestillate	4.430	59,53
Mitteldestillate	54	0,72
Schwerdestillate	2.192	29,44
Petrolkoks	767	10,31
Summe	7.442	100,00

Quelle: MWV (2006)

Allokation

Da es sich bei fast allen Verarbeitungsanlagen in der Raffinerie um so genannte Multifunktionsprozesse handelt, d.h. um Prozesse, die zwei oder mehrere Hauptprodukte (Kuppelprodukte) hervorbringen, gilt es, jedem dieser Kuppelprodukte eine Teillast der materiellen und energetischen Aufwendungen zuzuordnen, die notwendig sind, um den Prozess aufrecht zu halten. Diese Aufwendungen umfassen den Brennstoffverbrauch zur Unterfeuerung, den Dampf- und Stromverbrauch sowie den Rohölverbrauch. Dabei werden die Umweltlasten, die mit der Bereitstellung dieser Aufwendungen einhergehen, seien es Emissionen aus der Unterfeuerung der Prozessöfen oder z.B. Umweltlasten, die durch die Bereitstellung des Rohöls auftreten, den einzelnen Produkten verursachergerecht zugeordnet. Diese anteilige Zuordnung erfolgt mit Hilfe von Allokationsfaktoren.

Die methodische Grundlage zur Wahl geeigneter Allokationsfaktoren wird im Arbeitskreis Methodik erarbeitet. Folgende Vorgehensweise wird vom LBP aktuell angewandt und im Rahmen dieser Studie als Vorschlag angeboten:

Die gesamten Emissionen, die in der Raffinerie entstehen (d.h. im Raffinerie-Kraftwerk, in den dezentralen Prozessöfen, in den Verarbeitungsanlagen wie z.B. dem FCC, bei der Verteilung und Speicherung der Stoffströme) werden entsprechend des anteiligen Energieaufwands auf die Fertigprodukte verteilt. Jedes Raffinerieprodukt bekommt damit einen Verbrauch an thermischen Energie-, Dampf- und Strom zugeordnet.

Der Energieverbrauch (thermische Energie, Dampf und Strom) einer Prozessstufe, z.B. der Atmosphärischen Destillation, der durch die Herstellung der Produkte anfällt, wird nach dem Massenanteil der bei diesem Prozess entstehenden Produkte auf diese verteilt (Massenallokation).

Den Produkten, die aufwendig herzustellen sind und somit viele Verarbeitungsanlagen durchlaufen müssen, z.B. Benzin, wird ein höherer thermischer Energie-, Dampf- und Stromverbrauch und damit auch höhere Emissionen zugeordnet als Produkten, die vergleichsweise wenig Stufen durchlaufen.

Die Umweltlasten aus der Strom- und Erdgasbereitstellung werden nach demselben Prinzip auf die Raffineriefertigprodukte alloziert.

Der entsprechende Rohölverbrauch, der für die Herstellung der Produktion notwendig ist, und damit die verbundenen Umweltlasten der Rohölbereitstellung, wird nach Energie alloziert (Masse des Produktes jeder einzelnen Prozessstufe multipliziert mit dem Heizwert des Produktes jeder einzelnen Prozessstufe).

Damit wird einem Raffinerieprodukt entsprechend der produzierten Menge und seinem Energieinhalt die entsprechende Menge Rohölverbrauch zugeordnet. Produkten höheren Heizwertes, z.B. Benzin oder Gas, werden ein höherer Rohölverbrauch und somit größere Aufwendungen und höhere Umweltlasten zugewiesen als Produkten geringeren Heizwertes wie Heizöl S oder Ähnlichem.

Dabei wird innerhalb der Raffinerie das Rucksackprinzip angewendet: Jeder einzelne Prozessoutput bekommt seinen allozierten Rohöl-, thermischen Energie-, Dampf- und Strombedarf dieser Stufe in Form eines Rucksacks mit auf den weiteren Weg durch die Raffinerie. Wird dieses Produkt in einem folgenden Verarbeitungsprozess weiterverarbeitet, wird der Inhalt des Rucksacks an die Outputs dieses Prozesses weitergegeben. Dabei ist der Verteilungsschlüssel für die Rucksackinhalte der gleiche wie für die zu allozierenden Rohöl-, thermischen Energie-, Dampf- und Stromaufwendungen des jeweiligen Prozesses. Da in diesem „Folgeprozess“ auch thermische Energie, Dampf und Strom benötigt werden, muss diese ebenfalls den Produkten zugeordnet werden. So tragen Produkte des „Folgeprozesses“ in ihrem Rucksack sowohl den anteiligen Rucksackinhalt des Einsatzstoffes als auch den anteiligen Inhalt, der in dieser Stufe neu in den Rucksack gelegt wurde, mit sich.

2.5.4 Stoffliche Spezifikationen

2.5.4.1 Rohölbereitstellung

Heizwert: Quelle: (AGEB jährlich). Die Tabelle erscheint etwa drei Jahren nach dem Bezugsjahr und liegt auch den Angaben in (MWV jährlich) zugrunde. Es wird nicht zwischen verschiedenen Provenienzen unterschieden.

Zusammensetzung: Zur stofflichen Zusammensetzung liegen lediglich Einzelwerte vor, jedoch keine repräsentativen Daten.

2.5.4.2 Rohölverarbeitung – Raffinerieproduktbereitstellung

Heizwert: Quelle: (AGEB jährlich). Die Tabelle erscheint etwa drei Jahren nach dem Bezugsjahr und liegt auch den Angaben in (MWV jährlich) zugrunde.

Zusammensetzung: Stoffliche Anforderungen für Heizöl s finden sich in DIN EN 51603-3 und DIN EN 51603-5, für Heizöl el in DIN EN 51603-1 und für Diesel DIN EN 590.

2.5.5 In- und Outputs

2.5.5.1 Rohölbereitstellung

Für alle hier betrachteten Schritte sowie In- und Outputkategorien liegen Einzeldaten vor, die in (Jungbluth 2004) kompiliert sind. Die Quellen dieser Daten sind außerordentlich inhomogen hinsichtlich Bezugsjahr, -region und -menge, Erhebungsart usw. Versuche, im Rahmen dieser Studie fortschreibbare Quellen zu identifizieren, haben zu keinem Erfolg geführt. Vielmehr sind einzelne bei der Erstellung von (Jungbluth 2004) noch periodisch erscheinende Veröffentlichungen inzwischen eingestellt. Auf eine Auflistung wird daher hier verzichtet.

Zur Illustration der Größenordnungen und für eine vorläufige Verwendung zur Bilanzierung des Strommixes sind für wesentliche In- und Outputs in Tabelle 2.13 die Daten zu Primärenergieaufwand und den Standardemissionen zusammengestellt, die vom IFEU aktuell verwendet werden. Tabelle 2.14 zeigt die Anteile der einzelnen Prozessschritte und Herkunftsregionen am Primärenergieaufwand und den Emissionen von CO₂ und SO₂. Insgesamt dominieren die Aufwendungen der GUS-Kette die gesamte Bereitstellung (Kombination von hohem Herkunftsanteil und hohen spezifischen Werten). Dabei weichen allerdings vor allem zwei Relationen deutlich vom Gesamtmuster ab; die Ursachen:

- **Förderung:** CO₂/SO₂ der GUS-Kette und GUS/D für CO₂ und SO₂: Die Förderung in Deutschland erfolgt überwiegend mit tertiären Verfahren mit extrem hohem Verbrauch von Schweröl. Dessen Bereitstellung ist mit hohen SO₂-Emissionen aus dem Seetransport von Rohöl verbunden, seine Nutzung mit Emissionen, die deutlich höher sind als die von Diesel oder Erdgas. Die hohen CO₂-Emissionen der Förderung in der GUS resultieren zu großen Teilen aus prozessspezifischen Emissionen aus den Lagerstätten selbst, die für die GUS höher als für andere Regionen angesetzt werden.
- **Transport:** GUS/Nordsee-Relation für SO₂: Der Transport aus der GUS erfolgt in Pipelines, deren Pumpe mit Gasturbinen betrieben werden, sowie auf der Nordsee mit Schweröl-betriebenen Tankern. Die spezifischen SO₂-Emissionen von Erdgas sind erheblich viel niedriger als diejenigen von Schweröl.

Tabelle 2.13:
Primärenergieaufwand und Standardemissionen der Rohölbereitstellung in Deutschland 2005

PE	TJ/TJ	1,068
CO ₂	t/TJ	6,016
CH ₄	kg/TJ	14,4
N ₂ O	kg/TJ	0,24
SO ₂	kg/TJ	30,5
CO	kg/TJ	8,62
NO _x	kg/TJ	26,9
NMHC	kg/TJ	11,2
Staub	kg/TJ	3,32

Quelle: IFEU (2006)

Tabelle 2.14:
Anteile der einzelnen Prozessschritte und Herkunftsregionen am Primärenergieaufwand und den Emissionen von CO₂ und SO₂ der Rohölbereitstellung in Deutschland 2005

	PE ohne Hu	CO ₂	SO ₂
Gesamtbereitstell.	TJ / TJ	t / TJ	kg / TJ
	0,068	6,016	30,5
Anteile			
Exploration			
Nahost, Nordafrika	0,4 %	0,3 %	0,1 %
GUS	16,0 %	13,4 %	3,5 %
Nordsee	2,4 %	2,0 %	0,3 %
Deutschland	0,3 %	0,2 %	0,0 %
Gewichtetes Mittel	19,0 %	15,9 %	3,9 %
Förderung			
Nahost, Nordafrika	1,8 %	4,5 %	0,4 %
GUS	5,9 %	20,0 %	1,0 %
Nordsee	3,1 %	3,2 %	0,0 %
Deutschland	2,8 %	2,5 %	2,6 %
Gewichtetes Mittel	13,5 %	30,2 %	3,9 %
Aufbereitung			
Nahost, Nordafrika	1,2 %	1,1 %	2,3 %
GUS	40,1 %	35,3 %	76,4 %
Nordsee	1,4 %	1,2 %	1,4 %
Deutschland	0,1 %	0,1 %	0,1 %
Gewichtetes Mittel	42,8 %	37,7 %	80,3 %
Transport			
Nahost, Nordafrika	5,6 %	4,1 %	9,3 %
GUS	18,0 %	11,2 %	0,0 %
Nordsee	1,1 %	0,9 %	2,5 %
Deutschland	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Gewichtetes Mittel	24,7 %	16,2 %	11,9 %
Gesamtbereitstellung			
Nahost, Nordafrika	9,0 %	9,9 %	12,1 %
GUS	79,9 %	80,0 %	80,9 %
Nordsee	7,9 %	7,2 %	4,3 %
Deutschland	3,3 %	2,9 %	2,8 %
Gewichtetes Mittel	100,0 %	100,0 %	100,0 %

Quelle: IFEU (2006)

2.5.5.2 Rohölverarbeitung – Raffinerieproduktbereitstellung

Sowohl für den Energieverbrauch als auch die Emissionen einzelner in der Raffinerie implementierten Verarbeitungsanlagen liegen keine gesicherten statistisch fortgeschriebenen Daten vor. Allein aufgrund der Tatsache, dass z.B. das eingesetzte Rohöl, das gewünschte Outputspektrum, die Kombination einzelner Anlagen und nicht zuletzt die verfahrenstechnische Prozessführung sowie der Energieverbrauch selbst innerhalb einer Raffinerie variiert, wäre für die Erfassung ein weitaus größerer Aufwand notwendig als in dieser Studie vorgesehen. Bandbreiten und repräsentative Einzelwerte können (IPPC 2003) entnommen werden.

Betrachtet man die Raffinerie als „black box“ und alloziert den Raffinerieprodukten entsprechend der Herstellungsrouten innerhalb der Raffinerie den entsprechenden materiellen und energetischen Aufwand zu, können Emissionswerte aus (EEA 2007) entnommen werden. Allerdings werden in (EEA 2007) nur Emissionen ausgewiesen, die einen für die Branche definierten Schwellenwert überschreiten, so dass auch hier wiederum nur Einzelwerte verfügbar sind.

Analog zur Rohölbereitstellung werden in Tabelle 2.15 Daten zum Primärenergieaufwand und den Standardemissionen aufgelistet, die vom LBP aktuell verwendet werden und für die vorläufige Verwendung zur Bilanzierung des Strommixes Deutschland herangezogen werden können.

Tabelle 2.15: Primärenergieaufwand und Standardemissionen der Rohölverarbeitung in Deutschland 2005 bezogen auf 1 TJ Rohöl Input

PE	TJ/TJ	1,069
CO ₂	t/TJ	4,336
CH ₄	kg/TJ	3,20
N ₂ O	kg/TJ	0,05
SO ₂	kg/TJ	14,51
CO	kg/TJ	1,98
NO _x	kg/TJ	5,51
NMHC	kg/TJ	1,70
Staub	kg/TJ	0,25

Quelle: LBP (2006)

In Tabelle 2.15 berücksichtigt sind sowohl der Primärenergiebedarf der zugekauften Energieträger als auch die Emissionen, die durch deren Bereitstellung entstehen.

Tabelle 2.16 beschreibt den Primärenergiebedarf und die Standardemissionen für 1 TJ Heizöl s Raffinerieprodukt, die sich unter Berücksichtigung der oben genannten Allokationsschlüssel ergeben.

Tabelle 2.16: Primärenergieaufwand und Standardemissionen der Rohölverarbeitung in Deutschland 2005 bezogen auf 1 TJ Heizöl s Output

PE	TJ/TJ	1,016
CO ₂	t/TJ	4,102
CH ₄	kg/TJ	3,01
N ₂ O	kg/TJ	0,05
SO ₂	kg/TJ	13,76
CO	kg/TJ	1,87
NO _x	kg/TJ	5,22
NMHC	kg/TJ	1,61
Staub	kg/TJ	0,06

Quelle: LBP (2006)

2.5.6 Zusammenfassung

Rohölbereitstellung / Rohölverarbeitung – Raffinerieproduktbereitstellung

Angesichts der geringen Bedeutung von Mineralölprodukten für die Stromerzeugung bleiben die dargestellten Probleme hier relativ abstrakt. Für die in dieser Studie schwerpunktmäßig betrachteten In- und Outputs können hilfsweise die bei den Partnern im Netzwerk Lebenszyklusdaten vorhandenen Daten verwendet werden (was allerdings auch mit der Frage nach der tatsächlichen Auswahl verbunden ist). Sehr konkret werden die Probleme allerdings bei der Ausweitung auf das wichtigste Segment von Mineralölprodukten, den Kraftstoffen für den Verkehr. Für qualifizierte Bewertungen der umweltbezogenen Eigenschaften von Kraftstoffen sind sehr viel belastbarere Daten erforderlich als die momentan vorliegenden. Eine signifikante Verbesserung erfordert dabei ganz erhebliche Ressourcen, da sowohl für wichtige Differenzierungen Technologieanteile zu erheben als auch die aktuell und prospektiv relevanten Technologien hinsichtlich ihrer In- und Outputs zu spezifizieren sind.

Tabelle 2.17 und Tabelle 2.18 geben einen Überblick über die Datenlage.

Tabelle 2.17: Rohölbereitstellung und -verarbeitung: Zusammenfassung der Datenlage (In- und Outputs der Rohölbereitstellung ohne Differenzierung nach Prozessschritten, da identisch für Exploration, Förderung, Aufbereitung und Transport)

Parameter	Quellen	Aktualisierung	Anmerkungen
Stoffliche Spezifikationen			
Heizwert	(AGEB jährlich)	jährlich für „aktuelles Jahr minus 2 bis 3 Jahre“	Mittelwert D
Zusammensetzung	verschiedene	-	unsystematisch
Differenzierungen			
Herkunft	(MWV jährlich)	jährlich für Vorjahr	-
Fördertechnologien	(GEMIS div. Versionen)	verschieden für einzelne Prozesse und Parameter	aktualisierungsbedürftig
On- / Offshore-Förderung	(Shell 1994)	-	aktualisierungsbedürftig
INPUT			
Energieträger (Prozess)	verschiedene	-	unsystematisch
Fläche	verschiedene	-	unsystematisch
Hilfs- und Betriebsstoffe	verschiedene	-	unsystematisch
OUTPUT			
Emissionen (Luft)			
Standard	verschiedene	-	unsystematisch
Schwermetalle	verschiedene	-	unsystematisch
weitere (POPs)	verschiedene	-	unsystematisch
Emissionen (Wasser)			
Summenparameter	verschiedene	-	unsystematisch
Schwermetalle	verschiedene	-	unsystematisch
weitere	verschiedene	-	unsystematisch
Abfälle	verschiedene	-	unsystematisch
„verschiedene“, „unsystematisch“: Ökobilanz- und andere Studien mit stark prüfungs- und modifikationsbedürftigen Daten; umfangreiche Zusammenstellung in (Jungbluth 2004); zur Problematik der Daten siehe Text			

Quelle: eigene Zusammenstellung

Tabelle 2.18: Rohölverarbeitung: Zusammenfassung der Datenlage (In- und Outputs ohne Differenzierung einzelner Prozessschritte innerhalb der Raffinerie)

Parameter	Quellen	Aktualisierung	Anmerkungen
Stoffliche Spezifikationen Edukte			
Heizwert	(AGEB jährlich)	jährlich für „aktuelles Jahr minus 1 bis 2 Jahre“	Mittelwert DE
Zusammensetzung	verschiedene	-	unsystematisch
Stoffliche Spezifikationen Produkte			
Heizwert	(AGEB jährlich)	jährlich für „aktuelles Jahr minus 1 bis 2 Jahre“	Mittelwert DE
Zusammensetzung	verschiedene	-	unsystematisch
Differenzierungen			
Herkunft	(MWV jährlich)	jährlich für Vorjahr	Siehe Rohölbereitstellung
Verarbeitungstechnologien / Kapazitäten	(MWV jährlich)	jährlich für Vorjahr	-
Produktspektrum	(MWV jährlich)	jährlich für Vorjahr	-
INPUT			
Energieträger (Prozess)	(MWV jährlich) / verschiedene	jährlich für Vorjahr	MWV stellt lediglich Daten zum Eigenverbrauch bereit; Menge der zugekauften Energie aus verschiedenen Quellen
Fläche	verschiedene	-	unsystematisch
Hilfs- und Betriebsstoffe	verschiedene	-	unsystematisch
OUTPUT			
Emissionen (Luft)			
Standard	(EEA 2007)	ab 2008 jährlich	bisher wurden Daten aus den Jahren 2000-2003 bereitgestellt
Schwermetalle	verschiedene	-	unsystematisch
Weitere (POPs)	verschiedene	-	unsystematisch
Emissionen (Wasser)			
Summenparameter	(EEA 2007)	ab 2008 jährlich	bisher wurden Daten aus den Jahren 2000-2003 bereitgestellt
Schwermetalle	verschiedene	-	unsystematisch
Weitere	verschiedene	-	unsystematisch
Abfälle	verschiedene	-	unsystematisch
„verschiedene“, „unsystematisch“: Ökobilanz- und andere Studien mit stark prüfungs- und modifikationsbedürftigen Daten; zur Problematik der Daten siehe Text			

Quelle: eigene Zusammenstellung

Da der durchschnittliche Urangehalt im Erz je nach Lagerstätte unter 2 % liegt, müssen im Über- und Untertagebau große Mengen an Material bewegt werden. Bei der in-situ-Laugung erfolgt die Auswaschung des Urans aus dem Boden mittels einer wässrigen Lösung. Dann wird das Gemisch an die Oberfläche gepumpt und das gelöste Uran ausgefällt.

Uranerzaufbereitung

Bei der Aufbereitung des abgebauten Uranerzes wird dieses zuerst gemahlen und dann mit einer Säure oder Lauge versetzt. Im Anschluss an eine Trenn- und eine Reinigungsstufe wird das gelöste Uran durch Ammoniak ausgefällt, gewaschen und getrocknet. Es entsteht das Konzentrat U_3O_8 (so genanntes „Yellow Cake“) mit 70 bis 90 % Urangehalt. Die Uranerzaufbereitung erfolgt wegen der großen Mengen an eingesetztem Erz meist in der Nähe der jeweiligen Erzmine.

Konversion (Umwandlung)

Im ersten Schritt der Konversion wird das U_3O_8 zu UO_2 umgewandelt. Mittels Flusssäure wird dann das UO_2 in UF_4 und schließlich mit Fluorgas in Uranhexafluorid (UF_6) umgewandelt.

Anreicherung

Die Anreicherung des UF_6 erfolgt heute durch zwei Verfahren, die hinsichtlich ihres Energieverbrauchs deutliche Unterschiede aufweisen: Das Zentrifugentrennverfahren und das Diffusionstrennverfahren. Beim Einsatz von Zentrifugen nutzt man den Masseunterschied der Uranisotope U-235 und U-238, während die Gasdiffusion auf der unterschiedlichen Diffusionsgeschwindigkeit verschieden schwerer Moleküle basiert. Der Energieeinsatz bei der Diffusion ist im Allgemeinen wesentlich höher als der bei der Zentrifuge (Tabelle 2.23).

Der Anteil der Diffusionsanlagen ist seit einigen Jahren rückläufig. Da ihr Betrieb aufgrund des hohen Energiebedarfs sehr teuer ist, werden die altersbedingt wegfallenden Anlagenkapazitäten durch Zentrifugen ersetzt.

Fertigung der Uranbrennelemente

Zur Herstellung der Brennelemente wird das UF_6 durch verschiedene nass- und trockenchemische Prozesse zu UO_2 konvertiert.

Das vorliegende Pulver wird in Tablettenform (Pellets) gepresst und schließlich bei hohen Temperaturen gesintert. Die Tabletten werden geschliffen und in Zirkaloy - Hüllrohren zu Brennstäben zusammengefasst, welche anschließend mit Helium geflutet werden.

Wiederaufbereitung

Die Wiederaufbereitung ist auch bei der Kettenbetrachtung der Uranbereitstellung zuzurechnen, da ein gewisser Anteil der verwendeten Brennstoffmenge durch Wiederaufbereitung abgebrannter Brennelemente bereitgestellt wird. Hierzu werden die Brennstäbe geöffnet und das Material mehreren chemischen Prozessen unterzogen. Dabei werden das abgereicherte Uran, das entstandene Plutonium und andere Spaltprodukte voneinander getrennt. Das gewonnene Uran kann dann wieder der Anreicherung zugeführt werden. Aus Uran und Plutonium werden aber auch MOX - Brennelemente (Mischoxid) hergestellt. Der Anteil von MOX - Brennelementen an der Gesamtmenge der in deutschen Kernkraftwerken eingesetzten Brennstoffe betrug vor 1998 nur 6 - 8 % (Bundestag 1998).

Transporte

Relevante Transportwege sind die Lieferungen von den Erzaufbereitungsanlagen (im nahen Umfeld der Erzminen) zu den Konversionsanlagen. Hier geschieht der Transport per LKW oder Schiff in handelsüblichen 200 - 400 Liter Stahlfässern. Das UF₆ wird dann zu den Anreicherungsanlagen transportiert, das angereicherte Uran zu den Brennelementherstellern, und schließlich erfolgt der Transport in das jeweilige Kraftwerk.

2.6.2 Relevante Emissionen der Bereitstellungskette

Durch den Einsatz von Energie bei der Uranbrennstoffbereitstellung ergeben sich verschiedene Luftemissionen. Zum einen wird Strom bei allen Verfahrensschritten der Uranbereitstellung benötigt. Erdgas findet Verwendung bei einigen Produktionsschritten zur Energiebereitstellung, z.B. für die benötigte Prozesswärme bei der Herstellung chemischer Substanzen. Weiterhin wird Dieselmotorkraftstoff und schweres Heizöl zur Betankung von LKW und Transportschiffen verbraucht. Somit fallen bei der Bereitstellung des Brennstoffs für Kernkraftwerke z.B. Luftemissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger an.

Tabelle 2.19 zeigt die Ergebnisse einer FfE-Untersuchung, welche die Anteile der einzelnen Prozessschritte am Primärenergieaufwand zeigt. Daraus lassen sich indirekt Rückschlüsse bzgl. der anfallenden Emissionen ziehen.

Tabelle 2.19: Anteile am Energiebedarf für die Schritte der Brennstoffbereitstellung (Stand 1990)

Verfahrensschritt	Anteil am KEA
Urannerzabbau	13,8 %
Urannerzaufbereitung	
Konversion	2,1 %
Anreicherung	78,4 %
Brennelementherstellung	1,4 %

Quelle: GABIE

Aus Tabelle 2.19 ist zu entnehmen, dass sowohl die Konversion als auch die Brennelementherstellung sehr geringe Energieverbrauchsanteile an der Brennstoffbereitstellung aufweisen. Der Vollständigkeit halber werden im Folgenden auch die Emissionen dieser Verarbeitungsschritte ermittelt. Tabelle 2.20 zeigt die Importanteile von Natururan deutscher Kernkraftwerke am Weltmarkt. Aufgrund dieser Anteile können die Emissionen länderspezifisch bestimmt werden.

Tabelle 2.20: Anteile von Uranförderländern an der Versorgung deutscher Kernkraftwerke für die Jahre 1999 - 2003

Herkunft	Kanada	Südafrika	GUS	Spotmarkt	Australien	China
Anteil (%)	40	18	15	13	8	6

Quelle: Bundestag (2001)

Abbau

Für die drei Abbauarten Tagebau, Untertageabbau und in-situ-Laugung stehen die Daten für den Energieverbrauch in Tabelle 2.21 zur Verfügung (exemplarisch für den kanadischer Uranabbau). Die Gewinnung von Uran als Nebenprodukt wird hier wegen nicht vorhandenen Daten und Geringfügigkeit (10 %) auf die anderen Verfahren umgelegt. Der Hauptteil der benötigten Energie wird für Aushub- und Abraumarbeiten, Pumparbeiten und die Bereitstellung der verwendeten chemischen Substanzen eingesetzt. Es werden hier vorhandene Angaben der kanadischen Minen verwendet, da kein anderes Datenmaterial verfügbar ist.

Tabelle 2.21: Spezifischer Energieverbrauch nach Abbauart und Anteil der Abbauart

		Strom	Diesel	Propan
Abbauart		kWh/kgU	MJ/kgU	MJ/kgU
Tagebau	47 %	10,92	45,53	0,25
Untertage	32 %	27,99	34,80	0,61
in-situ	21 %	25,37	0	0,08

Quelle: GABiE

Durch den Strommix der betreffenden Länder (entnommen aus GEMIS v4.3), den spezifischen Energieverbrauch und die Anteile an der Versorgung deutscher KKW können nun die relevanten Emissionen ermittelt werden (Tabelle 2.22).

Tabelle 2.22: Luftemissionen bei der Uranerzgewinnung (Mine und Aufbereitung), absolut und bezogen auf Nettostromerzeugung aus Kernkraft 2004 (158 TWh)

	SO ₂ -Äqu.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
kg/a	1,23E+06	7,04E+05	9,03E+05	1,48E+05	2,35E+05	1,11E+08	1,06E+08	1,43E+05	4,43E+03
g/kWhel	8,0E-03	4,0E-03	6,0E-03	1,0E-03	1,0E-03	6,99E-01	6,99E-01	1,0E-03	2,8E-05

Quelle: GEMIS v4.3, eigene Berechnungen

Konversion

Die Transporte des Urans von der Aufbereitung zur Konversionsanlage können sehr weite Strecken umfassen, da nur wenige Konversionsanlagen auf der Welt existieren. Genaue Transportrouten sind nicht nachvollziehbar. Durch eine Überschlagsrechnung ergaben sich transportbedingte CO₂-Emissionen von einigen Mikrogramm pro kWh_{el}. Deshalb werden sowohl hier als auch im gesamten Verlauf der Brennstoffbereitstellung die Transportemissionen vernachlässigt. Die Konversion selbst ist nicht sehr energieintensiv. Nach GABiE wird ein Strombedarf von 1,1 kWh / kgU₃O₈ und ein Erdgaseinsatz von 93 MJ / kgU₃O₈ angesetzt.

Anreicherung

Der spezifische Energieeinsatz des Zentrifugenverfahrens liegt bei ca. 40 kWh elektrischer Energie pro kg Urantrennarbeit (UTA). Das Gasdiffusionsverfahren benötigt hingegen ca. 2.400 kWh / kg UTA (Urenco 2006). Die Menge Urantrennarbeit hängt vom Anreicherungsgrad und der Konzentration des abgereicherten Uranstroms (Tail) ab. Bei einem durchschnittlichen Anreicherungsgrad von 3,8 % und einer Tailkonzentration von 0,3 % ergibt sich das Verhältnis 4,899 kg UTA pro kg U_{ang}. (Tabelle 2.23, Tabelle 2.24)

Tabelle 2.23: Brennstoff-Jahresbedarf deutscher Kernkraftwerke und Arbeitsaufwand zur Anreicherung

U _{nat}	3.469,85	t
U _{ang}	407,46	t (bei 3,8 % U235)
spez. UTA	4,90	kg UTA/kg U _{ang}
spez. Energiebedarf Zentrifuge	40	kWh/kg UTA
spez. Energiebedarf Diffusionsanlage	2.400	

Quelle: BMWi (2004), Urenco (2006), GABIE, eigene Berechnungen

Tabelle 2.24: Herkunft des angereicherten UF₆ für deutsche Kernkraftwerke und Gesamt-Stromeinsatz

Land		D	NL	GB	RU	US	FR	CN
Anteil	%	35	27	11	9	5	11	2
Technik		Zentr.	Zentr.	Zentr.	Zentr.	Diff.	Diff.	Diff.
Einsatz	GWh	28,25	21,90	8,65	6,92	244,65	521,64	80,87
Gesamt	GWh	912,89						
Zentr. = Zentrifuge, Diff. = Diffusionstrennverfahren								

Quelle: Bundestag (2001)

Bei den länderspezifischen Importanteilen von angereichertem Uran wird die Annahme getroffen, dass das Uran vollständig aus Natururan angereichert wurde. Der Anteil von Kernwaffenmaterial zur Brennstoffbereitstellung wird bei der Berechnung vernachlässigt, da hierzu keine Informationen vorliegen. Zudem wurde auch dieses Material ursprünglich aus Natururan angereichert.

Auch hier werden die Emissionswerte anhand des Strommixes der Lieferländer und dem spezifischen Verbrauch ermittelt (Tabelle 2.25).

Tabelle 2.25: Strombezogene direkte Emissionsfaktoren der Anreicherung im Jahr 2004, bezogen auf 158 TWh Stromproduktion der deutschen Kernkraftwerke 2004

	DE	NL	GB	RU	US	FR	China	Gesamt
	g/kWh _{el}							
SO ₂ -Äq.	1,5E-04	2,2E-04	1,8E-04	2,2E-04	3,8E-03	1,8E-03	4,2E-03	1,0E-02
SO ₂	6,8E-05	7,3E-05	1,0E-04	1,6E-04	1,1E-03	9,3E-04	3,1E-03	5,6E-03
NO _x	1,1E-04	2,0E-04	9,9E-05	7,2E-05	3,6E-03	1,1E-03	1,5E-03	6,8E-03
Staub	9,1E-06	1,6E-05	4,4E-06	2,7E-05	1,4E-04	9,9E-05	6,0E-04	8,9E-04
CO	3,6E-05	5,6E-05	2,1E-05	3,2E-05	9,1E-04	3,1E-04	2,2E-04	1,6E-03
NM VOC	7,3E-06	1,8E-05	2,8E-06	3,3E-06	3,5E-04	1,0E-04	1,3E-05	5,0E-04
CO ₂ -Äq.	1,1E-01	8,6E-02	3,0E-02	3,4E-02	1,1E+00	3,6E-01	4,2E-01	2,1E+00
CO ₂	1,1E-01	8,2E-02	2,8E-02	3,1E-02	1,1E+00	3,4E-01	3,6E-01	2,0E+00
CH ₄	2,0E-04	1,0E-04	8,4E-05	1,1E-04	1,1E-03	6,4E-04	2,4E-03	4,6E-03
N ₂ O	3,9E-06	3,9E-06	1,5E-06	1,0E-06	5,8E-05	1,6E-05	1,4E-05	9,8E-05

Quelle: GEMIS v4.3, eigene Berechnungen

Brennelementherstellung

Die Brennelementherstellung ist der Produktionsschritt mit dem geringsten Energiebedarf bei der Brennstoffbereitstellung. Pro Kilogramm angereichertem Uran werden 25 kWh_{el} Energie und 57,6 MJ Öl benötigt (GABiE). Die Transportwege von der Brennelementherstellung bis zu den einzelnen Kraftwerken sind kürzer als die von der Aufbereitung zur Konversationsanlage (siehe oben), zudem sind die zu bewegendenden Massen wesentlich geringer. Somit werden die transportbezogenen Aufwendungen und Emissionen auch in diesem Schritt nicht bilanziert.

2.6.3 Spezifische Emissionen (outputbezogen)

Tabelle 2.26 zeigt die spezifischen Emissionen der Uranbereitstellung, bezogen auf die Nettostromproduktion deutscher Kernkraftwerke in 2004, aufgeschlüsselt nach Emissionsfaktor und Prozessschritt.

Tabelle 2.26: Spez. Emissionen durch die Brennstoffbereitstellung deutscher Kernkraftwerke

	SO ₂ -Äq.	SO ₂	NO _x	Staub	CO	NM VOC	CO ₂ -Äq.	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
	g/kWh _{el}									
Erzabbau und -Aufbereitung	8,0E-03	4,0E-03	6,0E-03	1,0E-03	1,0E-03	0	7,0E-01	6,7E-01	1,0E-03	2,8E-05
Konversion	4,0E-04	3,6E-05	5,2E-04	7,3E-06	2,6E-04	3,0E-05	1,7E-01	1,6E-01	4,6E-04	1,4E-06
Anreicherung	1,1E-02	5,6E-03	6,8E-03	8,9E-04	1,6E-03	5,0E-04	2,1E+00	2,0E+00	4,6E-03	9,8E-05
Brennel.herst.	5,4E-05	2,4E-05	4,0E-05	3,3E-06	1,3E-05	2,6E-06	4,0E-02	3,8E-02	7,3E-05	1,4E-06
Gesamt	1,9E-02	1,0E-02	1,3E-02	2,0E-03	3,0E-03	5,3E-04	3,1E+00	2,9E+00	6,0E-03	1,29E-04

Quelle: GEMIS v4.3, eigene Berechnungen

Deutlich erkennbar liegen die treibhauswirksamen Emissionen (z. B. CO₂ mit 2,877 g / kWh) weit unter denen der fossilen Kraftwerke (Tabelle 2.26). Die Emissionswerte für die Konversion und Brennelementherstellung wurden anhand von Energieanteilen der FfE-Studie (FfE 1996) und den GEMIS-Daten der beteiligten Länder errechnet. Wegen der Geringfügigkeit ist der Rechenweg hier nicht beschrieben.

Aus Tabelle 2.26 lässt sich auch die neu ermittelte Verteilung der Emissionsrelevanz der einzelnen Prozessschritte herleiten. Auf Abbau und Aufbereitung entfallen ca. 23 %, auf die Anreicherung etwa 70 % der Gesamtemissionen. Beim Vergleich mit den Werten aus Tabelle 2.19 wird ersichtlich, dass der Uranerzabbau durch die Energieeinsparung bei der Anreicherung offensichtlich immer mehr an Bedeutung gewinnt. Konversion und Brennelementherstellung sind eher von untergeordneter Bedeutung.

2.6.4 Radioaktive Emissionen

Uran ist ein natürliches radioaktives Isotop. Deshalb treten durch die Verarbeitung und den Transport des Urans radioaktive Emissionen auf. Bezüglich der Uranerzgewinnung und -aufbereitung existieren jedoch keine öffentlich zugänglichen Statistiken zu Strahlenbelastung und radioaktiven Emissionen.

Das zu den einzelnen Anlagen transportierte Uran besitzt nur eine geringe spezifische Aktivität, die verbunden mit der kurzen Kontaktzeit der Betroffenen zu vernachlässigbaren Belastungen führt.

Insgesamt kann über die radioaktiven Emissionen bei der Brennstoffbereitstellung hier keine belastbare Aussage getroffen werden.

2.6.5 Relevante Einflussgrößen

Ein wesentlicher Einflussfaktor auf die Anreicherung, den energieaufwändigsten Teil der Brennstoffbereitstellung, ist das Anreicherungsverfahren. Daher ist bei einem weltweit zu beobachtenden Altersersatz der Diffusionsanlagen durch Zentrifugentechnik eine Verringerung der spezifischen Emissionen zu erwarten. Sollten Untertageabbau und In-situ-Laugung

als Uranabbautechnik an Bedeutung gewinnen, resultieren daraus höhere Emissionen. Somit stellt auch die Abbautechnik einen Einfluss auf die spezifischen Kennwerte dar. Weitere wesentliche Einflüsse auf die Emissionsbelastung sind derzeit nicht erkennbar.

Innerhalb der EU ist jeder Kernbrennstoff Eigentum der Euratom Supply Agency (ESA). Die Betreiber der Kernkraftwerke haben lediglich die Nutzungs- und Verbrauchsrechte. Daher unterliegt auch die Versorgung der Kernkraftwerke mit Uran der Kontrolle durch die Euratom-Behörde. Trotzdem werden genaue Transportrouten hier nicht bzw. unvollständig erfasst. Ein Abkommen zwischen den EU-Staaten und anderer Kernkraft nutzender Länder hat zum Ziel, die Transporte von kernkraft-technischen und radioaktiven Stoffen zu minimieren. Dieses wird durch Urantauschgeschäfte im Rahmen der Handelsbeziehungen zwischen den beteiligten Unternehmen erreicht. Es existieren aber keine öffentlich zugänglichen Statistiken, aus denen man die Transportwege herleiten könnte. Da die Transportmassen gering sind, sind die damit verbundenen Emissionen aber wahrscheinlich generell von untergeordneter Bedeutung.

2.6.6 Zusammenfassung

Eine periodische Aktualisierung der hier genutzten Datenquellen findet nicht statt. Da eine Vielzahl von Quellen genutzt wurde und die meisten Quellen Einzelstudien darstellen, muss zu jeder Aktualisierung eine neue Datenrecherche erfolgen.

Es wird empfohlen, als erste Näherung für den Strom aus Kernenergie die hier errechneten Emissionswerte für die Brennstoffbereitstellung als pauschalen Zuschlagsfaktor anzusetzen. Insgesamt nehmen die spezifischen Emissionen tendenziell ab, da die energieintensiven Diffusionsanlagen sukzessive durch neue Zentrifugenanlagen ersetzt werden. Die hier aufgezeigten Berechnungswege sind weiterhin einsetzbar.

Insgesamt kann festgehalten werden, dass nicht die luftgetragenen, nicht-radioaktiven Emissionen der Uranbereitstellung bei der Betrachtung der Umweltauswirkungen von Elektrizitätserzeugung aus Kernspaltung primär relevant sind, sondern die radioaktiven Abfälle und die Strahlungsfreisetzung beim Anlagenbetrieb.

Die folgende Tabelle 2.27 zeigt die für die Uranbereitstellung ermittelte Datenlage im Überblick.

Tabelle 2.27: Uranbereitstellung: Zusammenfassung der Datenlage

Parameter	Quellen	Aktualisierung	Anmerkungen
Stoffliche Spezifikationen			
Heizwert (Abbrand)	verschiedene	-	Durchschnittswerte
Zusammensetzung	verschiedene	-	Anreicherungsgrad
Differenzierungen			
Herkunft Natururan	(Bundestag 2001)	-	Einmalige Bundestagsanfrage, Durchschnitt 1999 bis 2003
Herkunft angereichertes Uran	(Bundestag 2001)	-	
INPUT			
Energieträger (Prozess)	verschiedene	-	unsystematisch
Fläche	k. A.		
Hilfs- und Betriebsstoffe	k. A.		
OUTPUT			
Emissionen (Luft)			
Standard	(GEMIS v4.3)	unregelmäßig	aktualisierungsbedürftig
Schwermetalle	k. A.		
Weitere (POPs)	k. A.		
Emissionen (Wasser)			
Summenparameter	k. A.		
Schwermetalle	k. A.		
Weitere	k. A.		
Abfälle	k. A.		
„verschiedene“, „unsystematisch“: Ökobilanz- und andere Studien mit stark prüfungs- und modifikationsbedürftigen Daten; zur Problematik der Daten siehe Text k.A.: keine Angabe, da nicht betrachtet			

Quelle: eigene Zusammenstellung

2.7 Erneuerbare Energien

2.7.1 Vorkettenbetrachtung bei Erneuerbaren Energien

Die Bau- bzw. Herstellungsphase der Anlagen (Energiewandler) spielt bei der Ökobilanzierung von regenerativen Energieerzeugungsanlagen die entscheidende Rolle. Während bei fossilen Energieerzeugungsanlagen oft mehr als 99 % der gesamten Emissionen und Primärenergieaufwendungen in der Betriebsphase auftreten, macht diese bei den in Kapitel 1 betrachteten regenerativen Energieerzeugungsarten nur wenige Prozentpunkte aus⁹. Nur bei

⁹ Bei Erdgas kann für größere Transportdistanzen auch die Herstellung von Pipelines relevant sein. Bei nachwachsenden Rohstoffen (Biomasse) kann der Düngereinput beim Anbau eine bedeutende Rolle spielen (Energiebedarf, THG- und NO_x-Emissionen).

der Biomasse gibt es relevante vorgelagerte Emissionen, die durch die Bereitstellung des Brennstoffs (Transporte und Verarbeitung bei Reststoffen, Anbau-Transport-Konversion bei nachwachsenden Rohstoffen) entstehen. Die Bilanzierung des Anlagenbaus ist daher bei regenerativen Energien unverzichtbar und wird aufgrund ihrer Bedeutung in diesem Arbeitspaket mit betrachtet.

Im Folgenden wird zunächst ein Überblick über Ökobilanzen verschiedener regenerativer Stromerzeugungssysteme gegeben und danach detaillierter auf die Ökobilanz von Windkraftanlagen eingegangen.

2.7.2 Überblick Ökobilanzen Erneuerbare Energien

In einer umfassenden Studie wurden 2004 für alle relevanten Strom-, Wärme- und Kraftstoffproduzierenden Systeme auf Basis von erneuerbaren Energien Übersichtsökobilanzen mit einheitlichen Ökobilanzmodulen und Basismaterialien aus der Datenbank Umberto durchgeführt (BMU 2004b). Grundlage war eine umfassende Literaturlauswertung, aufgrund derer die zu dem Zeitpunkt aktuellsten Studien über Material- und Energieflüsse in Herstellung und Betrieb einbezogen werden konnten und für 2010 fortgeschrieben wurden.

Tabelle 2.28 zeigt ausgewählte Ergebnisse sowohl für Einzelemissionen als auch für Wirkungsbilanzdaten von Wasserkraft, Wind, Photovoltaik und (der in dieser Studie nicht betrachteten, weil zur Zeit nicht relevanten) geothermischen sowie solarthermischen Stromerzeugung. In Tabelle 2.29 folgen Ergebnisse der Übersichtsbilanzen für Strom aus Biomasse. Im Gesamtbericht sind diese Ergebnisse detailliert nach Betrieb, Herstellung und Entsorgung der Anlagen beschrieben. Die berichteten Emissionen enthalten alle luftgetragenen Emissionen, die im Rahmen dieser Studie auch aufgenommen wurden.

Tabelle 2.28: Ausgewählte Sach- und Wirkungsbilanzergebnisse der Übersichtsökobilanz von Laufwasserkraft, Windenergienutzung, Fotovoltaik und solarthermischer Stromerzeugung

	Ein- heit	Lauf- wasser	Lauf- wasser	Wind (Onshore)	Wind (Offsho- re)	PV (po- lykrist. solar- Silizi- um)	Geother- mie (Hot Dry Rock)	SEGS- Parabol- rinne
	MW _{el}	3,1	0,3	1,5	2,5			80
Produkt	kWh _{el}	1	1	1	1	1	1	1
Ressourcenaufwand								
KEA	MJ	0,10	0,14	0,12	0,11	1,5	0,54	0,14
Eisen	g	1,7	2,0	3,3	5,1	3,3	3,2	2,78
Bauxit	mg	4	16	4,8		1200	4,7	7,15
Emissionen in die Luft								
CO ₂	g	10	13	10,2	8,9	99	37,8	13,4
CH ₄	mg	21	29	24,1	9,8	220	103,4	35,2
N ₂ O	mg	0,4	0,7	0,2		1,9	2,6	0,2
SO ₂	mg	17	28	39,5	35,4	288	61,6	46,7
CO	mg	59	74	96,8		141	208	85,4
NO _x	mg	36	49	31,1	20,9	340	188,9	72,9
NMHC ^a	mg	6	11	26,1	2,4	20		2,1
Partikel und Staub	mg	26	31	42,2	10,9	119	35,4	40,1
HCl	mg	0,1	0,2	0,2		2,9	1,1	0,4
NH ₃	mg	0,04	0,06	0,03		0,71	0,7	0,14
Benzol	mg	0,03	0,05	0,02		0,09	0,05	0,22
Benzo(a)pyren	µg	0,2	0,3	0,48		1,4	0,3	0,36
Wirkungsbilanz								
Treibhausef- fekt	g	10	13	11	9	104	41	14
Versauerung	mg	42	61	61	50	528	190	98
Eutrophierung	mg	5	6	4	2,7	44	24,8	10
Sommersmog	mg	3	5	12	1	14		5

^a inkl. Benzol + Benzo(a)pyren

Quelle: BMU (2004b)

Tabelle 2.29: Ausgewählte Sach- und Wirkungsbilanzergebnisse der Übersichtsökobilanz für Strom aus Biomasse

	Ein- heit	Waldholz DT ^a	SRF DT ^a	Altholz DT ^{a,b}	Wald- holz Mitverbr.	SRF Mitverbr.	Wald- holz BHKW ^a	SRF BHKW ^a	Biogas ^a
Produkt		1 kWh _{el}	1 kWh _{el}	1 kWh _{el}	1 kWh _{el}	1 kWh _{el}	1 kWh _{el} und 1,7 kWh _{th}	1 kWh _{el} und 1,7 kWh _{th}	1 kWh _{el} und 0,39 kWh _{th} (genutzt)
Ressourcenaufwand									
KEA	MJ	0,28	0,46	0,36	0,18	0,29	0,36	0,53	0,09
Eisen	g	1,0	2,8	3,7	0,7	1,8	1,5	3,5	2,5
Bauxit	mg	29	20	27	19	13	93	81	34
Emissionen in die Luft									
CO ₂	g	22	35	31	14	23	27	41	11
CH ₄	mg	17	58	63	21	47	77	124	-19.763
N ₂ O	mg	73	161	14	41	98	29	130	-743
SO ₂	mg	72	198	315	26	67	74	111	368
CO	mg	757	820	405	185	226	829	898	723
NO _x	mg	1064	1192	1320	258	330	1360	1349	575
NMHC ^c	mg	45	40	123	30	27	157	149	166
Partikel und Staub	mg	60	95	109	86	109	87	125	38
HCl	mg	41	42	55	5	5	0,2	1	0,1
NH ₃	mg	0,1	119	0,1	14	91	0,1	137	1619
Benzol	mg	2,7	2,6	44,9	2,1	2,0	0,5	0,4	0,02
Benzo(a)- pyren	ng	251	447	502	122	248	272	489	0,4
Wirkungsbilanz									
Treibhausef- fekt	g	45	86	37	27	54	38	84	-580
Versauerung	mg	853	1294	1288	237	473	1026	1313	3814
Eutrophie- rung	mg	138	196	172	38	74	177	223	609
Sommer- smog	mg	19	17	52	13	12	66	63	-69

^a ohne Allokation ^b MVA mit Holz betrieben [GEMIS, eigene Berechnungen]
^c inkl. Benzol + Benzo(a)pyren
DT: Dampfturbinenkraftwerk; Mitverbr.: Mitverbrennung in Steinkohlekraftwerk;
BHKW: Holzgas in Motor-Blockheizkraftwerk; SRF: short rotation forestry (Kurzumtrieb)

Quelle: BMU (2004b)

Nach dieser Untersuchung erschienen weitere Studien zur Ökobilanz der Stromerzeugung aus Basis erneuerbarer Energien:

- Im EU-Projekt ECLIPSE (Environmental and Ecological Life Cycle Inventories for present and Future Power Systems in Europe) wurden eine Vielzahl von Ökobilanzen für derzeitige und zukünftige Fotovoltaik-, Windenergie- und Biomassensysteme erstellt (ECLIPSE 2004). Sie stellen insofern harmonisierte Ökobilanzen dar, als dass einheitliche Grundmodule sowohl für die Ist-Situation als auch für zukünftige Zeiträume aus ecoinvent verwendet bzw. mit ecoinvent fortgeschrieben wurden (z.B. Strommix oder Stahlherstellung). Im Gegensatz zur Strommix-Studie wurde jede Technologie allerdings nur von einem Partner bearbeitet.
- Speziell im Bereich Biomasse wurden in einem weiteren Projekt in 2004 umfangreiche Stoff- und Energieflussanalysen mit dem Programm GEMIS durchgeführt (ÖKO 2004).
- Mittlerweile ist im Bereich Fotovoltaik eine Vielzahl neuer Ökobilanzen erschienen. Hier sind insbesondere die Arbeiten von ECN in den Niederlanden (ECN 2007) hervorzuheben. Aktuell werden im Projekt CrystalClear bis Ende 2008 neue Ökobilanzen für kristalline Silizium Zellen erstellt (CrystalClear 2007).
- Aktuell werden in einem Teilvorhaben innerhalb des EU-Projekts NEEDS (New Externalities Development for Sustainability), das vom DLR koordiniert wird, Ökobilanzen für zukünftige Stromerzeugungssysteme erstellt, die neben dem Ist-Zustand die Zeiträume 2025 und 2050 beschreiben (NEEDS 2007). Im Bereich Erneuerbare Energien betrifft dies Offshore-Wind, Fotovoltaik, Solarthermie und Biomasse. Hier werden ähnlich wie im ECLIPSE-Projekt einheitliche Grundmodule aufbauend auf ecoinvent eingesetzt. Während gleichzeitig die Kostenentwicklung über den Lernkurvenansatz betrachtet wird, können Synergien zwischen Kostenentwicklung und Ökobilanzentwicklung hergestellt werden.

2.7.3 Ökobilanz Windenergieerzeugung

Für einen detaillierten Blick auf die Windstromerzeugung werden die eingesetzten Rohmaterialien und die bei der Fertigung eingesetzte Energie einer Referenzanlage ermittelt. Mit den Material- und Prozessenergieaufwendungen wird anschließend mithilfe der LCA-Datenbank GEMIS auf Emissionen und Energieträgeraufwendungen geschlossen. Es wird eine Einzelstudie von Pick und Wagner aus dem Jahr 1998 zugrunde gelegt, da sie laut (Geuder 2004) als Einzige exakt recherchiert ist und von daher ohne grobe Abschätzungen auskommt.

Bilanzierungsobjekt

Als repräsentativ für die derzeitige Windenergieerzeugung wird hier die Onshore-Anlage E66 des Marktführers Enercon mit 67 m Turmhöhe, 1,5 MW Nennleistung und Baujahr 1997 für einen küstennahen Standort bilanziert.

Erstellung der Materialbilanz für die E66

Das nachfolgende Rechenbeispiel orientiert sich in Vorgehensweise und Zahlenwerten an (Pick und Wagner 1998), da die Fa. Enercon für diese Einzelstudie detaillierte Informationen bereitstellte. Weil die meisten Anlagenteile aus Eigenfertigung stammen, konnten die Materialeinsätze für die Produktion sehr genau bestimmt werden. Der ausgewählte Anlagentyp ist zwar schon etwas älter und wurde mittlerweile durch das Nachfolgemodell E70 ersetzt, rep-

räsentiert aber recht gut die typische, im Jahr 2004 installierte Windenergieanlage (WEA). Neben vielen neueren Anlagen der 2 bis 3 MW-Klasse existiert nämlich noch eine Vielzahl älterer Modelle unterhalb 1 MW.

Für fremd gefertigte Bauteile wurden bei Zulieferern Werkstoffausnutzungsgrade erfragt und so über das Endgewicht auf die Rohmaterialmengen geschlossen. Zur Bilanzierung wurde die WEA in die sechs Baugruppen Rotorblätter, Generator, restliche Gondel, Turm, Steuer-technik / Netzanbindung und Fundament aufgeteilt. Abbildung 2.7 zeigt die Aufschlüsselung der Materialbilanz für die betrachtete WEA.

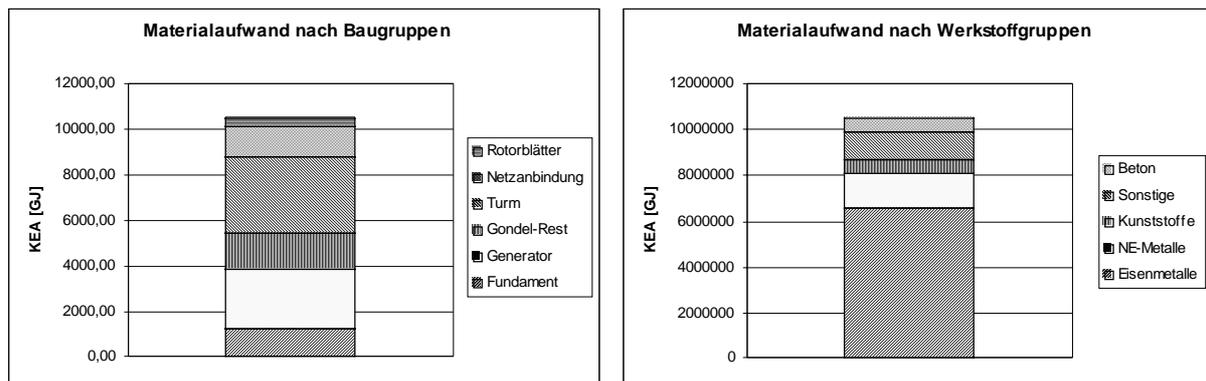


Abbildung 2.7: Energieaufwand für Baumaterial aufgeschlüsselt nach Bau- und Werkstoffgruppen

Quelle: Pick und Wagner (1998)

Berücksichtigung von Prozessenergien

Die Jahresabrechnung des Herstellers über Strom, Gas und Biodiesel wurde anteilig nach Masse auf die im Bezugsjahr produzierten WEA umgelegt. Energieaufwendungen bei Zulieferern und sonstige Aufwendungen wurden über Zuschlagfaktoren auf die Rohmaterialmengen berücksichtigt. Aufgrund neuerer Erkenntnisse in (Tryfonidou 2003) wurde mit 35 % ein höherer Zuschlagfaktor für den Sektor Maschinenbau angenommen, Stahlbau wurde weiter mit 15 % und Elektrotechnik mit 16 % berücksichtigt.

Ermittlung von Emissionen und Energieträgerverbräuchen

In (Pick und Wagner 1998) wurde lediglich der KEA als Beurteilungsgröße ermittelt. Deswegen wurde hier GEMIS v4.3 genutzt, um auf Basis der Material- und Energieträgereinsätze die Primärenergieaufwendungen und Emissionen zu berechnen. Bei Materialien, die noch nicht in GEMIS hinterlegt sind, wurden die Herstellungsprozesse ähnlicher Materialien dem KEA entsprechend modifiziert.

Tabelle 2.30 zeigt den mit GEMIS ermittelten Energieverbrauch nach Energieträgern und die Luftemissionen beim Bau der Referenzanlage unter Berücksichtigung vorgelagerter Prozesse.

Tabelle 2.30: Ressourcenverbrauch und Luftemissionen beim Bau der E66

Ressourcenverbrauch		Luftemissionen	
	GJ		kg
Braunkohle	700	Kohlendioxid (CO ₂)	945.000
Steinkohle	5.389	Kohlenmonoxid (CO)	8.579
Erdgas	2.703	Methan (CH ₄)	3.239
Erdöl	3.124	Stickoxide (NO _x)	2.399
Uran	668	Schwefeldioxid (SO ₂)	1.367
		Staub	671
		NMVOG	195
		Lachgas (N ₂ O)	22
KEA _{gesamt}	13.688	Ammoniak (NH ₃)	5

Quelle: Pick und Wagner (1998)

Relevante Einflussgrößen

Eine Ökobilanzierung ist bisher nur für einzelne WEA erfolgt. Emissionen und Energieaufwendungen beim Bau einer WEA hängen stark von Faktoren wie Leistung der WEA, Höhe des Turms, Anlagenkonzept, Modell und Standort ab.

Bei Betrachtung der spezifischen Aufwendungen pro kWh erzeugter elektrischer Energie fällt aber auf, dass sich zusätzliche Aufwendungen (z.B. für einen höheren Turm) meist durch den höheren Jahresenergieertrag energetisch amortisieren. Lediglich die mittlere Jahresvolllaststundenzahl (welche von der Windgeschwindigkeit abhängt und somit standortbedingt ist) zeigt sich als signifikante Einflussgröße.

Tabelle 2.31 zeigt die starke Standortabhängigkeit am Beispiel für eine 500 kW Anlage und die E66 dreifacher Leistung.

Tabelle 2.31: Spezifischer Energieaufwand an drei Referenzstandorten für verschiedene Anlagen und Turmhöhen

		E40 44m Küste	E40 55m Küste	E66 67m Küste	E40 55m küstennah	E66 67m küstennah	E40 55m Binnenland	E66 67m Binnenland
Ertrag	kWh/a	1.296.985	1.366.132	4.072.018	1.060.645	3.193.185	800.439	2.488.809
KEA	MJ	3.722.204	4.179.824	13.815.834	4.101.696	13.795.214	4.142.053	13.927.423
KEA	MJ/kWh	0,14	0,15	0,17	0,19	0,22	0,26	0,28

Quelle: Pick und Wagner (1998)

In der Vergangenheit konnten durch technischen Fortschritt die Nutzungsgrade von WEA kontinuierlich verbessert werden. Konzepte wie eine kontrollierte Sturmregelung und die Einzelblattverstellung tragen zu einer effizienteren Nutzung des Windangebots ohne großen zusätzlichen Materialaufwand bei und wirken sich somit meist positiv auf die Ökobilanz aus.

Des Weiteren wurde die Annahme getroffen, dass die Lebensdauer einer WEA unabhängig von jährlicher Volllaststundenzahl und Qualität der Anlage 20 Jahre beträgt. In der Praxis

findet ein Repowering (Ersatz alter Anlagen durch neue) oft schon nach weniger als 15 Jahren statt. Auf der anderen Seite ist es möglich, dass heutige WEA deutlich länger als 20 Jahre in Betrieb sind. Zudem werden teilweise alte Anlagen nach dem Repowering in anderen Ländern wieder neu errichtet. Die Lebensdauer wirkt sich analog zur Volllaststundenzahl direkt auf die spezifischen Emissionen und Energieträgerverbräuche aus.

Periodische Aktualisierbarkeit

Für eine genaue Bewertung der Energieerzeugung aus Wind müssten detaillierte Bilanzen für alle in Deutschland installierten WEA-Modelle erstellt werden. Aufgrund des hohen Aufwands und der schwierigen Datenverfügbarkeit ist dies nicht praktikabel. Als erste Näherung können aber über die Verbindung von Einzeluntersuchungen mit Statistiken zur mittleren Volllaststundenzahl der installierten Anlagen die spezifischen Primärenergieaufwendungen und Emissionen pro kWh ermittelt werden.

Für WEA mit Getriebe, WEA der 5 MW-Klasse und Offshore Windparks gibt es derzeit noch keine detaillierten Untersuchungen. Hier besteht für die Zukunft noch ein erheblicher Bedarf an Einzelstudien. Bisher existieren zudem keine regelmäßigen Veröffentlichungen, die die Altersstruktur der deutschen Windenergieanlagen oder das Alter der vom Netz gehenden Anlagen aufschlüsseln.

Berücksichtigung der Standortabhängigkeit

Günstige Aufstellungsmöglichkeiten für WEA sind insbesondere in Norddeutschland weitgehend erschöpft. Für die Zukunft wird eine Verlagerung der Neuaufstellungen ins Binnenland und Offshore erwartet. Dies wirkt sich direkt auf die Volllaststundenzahl und damit auf die Ökobilanz aus. Dieser Einfluss kann näherungsweise durch die im langjährigen Mittel erwartete Volllaststundenzahl der in Deutschland aufgestellten Anlagen berücksichtigt werden.

Dagegen ist die Einbeziehung der tatsächlichen, jährlich teils stark schwankenden Stromerträge, nicht sinnvoll, da die Ökobilanz immer auf die gesamte Lebensdauer bezogen ist. Über die Lebensdauer gleichen sich jährliche Schwankungen aus. Das tatsächliche, über 20 Jahre gemittelte Windenergieangebot wird bei Vernachlässigung möglicher zukünftiger Einflüsse eines Klimawandels mit statistischer Sicherheit in der Nähe des rechnerisch ermittelten langjährigen Mittelwerts liegen.

Verfügbare Statistiken

Als periodisch aktualisierte Informationsquelle zur Berücksichtigung der Standortabhängigkeit eignen sich die halbjährlich erscheinenden Berichte des Deutschen Windenergie-Instituts (DEWI). (DEWI 2006) enthält unter anderem die installierte WEA-Leistung und den potentiellen Jahresenergieertrag für jedes Bundesland, bezogen auf das vergangene Halbjahr.

Die Daten zur installierten Leistung beruhen auf den Angaben der Windenergieanlagen-Hersteller über Neuinstallationen, Repowering und Abbauten. Die Berechnung des potentiellen Jahresenergieertrags erfolgt auf Basis mittlerer Ausnutzungsgrade, die unter Verwendung des Windindex IWET V03 für WEA verschiedener Leistungsklassen an unterschiedlichen Standorten ermittelt wurden. Diese Ausnutzungsgrade wurden für über 3.000 WEA mit den Betriebsdaten aus der Betreiber-Datenbasis errechnet.

Die Anzahl der über alle deutschen Anlagen gemittelten Volllaststunden lässt sich aus der Summe der installierten Leistung und den kumulierten potentiellen Jahresenergieerträgen errechnen. Im ersten Halbjahr 2006 wurde ein kumulierter potentieller Jahresenergieertrag von 35.393 GWh ermittelt. Die Division durch die deutschlandweit installierte WEA-Leistung von 19.299 MW ergibt eine mittlere jährliche Volllaststundenzahl von 1.834 Stunden.

Der Einfluss des technischen Fortschritts ist nicht direkt über vorhandene Statistiken periodisch aktualisierbar. Allerdings gehen resultierende Nutzungsgradsteigerungen bei den in der Betreiber-Datenbasis erfassten WEA in die mittlere Volllaststundenzahl ein und wirken sich positiv auf die Ökobilanz aus.

Spezifische Emissionen für Strom aus Windenergie in Deutschland

Die in Tabelle 2.30 dargestellten Emissionen und Energieträgerverbräuche beim Bau der 1,5 MW E66 werden auf die während der mittleren Volllaststundenzahl für Deutschland von derzeit 1.834 h/a und 20 Lebensjahren erzeugten 55.020 MWh bezogen.

Für die in Kapitel 5 betrachteten Energieaufwendungen und Emissionen während der Betriebsphase, etwa durch Wartung und Eigenstromverbrauch, wird hier ein pauschaler Aufschlag von 3 % angesetzt.

Das Vorgehen bei der späteren periodischen Aktualisierung kann analog erfolgen. Tabelle 2.32 zeigt den Energieverbrauch nach Energieträgern und die Luftemissionen bezogen auf die kWh Windenergie als Teil des deutschen Strommixes. Wie im Vergleich mit Tabelle 2.28 ersichtlich wird, in der die Ökobilanzergebnisse der gleichen Anlage aufgeführt sind, bestehen erhebliche Unterschiede in den errechneten spezifischen Emissionen, was u.a. auf unterschiedliche Annahmen hinsichtlich Volllaststundenzahl und verschiedene Grundmodule zurückzuführen ist.

Tabelle 2.32: Ressourcenverbrauch und Luftemissionen pro kWh Windenergie

Ressourcenverbrauch		Luftemissionen	
	kJ/kWh_{el}		mg/kWh_{el}
Braunkohle	13,1	Kohlendioxid (CO ₂) (in g/kWh _{el})	17,7
Steinkohle	100,9	Kohlenmonoxid (CO)	160,6
Erdgas	50,6	Methan (CH ₄)	60,6
Erdöl	58,5	Stickoxide (NO _x)	44,9
Uran	12,5	Schwefeldioxid (SO ₂)	25,6
		Staub	12,6
		NMVOG	3,6
		Lachgas (N ₂ O)	0,4
KEA _{gesamt}	256,3	Ammoniak (NH ₃)	0,1

Quelle: LEE (2006)

Weitere Umweltauswirkungen

Neben der Diskussion um die Lebenszyklusbilanz der Windenergienutzung werden oft auch weitere Umweltauswirkungen von WEA angemahnt. Dazu gehören beispielsweise Schattenschlag, Schallemissionen oder Vogelschlag. Eine ausführliche Diskussion müsste allerdings

auch entsprechende Umweltfaktoren von fossilen Kraftwerken berücksichtigen und würde an dieser Stelle zu weit führen. Allgemein werden diese Faktoren jedoch als nicht gravierend eingestuft. Eine erste umfassende Untersuchung hierzu findet sich in der Studie BMU (2004b), in der speziell der *ökologisch optimierte* Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland betrachtet wurde.

2.7.4 Zusammenfassung

Die Übersicht zu Ökobilanz-Projekten im Bereich Erneuerbare Energien zeigt, dass es relativ viele umfassende Ökobilanz-Studien für Erneuerbare Energien gibt, die zunehmend versuchen, eine einheitliche Basis für die zugrunde liegenden Ökobilanzmodule zu schaffen. Aufbauend auf diesen Studien könnten im Netzwerk Lebenszyklusdaten harmonisierte Ökobilanzen erstellt werden, sobald die wichtigsten Grundmodule aus den anderen Arbeitskreisen vorliegen (z.B. Stahl, Aluminium, Glas, Kunststoffe u.a.). Zur Fortschreibbarkeit wären parametrisierte Datensätze von Vorteil, in denen z.B. die Volllaststundenanzahl, das Strahlungsangebot oder die Nutzungsgrade flexibel eingestellt und so die Voraussetzung für die Bilanzierung zukünftiger Systeme geschaffen werden könnten.

Anhand der detailliert recherchierten Studie (Pick und Wagner 1998) wurde die Material- und Energiebilanz für eine repräsentative Einzelanlage aufgestellt. Vorläufig wurden daraus mit der Software GEMIS Emissionen und Energieträgerverbräuche errechnet; sobald einheitliche Grundstoffdaten anderer Arbeitsgruppen vorliegen, sollten diese zugrunde gelegt werden. Auch sollten zusätzliche Anlagentypen einer Bilanzierung unterzogen und ein kWh-spezifischer Mittelwert über diese Anlagen gebildet werden, da die hier ermittelten Werte sich nur auf eine lineare Hochrechnung der E66 beziehen.

Die äquivalente Volllaststundenanzahl als ein Haupteinflussfaktor auf die Ökobilanz kann über die halbjährlichen Berichte des DEWI mit geringem Arbeitsaufwand periodisch berücksichtigt werden. Ein weiterer Haupteinflussfaktor bei regenerativen Energieerzeugungsanlagen ist die Lebensdauer. Hierzu liegen aufgrund der noch recht jungen Technologie keine aussagekräftigen Statistiken vor. Sollten neue Technologien wie Offshore- oder Schwachwindanlagen an Bedeutung gewinnen, sind detaillierte Einzeluntersuchungen erforderlich.

Folgende Tabelle 2.33 zeigt die Datenbasis der Windenergieanlagenuntersuchung im Überblick.

Tabelle 2.33: Regenerative Energien: Zusammenfassung der Datenlage für die Elektrizitätserzeugung aus Windenergie

Parameter	Quellen	Aktualisierung	Anmerkungen
Stoffliche Spezifikationen			
Heizwert (hier: Anlagenertrag)	(DEWI 2006)	halbjährlich	Potentieller Ertrag aller Anlagen in D
Zusammensetzung (hier: Materialbilanz)	(Pick und Wagner 1998)	-	Einzeluntersuchung für einen Anlagentyp
Differenzierungen			
Anlagentypen	k. A.		
INPUT			
Energieträger (Prozess)	(Pick und Wagner 1998)	-	s. o.
Fläche	k. A.		
Hilfs- und Betriebsstoffe	(Pick und Wagner 1998)	-	s. o.
OUTPUT			
Emissionen (Luft)			
Standard	(GEMIS v4.3)	unregelmäßig	aktualisierungsbedürftig
Schwermetalle	k. A.		
Weitere (POPs)	k. A.		
Emissionen (Wasser)	k. A.		
Abfälle	k. A.		
„verschiedene“, „unsystematisch“: Ökobilanz- und andere Studien mit stark prüfungs- und modifikationsbedürftigen Daten; zur Problematik der Daten siehe Text			
k.A.: keine Angabe, da nicht betrachtet			

Quelle: eigene Zusammenstellung

2.8 Fazit

Für die betrachteten Energieträger stellt sich Datenverfügbarkeit und -qualität der relevanten Parameter, In- und Outputs unter den einleitend genannten Aspekten folgendermaßen dar.

Steinkohle: Für die einheimische Förderung sind spezifischer Stromverbrauch und luftgetragene Emissionen von Standardschadstoffen aus periodisch erscheinenden Quellen verfügbar. Das gleiche gilt für die Herkunft der in Deutschland verstromten Kohle. Transportweiten können belastbar aus den Herkunftsregionen abgeleitet werden. Nicht aus entsprechenden Quellen verfügbar – zumindest nicht ohne weiteres – sind dagegen Energieverbrauch und Luftemissionen daraus für das Ausland sowie prozessspezifische Methan- und Staubemissionen und Emissionen in Wasser sowie Abfälle für alle Länder. Einzelwerte für diese Flüsse existieren zwar. Angesichts der Dominanz der Importkohle ist die Datenlage allerdings problematisch. Die Treibhausgasemissionen der Kohlebereitstellung aus den meisten Exportländern werden im Zuge der internationalen Arbeiten zu THG-Inventaren und entsprechenden Berichtspflichten nach der Klimarahmenkonvention in den nächsten Jahren weiter

verbessert und periodisch fortgeschrieben, zudem werden diese Daten im UN-FCCC-Prozess qualitätsgesichert.

Braunkohle: Daten zum spezifischen Stromverbrauch und luftgetragenen Emissionen von Standardschadstoffen erscheinen in jährlicher Folge. Defizite bestehen bei prozessspezifischen Luftemissionen. Wenige Informationen liegen auch für Emissionen in Wasser vor; es kann allerdings von relativ geringen Belastungen ausgegangen werden. Der Flächenverbrauch kann wahrscheinlich mit Unterstützung der Branche detailliert bestimmt werden.

Erdgas: Lediglich für den Energieverbrauch der einheimischen Förderung sowie die Anteile der Herkunftsländer liegen belastbare, jährlich erscheinende Daten vor. Bereits für luftgetragene Standardschadstoffe der einheimischen Förderung ist der Rückgriff auf Einzeldaten erforderlich. Für die THG-Emissionen von importiertem Erdgas gilt das bei Steinkohle Gesagte.

Mineralöl: Belastbare, jährlich aktualisierte Daten liegen nur für die Herkunftsanteile des in Deutschland verarbeiteten Rohöls, den Energieverbrauch der deutschen Raffinerien, und Kapazitäten bzw. Durchsätze von einzelnen Anlagentypen in Raffinerien vor. Für die THG-Emissionen von importiertem Rohöl gilt ebenfalls das bei Steinkohle Gesagte.

Uran: Die Datenbasis für die hier betrachteten konventionellen Energie- und Stoffströme ist inhomogen und unvollständig. Eine periodische Aktualisierung erfolgt für praktisch keinen Parameter.

Erneuerbare Energien: Für eine Vielzahl von Anlagen im Bereich Wind, Fotovoltaik und Biomasse liegen Material-, Sach- oder Ökobilanzen vor. Wesentliche Einflussfaktoren für Outputbezogene Werte sind Volllastäquivalente (periodisch verfügbar für Windnutzung) und die Nutzungsdauer. Für eine generische Vorkette ist außerdem die Definition durchschnittlicher bzw. repräsentativer Anlagen sowie eine Parametrisierung erforderlich, so dass auch zukünftige Systeme dieser sich schnell entwickelnden Technologien bilanziert werden können.

Bereits auf der Ebene ökobilanzieller Minimalansprüche (Energie und luftgetragene Schadstoffe) bestehen bei den wichtigsten fossilen Brennstoffen (Stein- und Braunkohle) Defizite, für Braunkohle beschränkt auf die prozessspezifischen Emissionen, für Steinkohle für alle Schadstoffe bedingt durch den hohen Importanteile, für den nur wenige Informationen vorliegen. Für Erdgas, Mineralöl und Uran (hier nur konventionelle Energie- und Stoffströme) stellt sich die Situation ähnlich wie für Steinkohle dar. Am wenigsten problematisch scheint dies bei Mineralöl durch geringe Bedeutung für die Stromerzeugung und Uran durch geringe absolute Höhe konventioneller Emissionen. Handlungsbedarf besteht aufgrund der aktuellen Bedeutung bei Steinkohle und der Entwicklungstendenz bei Erdgas.

Hinsichtlich nicht luftgetragener Emissionen (Abwasser, Abfall) ist die Datenlage für alle Energieträger ähnlich ungünstig. Es besteht erheblicher Bedarf vor allem an einer systematischen Erhebung der entsprechenden Daten.

Maßstab dafür, ob die hier diskutierten Datenquellen bzw. darauf aufbauenden Vorketten für die Verwendung im Strommix geeignet sind, sind die Anteile, die sie für die einzelnen Stoffströme an den Werte der Gesamtbereitstellung haben. Nun können diese Anteile aufgrund der Datenunsicherheiten allerdings über- oder unterschätzt sein. Als Gesamtschätzung kann jedoch formuliert werden, dass die Vorketten zumindest brauchbar sind, wenn nicht

Stromerzeugungskonzepte, -technologien usw. verglichen werden sollen, sondern Produkte und Dienstleistungen mit einer Vielzahl verschiedener Inputs. Für „stromnahe“ Fragestellungen ist Expertenwissen erforderlich zur angemessenen Nutzung der Daten.

Sowohl zur Förderung der Akzeptanz wie auch der Qualität der Ergebnisse von Stoffstrom- und Lebenszyklusdaten-bezogenen Planungs- und Bewertungsinstrumenten ist allerdings eine substantielle Verbesserung der Datenqualität und -verfügbarkeit erforderlich. Dies gilt besonders (siehe oben) für prozessspezifische Emissionen, Energieaufwendungen und Emissionen in ausländischen Förderregionen sowie generell Abwasser und Abfälle. Eine signifikante Verbesserung erfordert damit offensichtlich ganz erhebliche Ressourcen, wobei mit einer erweiterten Umweltstatistik in absehbarer Zeit nicht zu rechnen ist. Das konkrete Vorgehen hängt auch an den Anforderungen durch den Arbeitskreis Methodik und der Verfügbarkeit von Mitteln.

3 Arbeitspaket 3: Energiespezifische und methodische Fragestellungen und Schnittstellen

3.1 Einleitung und Überblick

Inhalt dieses Arbeitspaketes ist die Beschreibung einer energie- und emissionsseitigen Methodik, die zur Erstellung eines *Inventars* für Lebenszyklusanalysen *im Bereich der Stromerzeugung* verwendet werden kann, um möglichst qualitätsgesicherte und fortschreibbare Daten zu erhalten.

Dabei wird gezeigt, dass sich als Grundlagen die Energiebilanz der AG Energiebilanzen (A-GEB) (vergleiche Kapitel 3.2) sowie Daten für importierte Energieträger verwenden lassen, da diese konsistent fortgeschrieben werden.

Als Grundlage für die Umwelteffekte kann die Datenbasis zur Schadstoff-Berichterstattung des Umweltbundesamtes verwendet werden, soweit Einschränkungen in der *Datenbreite* der Umweltindikatoren akzeptabel sind (Kapitel 3.3).

Es ist jedoch zu beachten, dass für die Stromerzeugung in der vorliegenden Untersuchung allein die Kraftwerke der *öffentlichen Stromerzeugung* einbezogen werden konnten, da nur für diese ausreichend disaggregierte und fortschreibbare Daten vorliegen. Die entsprechenden methodischen Fragen werden kurz beleuchtet (Kapitel 3.4).

Die Gesamtmethodik erlaubt zunächst allein, die *durchschnittliche* Situation der öffentlichen Stromerzeugung in Deutschland – allerdings inklusive Vorketten – jahresbezogen zu bestimmen. In verschiedenen Anwendungsfällen werden jedoch Abwandlungen dieses Mixes benötigt, z.B. Grundlaststrom, Tag-/Nachstrom usw. Hierzu werden im vorliegenden Papier erste Vorschläge entwickelt (vgl. Kapitel 3.5).

In Kapitel 3.6 werden beispielhafte Ergebnisse einer Modellierung aller Vorketten für die Steinkohle-Stromerzeugung dargestellt, um den Einfluss der Vorketten auf das Gesamtergebnis abschätzen zu können.

Die offenen Fragen und ein Ausblick auf künftig notwendige Folgearbeiten diskutiert zur Abrundung Kapitel 3.7.

3.2 Energieträger und Anlagen als Basis des Inventars für die Stromerzeugung

3.2.1 Bilanzierungsstrukturierung

Als Grundlage von Inventardaten für die Lebenszyklusbilanzierung von Prozessen zur Stromerzeugung sind Informationen nötig zu

- der Menge an eingesetzten *Energieträgern* (Inputs) und erzeugtem Strom bzw. nutzbarer Abwärme (Outputs) sowie
- Kenndaten der *Energiewandler* (Anlagen bzw. Prozesse), die Strom erzeugen, insbesondere Lebensdauer und Materialeinsatz.

Da es sich um teilweise recht komplexe Verknüpfungen unterschiedlicher Technologien vor allem entlang der vorgelagerten Prozessketten handelt (vergleiche Kapitel 3), ist eine Strukturierung der Kopplungen in einer allgemeinen Systematik sinnvoll:

- Für Bilanzierungen *1. Stufe* (direkte Umwelteffekte der Anlagen, vergleiche Kapitel 3.3) sind nur die *unmittelbaren* In- und Outputs der Stromerzeugungsprozesse relevant. Dies ist jedoch nur für brennstoffnutzende Systeme aussagekräftig (Verbrennung fossiler oder biogener Brennstoffe in Kraftwerken) und deckt nur einen Teil der Gesamteffekte ab.
- Daher sind zusätzlich Bilanzen *2. Stufe* nötig, um die indirekten Effekte durch Bereitstellung der *laufenden* Inputs (z.B. Förderung und Konditionierung von Brennstoffen sowie deren Transporte; Hilfsstoffe für Anlagenbetrieb) und Outputs (Aufwendungen zur Entsorgung, z.B. Abtransport und Deponierung von Asche und Entschwefelungsprodukten) einzubeziehen.
- Weiterhin ist eine *3. Stufe* vor allem für regenerative Systeme (ohne Biomasse) nötig, um die zusätzlichen indirekten Effekte durch *einmalige* Inputs zur Anlagenherstellung (z.B. Beton, Kupfer, Stahl) und für Abriss und Entsorgung der Anlagen abzubilden.

Gesamtbilanzen für die Stromerzeugung ergeben sich *erst dann*, wenn Daten für *alle Stufen* vorliegen und in das Inventar einbezogen wurden.

Diese Systematik dient zur Strukturierung der Abbildungs„tiefe“ – jede Stufe erhöht den Datenaufwand und die entsprechenden Verknüpfungen. Zusätzlich ist aber auch die jeweilige Daten„breite“ wichtig, d.h. die Menge an Daten je Prozess bzw. Anlage (vergleiche Kapitel 3.3).

3.2.2 Direkter Energieträgereinsatz zur Stromerzeugung

Die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) legt jährlich für Deutschland Daten zur Verwendung von Energieträgern für die energetische und nichtenergetische Nutzung in allen Verbrauchssektoren vor (z.B. AGEB 2007). Diese Daten beruhen auf Erhebungen der Bundesländer, die vom Statistischen Bundesamt (StBA) aggregiert werden, sowie Sekundärstatistiken der einschlägigen Verbände und bilden die Basis aller deutschen Bilanzierungen im Energiesektor.

Durch den expliziten Bezug auf die StBA-Daten sind die AGEB-Daten „quasi-amtlich“ und werden auch für die internationale Berichterstattung (EU, IEA...) herangezogen. Ihnen liegt eine *einheitliche Definition* von Heizwerten zugrunde, mit denen die statistisch meist volumetrisch oder massenbezogen erfassten Energieträgereinsätze in den Verbrauchssektoren auf Energiebezug umgerechnet werden.

Im Hinblick auf die absehbar steigenden Beiträge von biogenen Energieträgern für die Stromerzeugung ist zu beachten, dass hier die Systematik der Brennstoffe und die primäre Datenerfassung *noch unterentwickelt* ist. Dies gilt insbesondere für Biogas aus Reststoffen (Biomüll, Gülle, industriellen Abwässern) und Energiepflanzen sowie für biogene Öle (Raps-, Palm- und Sojaöl sowie deren Derivate).

3.2.3 Internationale Datenbasis für importierte Energieträger

Die Inventardaten für Lebenszyklusanalysen erfordern für die 2. Stufe, auch die Bereitstellungsketten für Energieträger „vor“ ihrer Nutzung (z.B. zur Stromerzeugung) einzubeziehen.

Da zunehmend nicht nur heimische, sondern international gehandelte Energieträger in Deutschland zum Einsatz kommen, ist die „Anschlussfähigkeit“ der Energieträgerdaten an die internationalen Definitionen wesentlich, um Systembrüche zu verhindern.

Für importierte Energieträger liegen entsprechende Strukturdaten aus EU-, IEA- und UN-Datenbanken vor, mit denen sich die wichtigsten Vorketten der – insbesondere fossilen – Brennstoffe beschreiben lassen. Eine nähere Darstellung dieser Daten erfolgte im Kapitel 0.

Für biogene Energieträger sind die vorliegenden Datenquellen extrem undifferenziert und müssen eingedenk der steigenden Bedeutung künftig verbessert werden.

3.2.4 Aktualisierung und Fortschreibung der Energieträgerdaten

Die AGEB- und IEA-Daten werden *jährlich* fortgeschrieben, so dass eine zeitnahe Aktualisierung erfolgen kann – spätestens im Herbst eines jeden Jahres stehen Informationen zum Vorjahr zur Verfügung.

3.2.5 Daten zu Energieprozessen

Neben den *Energieträgern* (Inputs) sind auch wichtige Parameter zu den *Energieprozessen* selbst (Anlagen) erforderlich.

- **Energiebezogene Outputs:** Die energiebezogene Output-Mengen (Strom, genutzte Abwärme) lassen sich direkt aus den amtlichen Statistiken ableiten bzw. sind dort direkt gegeben. Bei der genutzten Abwärme sind in der Regel nur Daten aus Sekundärstatistiken und Verbandsangaben verfügbar.
- **Stoffbezogene In- und Outputs:** Darüber hinaus sind Daten zu *laufenden* Inputs an Hilfsstoffen (z.B. Kalk für Entschwefelungs- und NH₃ für Entstickungsanlagen) und *einmaligen* Inputs für die Herstellung der Anlagen (z.B. Aluminium, Beton, Kupfer, Stahl) sowie zu Aufwendungen für Abriss und Entsorgung (gegebenenfalls mit Gutschriften) erforderlich. Es stehen derzeit keine öffentlichen oder öffentlich zugänglichen Primärdatenquellen oder sonstige statistisch abgesicherte Informationsbasen für diese Stoffe zur Verfügung, daher lassen sich nur „typisierte“ Angaben aus Studien und Fallbeispielen ableiten. Die stofflichen Outputs (feste Reststoffe, Abwasser, Wasserdampf) werden zwar in ihre *Summe* statistisch auf Bundesländerebene erfasst, jedoch ist eine Disaggregation im Hinblick auf Sektoren (Strom- und Wärmeerzeugung) bzw. eine brennstoffscharfe Aufteilung derzeit nur in Einzelfällen und für wenige Bezugsjahre möglich. Daher ist auch hier die Verwendung typisierter Daten notwendig.
- **Technische Daten:** Weiterhin sind technische Parameter wie installierte Leistung, jährliche Auslastung sowie Lebensdauer der Anlagen nötig, um die einmaligen Inputs auf die laufenden Outputs umrechnen zu können.
- **Daten zu Transportprozessen und -entfernungen:** Hinzu kommen bei den Vorketten noch Daten zu notwendigen *Transporten* (Energieträger- und Hilfsstoff-Inputs sowie Reststoffentsorgung).
- **Umweltrelevante Daten:** Schließlich sind für alle Prozesse Daten zur Flächeninanspruchnahme nötig, um die entsprechenden gesamten Ressourcenbedarfe der Strombereitstellung zu ermitteln.

Die Daten zu Emissionen und Reststoffen werden im folgenden Kapitel 3.3 diskutiert.

3.3 Umweltindikatoren für die Stromerzeugung

3.3.1 Grundlagen

Die Vielzahl der umweltrelevanten Stoffe und sonstiger Umwelteinflüsse, die von der Stromerzeugung ausgehen, erfordert im Hinblick auf die Methodik zur Datengewinnung eine Gruppierung. Aufgrund des Ziels dieser Studie, einen standardisierten, fortschreibbaren und qualitätsgeprüften Datensatz zur Verfügung zu stellen, werden hierzu die Kriterien *Fortschreibbarkeit* und die *Validierung* der Daten herangezogen. Damit ergeben sich drei generelle Gruppen:

- Umweltindikatoren, für die *Berichtspflichten aus völkerrechtlich verbindlichen* Regelungen bestehen und für die eine durch den Staat zumindest mit unterstützte, *kontinuierliche* Erhebung, Validierung und Verbesserung der Daten absehbar ist. Diese Umweltindikatoren stellen eine „Kernliste“ dar und stehen uneingeschränkt für vergleichende Aussagen bei *allen* Prozessen zur Verfügung.
- Weitere – aus Sicht der Ökobilanzierung wünschenswerte – Umweltindikatoren, für die nur eingeschränkte Validierungsgrundlagen und Aktualisierungsfrequenzen bestehen, bilden die „erweiterte“ Liste.
- Umweltindikatoren, für die nur teilweise Daten vorliegen und keine Aktualisierung absehbar ist, bilden schließlich eine „sonstige“ Liste.

Die Umweltindikatoren der „erweiterten“ und „sonstigen“ Listen sollten *nur dann* für vergleichende Aussagen im Rahmen von Lebenszyklusanalysen verwendet werden, wenn sichergestellt ist, dass bei allen betroffenen Prozessen keine nennenswerten Datenlücken bestehen. Andernfalls sollten diese Umweltindikatoren in der Ergebnisdarstellung von der „Kernliste“ abgesetzt und auf die beschränkte Aussagegüte hingewiesen werden.

Aus heutiger Sicht kann dieses Konzept *nicht* erweitert werden, da keine andere Systematik bekannt ist, die explizit auf die Güte und Aktualisierungssicherheit der Datengrundlage abstellt. Somit wird im Folgenden die Aufteilung in eine „Kernliste“, eine „erweiterte“ und eine „sonstige“ Liste von Umweltindikatoren vorgestellt.

3.3.2 Kernliste von Umweltindikatoren

Die Kernliste von Umweltindikatoren für Inventare von Lebenszyklusanalysen besteht aus den Daten, für die in Deutschland und international eine gesetzliche Basis zur *mindestens nationalen* Berichterstattung mit entsprechenden Validierungsmechanismen besteht. Dies sind aus heutiger Sicht

- ausgewählte Luftschadstoffe, insbesondere versauernde Substanzen (SO₂, NO_x, H₂S, NH₃, HCl, HF) und Ozonvorläufer (CO, NMVOC) sowie Staub,
- Treibhausgase (CO₂, CH₄, N₂O) und
- Ressourcen (Primärenergiebedarf) als *berechnete* Bilanzgrößen.

Für diese Umweltindikatoren lassen sich vergleichsweise vollständige Inventardaten sowohl für die direkten Effekte (1. Stufe) als auch für Gesamtvergleiche (Bilanzen 2. und 3. Stufe) der Stromerzeugung sowohl national wie auch international ableiten und auch künftig fort-schreiben.

3.3.3 Ergänzende Liste von Umweltindikatoren

Neben der Kernliste gibt es aus verschiedenen Berichtssystemen und staatlichen Regelungen aggregierte nationale Inventare oder sektorale Teilinventare sowie im internationalen Kontext belastbare Studien zu weiteren Umweltindikatoren, die jedoch *nur zum Teil* direkt für die Prozesse zur Stromerzeugung herangezogen werden können. Dies sind insbesondere (mit abnehmender Tendenz der Datengüte)¹⁰:

- *Emissionen von Schwermetallen* (As, Cd, Hg, Pb...) vor allem in die Luft, teilweise aber auch als Parameter für Abwasser sowie als Teilmengen in festen Reststoffen (insb. Aschen),
- *persistente organische Verbindungen* (POPs), vor allem BaP- und TCDD-Äquivalente, die für alle Umweltmedien als Indikator in Frage kommen,
- einzelne *Abwasserparameter* (AOX, BSB₅, CSB₅, N, P, Salze) sowie
- *feste Reststoffe* aus dem Betrieb von Anlagen, vor allem Aschen und Reststoffe aus Abgasreinigungsanlagen sowie Abraum aus der Förderung von Braun- und Steinkohle.

Für ausgewählte Schwermetalle und POPs gibt es in den meisten EU-Ländern sowie Australien, Japan, Kanada und den USA nationale Inventare, deren Aggregationsniveau jedoch für eine direkte Nutzung zu hoch ist. Aus den Grundlagendaten für die Inventare können jedoch zum Teil sehr hoch aggregierte Emissionsfaktoren für Großfeuerungen abgeleitet werden.

Bei den Abwasserparametern sind nur „typische“ Daten für die EU-Länder über die BREF-Daten¹¹ aus dem Sevilla-Prozess vorhanden, die vergleichbar auch für die USA existieren.

Bei den festen Reststoffen können ebenfalls nur hochaggregierte Daten für die EU-Länder sowie teilweise andere OECD-Staaten aus den nationalen Abfallbilanzen ermittelt werden. Diese Daten werden im Rahmen der Umweltberichterstattung zumindest teilweise durch review-Prozesse im Hinblick auf die Datengenese und Aussagegüte abgesichert.

Für die bei der Förderung von Braun- und Steinkohle entstehenden festen Reststoffmengen bieten sich ebenfalls nur typisierte Einzelwerte aus Sekundärstatistiken der nationalen Förderindustrien sowie deren Verbände an, die teilweise fortgeschrieben werden. Ein review der Daten findet hier bestenfalls verbandsintern statt.

3.3.4 „Sonstige“ Liste von Umweltindikatoren

In einzelnen Inventaren für Lebenszyklusanalysen (z.B. Ecoinvent, GaBi, umberto usw.) gibt es Aussagen zu weiteren Umweltindikatoren, die sich auf einzelne Studien und Abschätzungen beziehen. Die Liste dieser „sonstigen“ Umweltindikatoren ist lang – von Abwärme und Wasserdampf über einzelne Luftschadstoffe (z.B. Aldehyde) sowie verschiedene (ab)was-

¹⁰ Solche Datenbestände auf nationaler Ebene finden sich im Umweltbundesamt als Teildatensätze im ZSE (Schwermetalle und POP) sowie im Hinblick auf feste Reststoffe bei den Umweltministerien der Bundesländer und den daraus entwickelten nationalen Abfallberichten, die ebenfalls vom UBA vorgelegt werden. Bei den Abwasserparametern sind wiederum Landesdaten verfügbar, die teilweise Rückschlüsse auf Einleiter zulassen.

¹¹ „Best Available Techniques Reference“ Dokumente (BREFs) sind Informationsquellen der Europäischen Kommission, die detaillierte Informationen zum Stand der Technik einer Branche liefern. Die BREFs werden zwar in einem intensiven review-Prozess entwickelt, die Übertragung dieser Daten auf Anlagen- oder Prozessgruppen (wie z.B. Kraftwerke) ist damit aber nicht abgesichert.

sergetragene und in festen Reststoffen enthaltene Substanzen bis hin zu radioaktiven Emissionen, Lärm und differenzierten Flächenkategorien. Über die Aktualisierung und Validierung dieser Daten kann naturgemäß keine verallgemeinerte Aussage erfolgen.

3.3.5 Übersichtsmatrix zu den Umweltindikatoren

Die in den drei „Listen“ zusammengefassten Umweltindikatoren, die für die Stromerzeugung relevant sind, zeigt die folgende Tabelle nochmals in der Übersicht. Dabei wurden die jeweiligen Indikatoren auf die Relevanz für die Umweltmedien eingeordnet.

Tabelle 3.1: Verwendete Systematik der Umweltindikatoren

	Umweltmedien				Kriterien	
	Luft	Wasser	Abfälle/ Boden	andere	Daten- update	review/ Validierung
„Kernliste“						
Versauernde Schadstoffe	SO ₂ , NO _x , HCl, HF, H ₂ S, NH ₃				☺	☺
Ozonvorläufer	CO, NMVOC				☺	☺
Partikel (Staub)	PM ₁₀ , PM _{2,5}				☺	☺
Treibhausgase	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O				☺	☺
Primärenergien				KEA/KEV bzw. Erdöl, Erdgas usw.	☺	☺
„Erweiterte“ Liste						
Schwermetalle	As, Cd, Hg, Pb				☹	☹
POPs	BaP- und TCDD-Äq.				☹	☹
Abwasserparameter		AOX, BSB ₅ , CSB ₅ , N, P, Salze			☹	☹
Feste Reststoffe			Asche, Abraum usw.		☹	☹
„Sonstige“ Liste (Beispiele)						
	Aldehyde				☹	☹
	weitere Schwermetalle (z.B. Fe)				☹	☹
	Radionuklide				☹	?
				Abwärme	☹	?
				Fläche	☹	?
				Lärm	☹	?
	Wasserdampf				☹	?
Symbole: ☺ = in der Regel gegeben; ☹ = teilweise gegeben; = nicht gegeben; ? = unbekannt						

Quelle: eigene Zusammenstellung

3.3.6 Aktualisierung und Fortschreibung der Umweltdaten

Entscheidend für die dauerhafte Nutzbarkeit („Nachhaltigkeit“) der Inventardaten ist die möglichst kontinuierliche Aktualisierung der Daten sowie die Validierung der Datengenese durch idealiter unabhängige review-Prozesse oder vergleichbare Qualitätssicherung.

Die in OEKO und IZES (2006) vorgelegte Methodik, die für die umweltseitige Bilanzierung der Effekte der erneuerbaren Energien für die AGEE entwickelt wurde, erlaubt ein *jährliches update für deutsche Kraftwerksdaten* (insbesondere Großfeuerungen), wie im Arbeitspaket 1 schon dargestellt wurde.

Damit werden vom UBA in das ZSE eingepflegten Daten zu den deutschen Inventaren für Treibhausgase (Berichtspflicht nach der UN-Klimarahmenkonvention und der EU-Richtlinie zum Treibhausgasemissions-Monitoring) und versauernde Luftschadstoffe sowie Partikel (Berichtspflicht nach der UN-Konvention über großräumige Luftverschmutzung - UN-ECE) verwendet, für die eine kontinuierliche Fortschreibung (Aktualisierung) erfolgt und deren Entstehung einem internationalen review-Prozess unterliegt (Validierung).

Die entsprechenden Berichtspflichten gibt es auch für die meisten der Länder, die für den deutschen Energieträgerimport relevant sind (z.B. EU-Staaten, Australien, Kanada, USA). Bei den Treibhausgasen sind über die nationalen Inventare nach der Klimarahmenkonvention auch Daten für Länder wie z.B. Indonesien, Mexiko, Russland, Südafrika und Venezuela sowie zentralasiatische Staaten vorhanden, aus denen Emissionsfaktoren für die Energieträgergewinnung (Erdgas und Erdöl, Steinkohle) und damit auch für die Exporte nach Deutschland gewonnen und fortgeschrieben werden können.

In Bezug auf die erweiterte Indikatorenliste ist die Datenaktualisierung und Validierung *durchweg als schwierig* zu bezeichnen, so dass auf typisierende Studien und Abschätzungen zurückgegriffen werden muss.

Perspektivisch ist hier ein Austausch mit Originaldaten aus den Lieferregionen (z.B. AU, MX, RU, USA) durch *bilaterale Kooperationen* mit dortigen (öffentlichen) Partnern denkbar, da teilweise Daten und Erhebungen zu Abwasserparametern und festen Reststoffen im Rahmen von Genehmigungsverfahren größerer Anlagen sowie der Umweltüberwachung vorliegen.

Bei den „sonstigen“ Umweltindikatoren ist dies in absehbarer Zukunft nur in Einzelfällen möglich, so dass hier die Datengüte vergleichsweise schlecht bleiben wird.

3.4 Methodische Fragen

Der folgende Abschnitt gibt eine kurze Diskussion übergreifender methodischer Fragestellungen, die sich auf System- und Datenabgrenzungen, Brennstoffeigenschaften, Allokation, Effekte technischer Parameter sowie Wechselwirkungen zwischen den Sektoren beziehen.

3.4.1 Systemgrenzen und Abschneidekriterien

Die Systemgrenzen der Lebenszyklusanalyse wurden im Sinne der Einbeziehung „vorgelagerter“ Umwelteffekte schon zu Beginn von Kapitel 3.2 diskutiert (Bilanzen der 1. bis 3. Stufe). Je nachdem, welche „Tiefe“ der Analyse gewählt wird, erfolgt bei gegebener Datenbreite eine mehr oder weniger genaue Bilanzierung.

Dabei ist zu beachten, dass zwar im Allgemeinen bei der *fossilen* Stromerzeugung *pro Stufe jeweils etwa eine Größenordnung* an Genauigkeit verbessert wird, dies aber im Wesentlichen nur für die Umweltindikatoren der „Kernliste“ gilt. Andere Umweltindikatoren sind nicht notwendig streng mit der Iterationstiefe gekoppelt, sondern können im Einzelfall erst ab der 2. oder 3. Stufe überhaupt einbezogen werden.

Bei der nichtfossilen Stromerzeugung aus nuklearen oder erneuerbaren Energieträgern ist der *überwiegende* Teil der Umweltindikatoren aus der Kernliste *erst ab der 2.* (nuklear, Biomasse) *bzw. 3. Stufe* (andere Erneuerbare) bilanzierbar.

Ein Abschneidekriterium, das generell gilt – z.B. auf Basis des Energieumsatzes – kann daher *nicht* sinnvoll abgeleitet werden, sondern muss je nach interessierendem Umweltindikator und je nach eingesetztem Energieträger *spezifisch bestimmt* werden.

Die im Kapitel 3.3.2 genannte „Kernliste“ von Umweltindikatoren sollte für alle Anwendungsfälle quantitativ berücksichtigt werden, die in der „erweiterten“ Liste (vergleiche Kapitel 3.3.3) enthaltenen Elementarflüsse jedoch nur dann in quantifizierter Form, wenn belastbare Grunddaten vorliegen. In allen anderen Fällen sowie bei den „sonstigen“ Elementarflüssen sollte eher qualitativ argumentiert werden und im Einzelfall die Relevanz des jeweiligen Indikators anhand vorliegender Daten ermittelt werden.

Da für die „erweiterte“ und „sonstige“ Liste in der Regel belastbare Werte zumindest für einzelne Umweltindikatoren fehlen, sollte bei Lebenszyklusanalysen stets und deutlich darauf hingewiesen werden, welche Bandbreite an Umweltindikatoren insgesamt betrachtet wurde und für welche (Teil-)Prozesse keine Daten vorlagen. Hierbei ist gegebenenfalls auch die mögliche Relevanz von fehlenden Daten durch Abschätzungen von oberen Grenzen oder Bandbreitenrechnungen darzustellen.

3.4.2 Brennstoffeigenschaften

Die Bilanzierung der Umwelteffekte der Stromerzeugung aus fossilen und biogenen Energieträgern wird wesentlich durch die Brennstoffeigenschaften geprägt, insbesondere Heizwerte sowie Inhaltsstoffe (S, Cl, F, Asche, Schwermetalle).

Eine konsistente Bilanzierung muss ab der 2. Stufe (indirekte Effekte durch Brennstoffbereitstellung) die massebezogenen Transportaufwände einbeziehen, für die nicht allein Transportmittel und Transportentfernung, sondern auch die zu transportierende Brennstoff*masse* bekannt sein muss¹².

Diese hängt real nicht allein vom Heizwert, sondern auch vom Wasser- und Aschegehalt ab. Beide Größen beeinflussen zwar den Heizwert, aber oft wird vereinfachend von wasser- und aschefreien Heizwerten ausgegangen, womit vorgelagerte Transportaufwände unterschätzt werden. Für die konsistente Bilanzierung sind daher Daten zu den Brennstoffen im realen Zustand erforderlich, d.h. inkl. der Wasser- und Aschegehalte. Die energiebezogenen Daten müssen sich dann auf den entsprechend angepassten Heizwert beziehen. Diese Besonderheiten treten vor allem bei festen und – in geringerem Umfang - flüssigen Brennstoffen auf.

¹² Darüber hinaus sind auch die Brennstoffdichten im Einzelfall relevant, wenn z.B. das Ladevolumen von Transportsystemen einen begrenzenden Faktor darstellt.

Bei *gasförmigen* Brennstoffen wird je nach Datenherkunft zwischen dem Heizwert H_u und dem Brennwert H_o ¹³ unterschieden. Bei wasserstoffreichen Gasen liegt der Unterschied bei bis zu 15 % des Energiegehalts. Entsprechend muss bei der Verwendung von abgeleiteten Daten (z.B. Nutzungsgrade von Anlagen) auf den korrekten Bezug geachtet werden.

3.4.3 Allokationsfragen beim Energieträgereinsatz

Die für die Strommix-Studie zugrunde gelegten Energieträgerdaten nach AGEB (als Basis der UBA-ZSE-Daten) weisen einige methodische Besonderheiten auf, die ihre Verwendung einschränken können:

- Es erfolgt eine Aufteilung des Brennstoffeinsatzes für KWK-Systeme in einen „nur-Strom“-Anteil und einen fiktiven „nur-Wärme“-Anteil. Damit wird der Brennstoffeinsatz für den Umwandlungssektor in „reine“ Anteile für die Stromerzeugung und die Fernwärmebereitstellung aufgespaltet. Die industrielle KWK wird ebenfalls in einen „nur-Strom“-Anteil und den Brennstoffeinsatz für die Wärmebereitstellung aufgeteilt, wobei letzterer dem direkte Brennstoffeinsatz der jeweiligen Industriesektoren zugerechnet wird.
- Die industrielle Stromübergabe in das öffentliche Netz erlaubt keine Zurechnung der industriellen KWK-Anteile.

Eine Rückrechnung der KWK-Allokation könnte theoretisch über die Daten aus dem KWK-Monitoring (BMW-interne Daten) und Betreiberangaben, die bei der Deutschen Emissionshandelsstelle (DESt) gesammelt werden, zumindest brennstoffscharf erfolgen. Diese Daten sind jedoch nicht öffentlich zugänglich. Weiterhin würden wiederum *Annahmen* zur Verteilung des Brennstoffeinsatzes auf Heizkraftwerke mit unterschiedlicher thermodynamischer Auslegung (Gegendruck- und Entnahme-Kondensation, GT- bzw. GuD-Anlagen, Gas/Dieselmotoren) erfolgen müssen, die nicht durch transparente und fortschreibbare Datenbasen „geeicht“ werden können.

Eine solche Rückrechnung ließe sich aufgrund der theoretisch vorhandenen Teilinformationen zwar *plausibel als synthetisches Datengerüst* darstellen, wäre aber ausschließlich für den deutschen Bezugsraum möglich.

Für Stromlieferungen aus der EU ist grundsätzlich eine Kompatibilität mit den AGEB-Daten gegeben, sofern die IEA-Datengrundlagen verwendet werden, denen eine statistische Abgrenzung von KWK-Anteilen entsprechend des deutschen Systems zugrunde liegt. Aufgrund des in der EU *im Aufbau* befindlichen KWK-Strom-Monitoring-Systems wäre theoretisch ebenfalls eine Rückrechnung auf die unallozierten Brennstoffeinsätze denkbar, dies scheitert jedoch absehbar an den unterschiedlichen Definition von KWK in den Mitgliedsstaaten. Eine EU-einheitliche Regelung, die z.B. analog des deutschen AGFW-Ansatzes (Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft) im KWK-Gesetz transparente und verifizierbare Kenndaten zu verwenden, ist aus heutiger Sicht nicht zu erwarten.

Die *quantitativen* Auswirkungen dieser Allokationsfragen liegen bei heutigen bundesweiten KWK-Anteilen in der öffentlichen Stromerzeugung von ca. 12 % durchweg *im Bereich der Datenunsicherheiten*, die sich für die auf der UBA-ZSE-Methodik beruhende Brennstoffaggregation zu „typischen“ Kraftwerken ergeben.

¹³ Die frühere Bezeichnung ist unterer und oberer Heizwert.

Sollten sich in Zukunft die Anteile der KWK-Stromerzeugung signifikant erhöhen¹⁴, so müsste die oben genannte prinzipiell mögliche Rückrechnung zumindest auf Basis einer einmaligen Studie durchgeführt werden, um die entsprechenden „unallozierten“ Datengerüste für den Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung inklusive der KWK-Abwärme bereitzustellen.

Die genannte implizite Allokation der KWK-Brennstoffanteile führt im Hinblick auf Verwendungen der Ergebnisse der Strommixstudie zu Einschränkungen. Die für Ökobilanzen prinzipiell geforderte Darstellung der unallozierten Grunddaten und die Wirkungsabschätzung unterschiedlicher Allokationsmethoden auf das Ergebnis kann mit der hier verwendeten Methodik nicht geleistet werden. Allerdings ist auch kein anderes Verfahren bekannt, das mit ähnlicher Datengüte und Fortschreibbarkeit eine Bilanzierung 1. Stufe für die Umwelteffekte der Stromerzeugung erlauben würde. Insoweit ist die Einschränkung der Anwendung nur theoretisch zu verstehen.

3.4.4 Auswirkungen von technischen Parametern

Wie zu Beginn des Kapitels 3.2 dargestellt, sind für ganzheitliche Lebenszyklusanalysen ab der 3. Stufe (Einbeziehung der Materialvorleistungen) nicht nur die reinen Input-Informationen zum einmaligen Stoffaufwand je Energiewandler nötig, sondern auch weitere technische Parameter (Laufzeiten, Kraftwerkskapazitäten und Alter der Kraftwerke), mit deren Hilfe eine Umrechnung der stofflichen „Investitionen“ auf die laufenden Outputs (Strom, gegebenenfalls Wärme) erfolgen kann.

Für diese Daten liegen keine öffentlichen Datenbasen vor, die Ansprüchen der systematischen Fortschreibbarkeit und der Validierung genügen. Insoweit müssen Aussagen, die sich auf Ergebnisse von Bilanzen 3. Stufe beziehen, mit entsprechenden Unsicherheiten erfolgen.

3.4.5 Wechselwirkungen zwischen den Sektoren

Werden Lebenszyklusanalysen über die 1. Stufe hinaus durchgeführt, so gibt es direkte Wechselwirkungen mit den Datengrundlagen anderer Sektoren des Energiesystems:

- *2. Stufe: Die Transporte von festen Brennstoffen* erfolgt zu einem erheblichen Teil mittels Elektrotraktion und bei flüssigen Brennstoffen in Pipelines, wofür wiederum der Stromeinsatz mit seinen Umwelteffekten maßgeblich ist. Die *Entsorgung von festen Reststoffen aus der Stromerzeugung* erfolgt wiederum oft per Elektrotraktion, und für den Betrieb von Entsorgungseinrichtungen (z.B. Recycling und Deponien) sind wiederum Hilfsstromeinsätze notwendig, die teilweise aus dem öffentlichen Netz gedeckt werden. Auch hier können Nebenprodukte (z.B. Deponie- und Klärgas) wiederum einen Input für die Stromerzeugung darstellen. Die *Bereitstellung von Hilfsstrom* für die Förderung und Aufbereitung von Brennstoffen (z.B. Gruben und Zechen, Brikettfabriken, Erdgasaufbereitung, Raffinerien) erfolgt wiederum zumindest teilweise über die öffentliche Stromerzeugung¹⁵.

¹⁴ Die Potenziale zur KWK-Stromerzeugung liegen in Deutschland bis 2020 bei mindestens 25 % der Stromerzeugung, und längerfristig deutlich höher. Länder wie Dänemark und die Niederlande weisen schon heute KWK-Stromanteile von 50% auf.

¹⁵ Grundsätzlich ist hier eine weitere Differenzierung der Eigenstromerzeugung der Kraftwerke des Bergbaus sowie der Raffinerien möglich, die gegenüber der öffentlichen Stromerzeugung mit un-

- 3. Stufe: Die *Bereitstellung von stofflichen Inputs für die Stromerzeugung* (Herstellungsaufwand) erfolgt im Verarbeitenden Gewerbe, wofür wiederum Strom eingesetzt wird. Ein Beispiel hierzu ist der Strom für die Elektrostahlherstellung, der aus Kraftwerken stammt, die wiederum Stahl als Baumaterial einsetzen. Zudem sind mögliche Kopplungen durch Einsatz von Nebenprodukten und Reststoffen zur (Eigen-)Stromerzeugung, etwa durch Gichtgas, möglich, womit Outputs dieser Sektoren zu Inputs der Stromerzeugung werden.

Diese prinzipiellen Schnittstellen zeigen, dass für eine Gesamtbilanzierung in Lebenszyklusanalysen eine Berücksichtigung der „angekoppelten“ Sektoren unerlässlich ist.

Die Ausgestaltung dieser sektoralen Kopplungen kann als „Allokation 2. Ordnung“ (bzw. „systemische Allokation“) verstanden werden, da je nach Wahl der Kopplung die Ergebnisse in der Zurechnung von „vorgelagerten“ Energie- und Stoffströmen sowie deren Umwelteffekte differieren¹⁶.

Diese Effekte werden daher im nächsten Kapitel näher betrachtet.

3.5 Schnittstellen zu anderen Teilbereichen des Gesamtprojekts

Die im vorstehenden Kapitel genannte *Notwendigkeit* zur (Rück-)Kopplung der verschiedenen Sektoren hat für das Netzwerk Lebenszyklusdaten die Konsequenz, dass die jeweiligen Arbeitskreise, in denen Teildaten zusammengestellt werden, erst über geeignete Schnittstellen zu *einem gemeinsamen Inventar* der Stromerzeugung gelangen.

3.5.1 Verkehr

Die für die 2. Bilanzierungsstufe notwendigen Daten zum Betriebsaufwand¹⁷ von Gütertransportsystemen zur Brennstoffbereitstellung für Kraftwerke beziehen sich vorwiegend auf die Elektrotraktion und Strom für Produktpipelines. Implizit sind für die in den Strom-Vorketten ebenfalls erfolgenden Einsätze von Dieselmotoren (z.B. im Bergbau) auch Schnittstellen zum Strombedarf von Raffinerien und Lagereinrichtungen erforderlich.

In der Vergangenheit wurde in einigen Ökobilanzdatenbanken ein spezieller „Bahnstrommix“ für die Bereitstellung von Strom zur Elektrotraktion verwendet, da spezielle Kraftwerke bzw. Anteile an Anlagen zur Bahnstromerzeugung dienten. Seit den 1990er Jahren werden jedoch erhebliche Anteile von Bahnstrom direkt aus dem öffentlichen Netz gekauft (und dann auf die notwendige Frequenz umgeformt), und die Datenbasis für den Brennstoffeinsatz und die Emissionen der „Bahn“-Anlagen werden nicht in öffentlich zugänglichen Datenbasen eingepflegt.

terschiedlichen Brennstoffen, Emissionsfaktoren und Nutzungsgraden erfolgt. Die Datengrundlage hierzu ist in UBA-ZSE theoretisch gegeben.

¹⁶ Der Arbeitskreis Methodik des Netzwerks Lebenszyklusdaten führt eine Teilstudie zu „Partialmodell vs. Totalmodell“ durch, in der die Art der Gesamtbilanzierung zwischen der „deutschen“ Vorgehensweise (Berechnung von Partialmodellen) und dem „schweizerischen“ Modell (Totalmodell mittels der „rechnenden Datenbank“ á laecoinvent) untersucht wird.

¹⁷ Daten zu den stofflichen Inputs für die Herstellung der Gütertransportsysteme und deren Infrastrukturen (Bahntrassen, Pipelines usw.) sind für Bilanzen 3. Ordnung nötig.

Daher wird eingedenk der Gesamtunsicherheiten des im Projekt entwickelten Strommix-Datensatzes von einer expliziten Teilmodellierung der Bahnstromerzeugung abgesehen¹⁸.

Sofern der AK Verkehr auf fortschreibbare und validierte Daten für die Bahnstromerzeugung (Brennstoffeinsatz, Emissionsfaktoren) zurückgreifen kann, sollte dies dennoch in die Modellierung einbezogen werden und kann dann zur Begründung künftiger Vereinfachungen dienen.

3.5.2 Mineralische Rohstoffe und Baustoffe

Die für die 3. Bilanzierungsstufe notwendigen Daten zum Herstellungsaufwand von Kraftwerken sowie den stofflichen Inputs in Infrastrukturen für deren Brennstoffinputs (Bahntrassen, Pipelines usw.) und die „Fortleitung“ des Outputs (Stromtrassen und -kabel sowie Transformatoren) zu den Stromabnehmern sowie der Abriss und die Entsorgung der Stromerzeugungsanlagen müssen datenseitig mit den Ergebnissen der Arbeitskreis zu Metallen und Baustoffen gekoppelt werden (zu Datengrundlagen über den Effekt des Stromtransports siehe Kapitel 1.7).

Dabei ist zu beachten, dass für einige Teile der energieintensiven Branchen nicht allein von „mittlerem“ Netzstrom in Deutschland ausgegangen werden kann, sondern für Branchen „Teilkraftwerksparks“ definiert werden können, die z.B. Grundlaststrom bereitstellen. Hinzu kommt, dass aufgrund der stark international gestalteten Organisation vieler Branchen die Vorlieferanten und VorproduktHersteller im Ausland tätig sind und entsprechend andere Vorketten für deren Stromnachfrage berücksichtigt werden sollten.

Damit ergibt sich die *Anforderung*, den Strommix weiter zu disaggregieren bzw. auszuweiten im Hinblick auf

- funktionale bzw. zeitliche Charakteristiken (Sommer/Winter- sowie Grund/Spitzenlast-Anteile) sowie
- nationale Kraftwerksparks bzw. regionale Aggregate (z.B. EU-, GUS- und US-Strommix) und
- deren Verschneidung (z.B. Grundlaststrom in der EU oder den USA).

Diese Anforderung führt jedoch im Hinblick auf die Fortschreibbarkeit und Validierung zu erheblichen Problemen:

- „Unterhalb“ der nationalen Strommix-Daten sind *keine* industrieunabhängigen Grundlageninformationen verfügbar, aus denen sich belastbare Aussagen zu den o.g. Fragen ableiten ließen¹⁹.
- Die Verwendung von – nicht transparenten und nicht unabhängig validierten – Annahmen z.B. der Aluminiumindustrie über „ihren“ Strommix würde zu *erheblichen Verzerrungen* bei der Verwendung des „Restmixes“ für die anderen Stromverbraucher führen.

18 Einzelrechnungen mit GEMIS für die Effekte einer expliziten Modellierung versus mittlerem Strommix ergaben z.B. für die Steinkohleverstromung Unterschiede von weniger als 1 Promille für Treibhausgase und versauernde Luftschadstoffe.

19 Dies gilt nicht für die industrielle Eigenstromerzeugung. Sollten z.B. Aluminiumhütten über eigene Wasserkraftwerke verfügen und deren Erzeugung direkt für die Elektrolyse einsetzen, so sollte dieser Anteil selbstverständlich verrechnet und nur der notwendige „Restbezug“ aus dem öffentlichen Netz angenommen werden.

- Da die Grundlaststromerzeugung in Deutschland zum Großteil auf Wasserkraft, nuklearen Anlagen und Braunkohle beruht und nur in geringem Maß aus Steinkohle und Erdgas abstellt, liegt z.B. die spezifische Treibhausgasmenge pro kWh Grundlaststrom *deutlich unter* dem nationalen Mix.
- Würde nun die Aluminium-, Chlor-, Kupfer- und Stahlindustrie ihre Bezüge vorrangig über dieses Grundlastmix decken, so müsste für *alle anderen* Verbrauchergruppen die entsprechend höhere spezifische Emission für den „Reststrom“ angenommen werden, um weiterhin zu konsistenten Aussagen über die Stromerzeugung insgesamt zu kommen.

Eine „einseitige“ Allokation bestimmter Stromerzeugungsteilmengen auf einzelne Verbrauchergruppen erscheint aus Sicht der Verfasser *nicht* gerechtfertigt. Daher ist hier eine klare gemeinsame Definition der Annahmen für die Zurechnung von Strom zu (energieintensiven) Produktionsverfahren notwendig. Aus Sicht der vorliegenden Studie sollte diese Schnittstelle über den jeweiligen nationalen Mix der Erzeugung definiert und über die Importanteile der jeweiligen Stoffe international gewichtet werden.

3.5.3 Reststoff- und Abfallbehandlung

Für die 2. Bilanzierungsstufe sind die Effekte der Entsorgung von Reststoffen aus der Stromerzeugung zu beachten.

Der Transport der Reststoffe erfolgt oft per Elektrotraktion (vergleiche oben), und für den Betrieb von Entsorgungseinrichtungen (z.B. Recycling und Deponien) sind Hilfsstromeinsätze notwendig, die zumindest teilweise aus dem öffentlichen Netz gedeckt werden.

Entsorgungsprozesse sind aufgrund des Dauerbetriebs auf den ersten Blick als Grundlastnachfrager einzuschätzen, jedoch können wegen der Zeitcharakteristik der internen Abläufe (z.B. Befüllen von Bunkern; Beleuchtung und Klimatisierung) auch Spitzenlastnachfragen auftreten.

Die Stromnachfrage für Gebläse, Pumpen usw. kann als Mittellast-Nachfrage eingestuft werden, wenn über Puffer (z.B. Tanks) oder Schwellenwerte (z.B. Immissionskonzentrationen) eine „Taktung“ der Nachfrage erfolgt.

Insgesamt erscheint es aus Sicht der Verfasser nicht sinnvoll möglich, eine lastdifferenzierte Aussage zum Strombedarf der Entsorgung zu leisten. Daher wird vorgeschlagen, hier stets vom nationalen Erzeugungsmix auszugehen²⁰.

Die bei der Entsorgung entstehenden Nebenprodukte (z.B. Klär- und Deponiegas) dienen meist der Eigenstromerzeugung, jedoch können über Lieferverträge daraus auch Inputs für die öffentliche Stromerzeugung entstehen. In diesem Fall ist eine Allokation der „Lasten“ notwendig, oder eine implizite Allokation 2. Ordnung durch Einbindung dieser Brennstoffe in ein Energie- und Stoffstromnetz. Aufgrund der Datenlage erscheint es aus Sicht der hier interessierenden öffentlichen Stromerzeugung sinnvoll, die relativ geringen Mengen an Klär- und Deponiegas *ohne* Vorkette zu bilanzieren. Beispielrechnungen mit GEMIS haben gezeigt,

²⁰ Zur Diskussion der Auswirkungen verschiedener Teilkraftwerksabgrenzungen auf den Strommix siehe z.B. PSI (1998).

dass damit ein Bilanzfehler für z.B. Treibhausgase von unter 10^{-4} einhergeht, d.h. weniger als 0,1 Promille²¹.

Diese Vereinfachung kann daher eingedenk der Gesamtunsicherheit der Ergebnisse zumindest so lange aufrecht erhalten werden, wie nicht Umweltindikatoren der „erweiterten“ oder „sonstigen“ Liste interessieren. Für diese wäre noch zu prüfen, ob nicht gerade Deponie- und Klärgas besondere Beiträge zur Bildung bzw. Freisetzung liefern könnten.

3.6 Vorkettendaten für die Stromerzeugung

Das folgende Kapitel illustriert die quantitative Wirksamkeit der verschiedenen „tiefen“ Bilanzierung der Stromerzeugung anhand von Beispielrechnungen mit dem Modell GEMIS Version 4.4. Dabei wird über die in Kapitel 1 dargestellten Emissionen des deutschen Strommixes für die 1. Bilanzstufe hinaus beleuchtet, wie sich die Einbeziehung

- der Brennstoffbereitstellung und Entsorgung (2. Stufe) sowie
- der Materialvorleistungen und der Entsorgung (3. Stufe)

auf die Emissionen an Treibhausgasen (als CO₂-Äquivalente) am Beispiel der Steinkohleverstromung auswirken. Da die Vorketten in Kapitel 2 noch nicht harmonisiert werden konnten und somit kein Vergleich mit den harmonisierten Betriebsemissionen möglich ist, wurde hier ein willkürliches Beispiel aus der Datenbank GEMIS herausgegriffen.

3.6.1 Einbeziehung der Vorketten für die Energieträgerbereitstellung

Die folgende Tabelle zeigt die Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung aus Steinkohle, differenziert nach Förderung und Kraftwerk, jedoch ohne anteilige Transporte, Materialvorleistung und Entsorgung. Die Darstellung differenziert zwischen heimischer (deutscher) Steinkohle und Importkohle aus Südafrika.

Tabelle 3.2 Effekte der Energieträger-Vorketten (2. Stufe) ohne Transporte

Inlandskohle	CO ₂ -Äq.	Anteile
	g/kWh _{el}	%
Referenz: Kraftwerk allein (direkt)	878	100,0 %
Option Kohle-Förderung	147	16,8 %
Option Kraftwerk + Kohle-Förderung	1.025	116,8 %

Importkohle (Südafrika)	CO ₂ -Äq.	Anteile
	g/kWh _{el}	%
Referenz: Kraftwerk allein (direkt)	821	100,0 %
Option Kohle-Förderung	82	10,0 %
Option Kraftwerk + Kohle-Förderung	903	110,0 %

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS v4.4

²¹ In diesen Beispielrechnungen wurden als Vorketten die Materialaufwendungen für den Bau der Anlagen einbezogen.

Die 2. Bilanzstufe erhöht schon ohne Transporte die direkten Emissionen des Kraftwerks (1. Stufe) für deutsche Kohle um ca. 17 %, beim Kraftwerk für Importkohle sind es rund 10 %.

Der Unterschied liegt in der Fördertechnik begründet, die in Deutschland im Tiefbau und bei den Importen überwiegend im Tagebau – und damit weniger energie- und emissionsintensiv – erfolgt.

Werden die Transporte mit einbezogen, so ergibt sich folgendes Bild.

Tabelle 3.3 Effekte der Energieträger-Vorketten (2. Stufe) mit Transporten

Inlandskohle	CO₂-Äq.	Anteile
	g/kWh_{el}	%
Referenz: Kraftwerk allein (direkt)	878	100,0 %
Option Kohle-Förderung	147	16,4 %
Option Transport bis Kraftwerk	3	0,3 %
Option Kraftwerk + Kohle-Förderung + Transport	1.028	117,0 %

Importkohle (Südafrika)	CO₂-Äq.	Anteile
	g/kWh_{el}	%
Referenz: Kraftwerk allein (direkt)	821	100,0 %
Option Kohle-Förderung	82	10,0 %
Option Transport bis Kraftwerk	46	5,6 %
Option Kraftwerk + Kohle-Förderung + Transport	949	116,0 %

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS v4.4

Die Einbeziehung der Transporte erhöht die THG-Emissionen des Kraftwerks um ca. 0,2 %-Punkte (117,0 statt 116,8 %) für heimische Förderung und um 6 %-Punkte (116 statt 110 %) für Importkohle. Ein größerer Effekt würde sich bei den versauernden Schadstoffen zeigen, da hier die Transportprozesse (insbesondere Überseeschiff für Importkohle) deutlich emissionsintensiver sind. Bei den THG-Emissionen spielt der Schiffstransport dagegen kaum eine Rolle.

3.6.2 Einbeziehung der Vorketten für die Materialbereitstellung zur Anlagenherstellung

Wird der vorstehende Vergleich nun für die 3. Stufe um die Materialherstellung für die Kraftwerke sowie die Transportprozesse und Förderanlagen erweitert, so zeigt die folgende Tabelle die Ergebnisse.

Tabelle 3.4 Effekte der Energieträger-Vorketten (3. Stufe) mit Transporten und Materialvorleistungen

Inlandskohle	CO₂-Äq.	Anteile
	g/kWh_{el}	%
Referenz: Kraftwerk allein (direkt)	878	100,0 %
Option Kohle-Förderung	147	16,4 %
Option Transport bis Kraftwerk	3	0,3 %
Option REA/DeNO _x -Inputs	2	0,3 %
Option Bauvorleistung (Material zur Herstellung)	6	0,6 %
Option Kraftwerk + Kohle-Förderung + Transport + REA/DeNO_x + Material	1.036	118,0 %

Importkohle (Südafrika)	CO₂-Äq.	Anteile
	g/kWh_{el}	%
Referenz: Kraftwerk allein (direkt)	821	100,0 %
Option Kohle-Förderung	82	10,0 %
Option Transport bis Kraftwerk	46	5,6 %
Option REA/DeNO _x -Inputs	27	3,3 %
Option Bauvorleistung (Material zur Herstellung)	7	0,8 %
Option Kraftwerk + Kohle-Förderung + Transport + REA/DeNO_x + Material	983	120,0 %

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS v4.4

Die Materialvorleistungen und REA/DeNO_x-Inputs erhöhen die THG-Emissionen des Kraftwerks um ca. 1 %-Punkt (118,0 statt 117 %) für heimische Förderung und um 4 %-Punkte (120 statt 116 %) für Importkohle.

3.6.3 Einbeziehung der Entsorgung

Für Bilanzen der 3. Stufe können auch die Entsorgung der Reststoffe sowie der anteilige Transport berücksichtigt werden. Die Ergebnisse zeigt die folgende Tabelle.

Tabelle 3.5 Effekte der Energieträger-Vorketten (3. Stufe) mit Transporten, Materialvorleistungen und Reststoff-Entsorgung

Inlandskohle	CO₂-Äq.	Anteile
	g/kWh_{el}	%
Referenz: Kraftwerk allein (direkt)	878	100,0 %
Option Kohle-Förderung	147	16,4 %
Option Transport bis Kraftwerk	3	0,3 %
Option REA/DeNO _x -Inputs	2	0,3 %
Option Bauvorleistung (Material zur Herstellung)	6	0,6 %
Option Entsorgung Reststoffe Kraftwerk	50	5,8 %
Option Kraftwerk + Kohle-Förderung + Transport + REA/DeNO_x + Material + Deponie	1.086	124,0 %

Importkohle (Südafrika)	CO₂-Äq.	Anteile
	g/kWh_{el}	%
Referenz: Kraftwerk allein (direkt)	821	100,0 %
Option Kohle-Förderung	82	10,0 %
Option Transport bis Kraftwerk	46	5,6 %
Option REA/DeNO _x -Inputs	27	3,3 %
Option Bauvorleistung (Material zur Herstellung)	7	0,8 %
Option Entsorgung Reststoffe Kraftwerk	93	11,4 %
Option Kraftwerk + Kohle-Förderung + Transport + REA/DeNO_x + Material + Deponie	1.076	131,0 %

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS v4.4

Die Einbeziehung der Deponierung der Kraftwerksasche sowie der Transport der Entschwefelungsreststoffe führt zu einer Erhöhung der Gesamt-THG-Emissionen der Stromerzeugung aus deutscher Kohle um +6 % (124 statt 118 %) bzw. bei Importkohle +11 % (131 statt 120 %).

3.7 Offene Fragen und Ausblick

Die vorliegende Arbeit hat im Hinblick auf die künftige Verbesserung der Datengrundlagen und Methodik für Lebenszyklusanalysen der deutschen Stromerzeugung eine Reihe von Ansatzpunkten ergeben, die im Folgenden kurz skizziert werden.

Datenverbesserungen für importierte Energieträger

Bei der Bereitstellung importierter Energieträger und die dortigen Vorketten sollten die wichtigsten Lieferregionen analog zur GEMIS-Datenbank erfasst und öffentlich zugänglich aufbereitet werden. Dies könnte einerseits vom UBA als Erweiterung in die ZSE-Datenbank eingepflegt und validiert werden, so dass auch eine Fortschreibung sichergestellt wäre. Andererseits könnten von Seiten der EU (insbesondere EEA) und der IEA die entsprechenden Grunddaten öffentlich bereitgestellt werden, so dass auch unabhängig vom UBA die Daten

zur Verfügung stünden. Dies könnte z.B. so erfolgen, dass auf Basis des Europäischen Schadstoffemissionsregisters (EPER) zukünftig für jedes EU-Land die relevanten Kraftwerke durch die EEA im Rahmen der jeweiligen nationalen Schadstoffinventare dargestellt werden.

Generell ist darauf hinzuweisen, dass sich aufgrund ändernder energie- und weltwirtschaftlicher Rahmenbedingungen auch die Anteile der Vorketten an der Gesamtbelastung ändern werden. So würde der Anteil der Vorkette an den Treibhausgasen z.B. durch vermehrte Nutzung von Ölsänden oder durch den Ersatz von Kohle durch Erdgas ansteigen, während er durch den abnehmenden Beitrag der Steinkohle am Versorgungsmix reduziert würde.

Datenverbesserungen für den Brennstoffeinsatz

Die vorliegende Datenbasis von UBA-ZSE sollte im Hinblick auf die „De-Allokation“ der zugrunde liegenden AGEB-Daten²² zum Brennstoffeinsatz bei der KWK-Stromerzeugung verbessert werden, um die KWK-Stromanteile der öffentlichen Stromerzeugung (inkl. Zurechnung KWK-Anteile der Industrieübergabeleistung) für andere Allokationslogiken aufzubereiten. Weiterhin könnten die für die künftige Fortschreibung notwendigen Daten bei der Novellierung des KWK-Gesetzes Berücksichtigung finden und entsprechende Berichtspflichten in der Novelle vorgesehen werden.

Verbesserung der Vorkettendaten für Erneuerbare Energien

Eine methodische Lücke ergibt sich hinsichtlich der spezifischen Materialvorleistungen der Erneuerbaren Energien, die zukünftig einen steigenden Anteil am Strommix darstellen werden. Während für die jetzige Infrastruktur gängige Materialien wie z.B. Aluminium, Kupfer und Stahl benötigt werden, die als Standardmaterialien von anderen Arbeitskreisen bilanziert/harmonisiert werden dürften, ist das bei vielen Materialien für EE nicht der Fall (z.B. Platin, Thermoöl, Düngemittel). Es sollte die Relevanz dieser Materialien für die Ergebnisse von Lebenszyklusanalysen erarbeitet werden.

Verbesserte Bilanzierung des Stromtransports

Angesichts der für die Liberalisierung und Dezentralisierung des Strommarktes immer bedeutender werdenden Stromnetze wäre sowohl für Deutschland als auch EU-weit eine Bilanzierung der Stromnetze sinnvoll.

Methodische Absicherung des transnationalen Stromhandels und des Stromtransits

Eng verknüpft mit dem vorigen Punkt ist die methodisch konsistente Abbildung der Stromexport- und -importe sowie der darin enthaltenen Transitmengen. Bisher liegen nur öffentlich zugängliche Grunddaten für die Salden des Außenhandels mit Strom vor, sowie einzelne, zeitpunktbezogene Daten zur Lastflüssen im Verbundnetz (z.B. für ausgewählte Höchstlasttage). Bei künftig steigenden Mengen an grenzüberschreitend gehandeltem Strom ist eine Gesamtbilanzierung aller Erzeugungs- und Bezugsmengen für das gesamte UCTE-Netz erforderlich.

Verwendung der Methodik für andere Länder

Die für die deutsche Strommix-Studie gewählte Vorgehensweise könnte als Vorbild dienen für eine zukünftige Erstellung eines harmonisierten Datensatzes des europäischen Strommixes

²² Für die AGEB-Daten selbst wäre zudem zu überprüfen, wie sich der Informationsfluss darstellt und wer welche Verarbeitung der Daten in welcher Form durchführt.

oder weiterer „Länder-Strommixe“ insbesondere in den IEA-Ländern sowie relevanten Energie-Exporteuren (z.B. Indonesien, Kolumbien).

Etablierung UBA-ZSE basierter Emissionsinventare außerhalb der Stromerzeugung

Die hier konzipierte Schnittstelle zu den UBA-ZSE Daten sollte auch für weitere (Teil-) Sektoren und emissionsrelevante Grundprozesse versucht werden. Dazu bieten sich neben den (Groß-)Feuerungen für industrielle Prozesswärme vor allem die UBA-Daten für die direkten Emissionen energieintensiver Grundstoffe (Aluminium, Chlor, Düngemittel, Kupfer, Stahl, Zement) an. Diese Daten könnten in die entsprechenden Arbeiten der Netzwerk-Arbeitskreise einfließen.

4 Review

Die einzelnen Zwischenberichte wurden einem jeweiligen Review unterzogen. Maßstab für das Review waren das Gesamtziel und die in der Vorhabensbeschreibung formulierten Teilziele der Studie. Insbesondere aus den dort vorgegebenen Aufgaben der Wissenschaftlichkeit leiten sich weitere Vorgaben ab. Es war nicht Aufgabe des Reviews, gegen ISO 14040 oder andere bestehende Normen zu prüfen. Dies ergibt sich aus der Aufgabenstellung der Studie (Erstellen der *Grundlagen* für einen fortschreibbaren Datensatz, nicht Erstellung eines Datensatzes).

Die im Review konkret angewendeten Bewertungskriterien wurden im Lauf der Studie entwickelt und in einer Sitzung des Arbeitskreises Energie abgestimmt:

- Allgemeine Kriterien wissenschaftlicher Arbeit (Transparenz, Nachvollziehbarkeit, Objektivität, Konsistenz, etc.)
- Sachliche und methodische Korrektheit
- Konsistenz mit Festlegungen des AK Methodik im Netzwerk Lebenszyklusdaten
- „Szenarienfähigkeit“ (Eignung für die Definition unterschiedlicher Szenarien)
- Eignung für eine Fortschreibung

Vorläufige Ergebnisse des Reviews wurden ebenfalls in einer Arbeitskreissitzung vorgestellt, diskutiert, und anschließend direkt mit den Autoren abgestimmt. Das später vorliegende dritte Arbeitspaket der Studie wurde ohne ein direktes Treffen bearbeitet.

Die Anmerkungen aus dem Review wurden im Wesentlichen in der Überarbeitung der Kapitel berücksichtigt. Eine detaillierte Auflistung erscheint daher an dieser Stelle müßig.

Folgende, über diese Studie hinausgehende Empfehlungen aus dem Review seien jedoch abschließend genannt:

- Es gibt bisher kein im Netzwerk angewendetes einheitliches Schema zur Beschreibung von Datenquellen; mögliche „Attribute“ eines derartigen Schemas könnten sein: Zugänglichkeit, Inhalt, Anbieter, methodische Besonderheiten. Ein derartiges Template zur Beschreibung der Datenquellen scheint im Sinne einer Nachnutzbarkeit von erhobenen Daten sinnvoll und notwendig.
- Energieträger haben jeweils sehr unterschiedliche Lebenswege. Umweltauswirkungen der einzelnen Abschnitte können sich stark unterscheiden (Beispiel: Anteil des Betriebsmittels bei Stromerzeugung aus Wind und Kohle). Eine einheitliche Behandlung der Lebenswege wird daher den Anforderungen einer konsistenten Abbildung der Umweltauswirkungen nicht gerecht. Hieraus ergeben sich zwei Konsequenzen. Zum einen könnte in einer einheitlichen Darstellung die Modellierung der Lebenswege für einen Datensatz dokumentiert werden. Zum anderen könnten, aufbauend auf abgestimmten Datensätzen, langfristig die Umweltauswirkungen, möglicherweise unterschieden nach deren Arten und Kategorien, in einzelnen Abschnitten dargestellt werden. Beides zusammen würde in der praktischen Anwendung helfen (welche Abschnitte im Lebensweg müssen modelliert werden?) und zum anderen einen einfachen Qualitätscheck von Datensätzen zulassen (ist das Notwendige enthalten?).

Literaturverzeichnis

Kraftwerke

- AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.) 2005a: Heizwerte der Energieträger und Faktoren für die Umrechnung von spezifischen Mengeneinheiten in Wärmeeinheiten zur Energiebilanz 2000. Stand: November 2005. Berlin/Köln.
- AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.) 2007: Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland (Stand: September 2006). <http://www.ag-energiebilanzen.de/> . Berlin/Köln. 10.02.2007.
- BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) 2005a: Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung. Stand Juni 2005. Berlin. <http://www.erneuerbare-energien.de/> . 25.09.2006.
- Dreher, Marion 2002: Zentrales System Emissionen des Umweltbundesamtes. Vortrag auf dem UBA-Auftakt-Workshop „Erstellung einer Datenbasis für Treibhausgas-Emissionsfaktoren in Deutschland“ am 17.09.2002. <http://www.umweltbundesamt.de/emissionen/0902-1/ws0902vt.htm> . 10.02.2007. Berlin.
- Enercon 2006a: U. Kaufmess, Fa. Enercon, telefonische Auskunft vom 25.08.06.
- ÖKO (Öko-Institut), IZES (Institut für ZukunftsEnergieSysteme) 2006: Umwelteffekte der Strom- und Wärmebereitstellung sowie Kraftwerksnutzung: Zeitreihen von 1990 bis 2004. Überarbeiteter Endbericht. Darmstadt.
- Patyk, Andreas; Corradini, Roger; Krimmer, Alex; Faltenbacher, Michael 2003: Status-Übersicht: LCA-Daten „Kraftwerkskohle“. Vorstudie erstellt im Auftrag des Netzwerks Lebenszyklusdaten, Arbeitskreis Energie. Entwurf. Heidelberg, München, Stuttgart.
- Pick, Erich; Wagner Hermann-Josef 1998: Beitrag zum kumulierten Energieaufwand ausgewählter Windenergiekonverter. Bochum.
- UBA (Umweltbundesamt) 2006a: Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990-2004. Climate Change Nr. 03/06 - Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen 2006. <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3040.pdf> . 10.02.2007. Dessau.
- UBA (Umweltbundesamt) 2006b: Internetseite der Deutschen Emissionsfaktoren Datenbank (GEREF). <http://geref.uba.de/> . 10.02.2007. Dessau.
- UBA (Umweltbundesamt) 2006c: Primärdaten-Datei des „Zentralen Systems Emissionen“ (ZSE). Datenübermittlung im Rahmen der Studie von ÖKO und IZES (2006), Stand April 2006.
- VDI 4600: VDI-Richtlinie Kumulierter Energieaufwand. Beispiele. Stand Juni 1998.
- VIK (Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.) 2006: Statistik der Energiewirtschaft. Essen.

Netze

- ENBW (EnBW AG) 2003: Netznutzungsentgelte der ehemaligen NWS Regional AG & Co. KG, Stand Januar 2003.
- E.ON (E.ON Netz AG) 2006: Netzkennzahlen für das Jahr 2005, Netzverluste, Stand 2006.
- Macharey, U; Borchard, T.; Maurer, C. ; Haubrich, H.-J. ; Schnettler, A.; Smolka, T.; Merten, D.; Mitze, D.; Ramesohl, S.; Vennegeerts, H.; Zimmer, C. 2006: Die nachhaltige Entwicklung der Stromversorgung in Deutschland – Verteilungsnetze bei steigender dezentraler Erzeugung.

traler Energiewandlung im Energieland NRW. VDE Kongress, 23.-25. Oktober 2006, Aachen.

Oeding, D.; Oswald, B.R. 2004: Elektrische Kraftwerke und Netze. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg.

RWE (RWE Transportnetz Strom) 2006: Veröffentlichungen nach §10 sowie §27 StromNEV vom Internet-Informationsserver www.rwe.com, Stand April 2006.

Vattenfall (Vattenfall Europe AG) 2006: Durchschnittsverluste je Netz- und Umspannebene in %, www.vattenfall.de, Netzinformationen, Technische und energiewirtschaftliche Daten, Stand April 2006.

Steinkohle

AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.) 2005a: Heizwerte der Energieträger und Faktoren für die Umrechnung von spezifischen Mengeneinheiten in Wärmeeinheiten zur Energiebilanz 2000. Stand: November 2005. Berlin/Köln.

AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.) 2005b: Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung in Deutschland. <http://www.ag-energiebilanzen.de/>. Berlin/Köln. 10.02.2007.

BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) 2003: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002. Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien. Heft XXVIII. Hannover.

Fritsche, U.R. 2003 Energiebilanzen und Treibhausgas-Emissionen für fossile Brennstoffketten und Stromerzeugungsprozesse in Deutschland für die Jahre 2000 und 2020. Bericht für den Rat für Nachhaltige Entwicklung. Öko-Institut (Institut für angewandte Ökologie e.V.). Darmstadt.

GVST (Gesamtverband des Deutschen Steinkohlebergbaus) 2006: Steinkohlebergbau in Deutschland. Essen.

Hinrichs, Wilfried 1999: Stoffmengenflüsse und Energiebedarf bei der Gewinnung ausgewählter mineralischer Rohstoffe – Teilstudie Steinkohle. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR). Hannover.

IEA (International Energy Agency) 2002: Energy Statistics of OECD Countries 1999-2000, 2002 Edition, Paris.

IER 2006: Eigene Berechnungen.

Röder, A.; Bauer, C.; Dones, R. 2004: Kohle. In: Dones, R. (Ed.) et al.: Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz. Final report ecoinvent 2000 No. 6-VI. Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories. Dübendorf/CH.

RWE 2005. Weltmarkt für Steinkohle. Ausgabe 2005. RWE Power. Köln, Essen.

Statistik Kohle (Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.) 1994: Energieverbrauch des Steinkohlebergbaus 1993. Essen und Köln.

Statistik Kohle (Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.) 2006a: Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung in Deutschland. Essen und Köln.

Statistik Kohle (Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.) 2006b: Kohleimport nach Lieferländern. Essen und Köln.

Statistik Kohle (Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.) 2006c: Der Kohlebergbau in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 2004. Essen, November 2005.

VDKI (Verein Deutscher Kohleimporteure) 2006: Jahresbericht 2005. Hamburg.

Weyer, Th. 2001: Flächeninanspruchnahme durch Aktivitäten des Steinkohlebergbaus. Studie der RWTH Aachen. Im Auftrag der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR). Aachen/Braunschweig.

Braunkohle

AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.) jährlich: Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland. Jährlich für (aktuelles Jahr - 2 bis 3 Jahre). <http://www.ag-energiebilanzen.de/>. Berlin/Köln. 10.02.2007.

Kohle (Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.) jährlich: Zahlen zur Kohlenwirtschaft. Essen, Köln. Jährlich für Vorjahr.

Röder, A.; Bauer, C.; Dones, R. 2004: Kohle. In: Dones, R. (Ed.) et al.: Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz. Final report ecoinvent 2000 No. 6-VI. Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories. Dübendorf/CH.

Erdgas

AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.) 2007: Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland (Stand: September 2006). <http://www.ag-energiebilanzen.de/>. Berlin/Köln. 10.02.2007.

AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.) jährlich: Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland. Berlin/Köln. Jährlich für (aktuelles Jahr - 2 bis 3 Jahre). <http://www.ag-energiebilanzen.de/>. Berlin/Köln. 10.02.2007.

ASUE (Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.) 2004: Gasinstallation: Tipps für die Praxis – Begriffe, Daten, technische Regeln.

Bauer, H.; Schmittinger, C. 1996: Prozesskettenanalyse und Verfügbarkeit von Erdgas als Kraftstoff für Fahrzeuge, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München, Oktober 1996.

Beer, M. et al. 2006: EduaR&D - Ganzheitliche dynamische Bewertung von KWK mit Brennstoffzellen, Forschungsvorhaben gefördert durch das BMWi (FKZ: 0328000A), Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München.

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie) 2006: Zahlen und Fakten – Energiedaten – nationale und internationale Entwicklung, Stand: Mai 2006.

Dittmann, A.; Zschernig, J. 1998: Energiewirtschaft, Teubner, Stuttgart.

e.on ruhrigas 2006: www.erdgasinfo.de, Stand: März 2006.

Faist Emmenegger M., Heck T.; Jungbluth N. 2003: Erdgas. In: Dones, R. (Ed.) et al., Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz. Final report ecoinvent 2000 No. 6-V, Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH. Online: www.ecoinvent.ch.

Lechtenböhrer, S. et al. 2005: Treibhausgasemissionen des russischen Erdgas-Exportpipeline-Systems, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie, Februar 2005.

Lenz, J. 2005: Situation der Erdgasversorgung in Deutschland und Europa, e.on ruhrigas, Mittelbrunn, 25.11.2005.

StBA (Statistisches Bundesamt) 2006: Ausgewählte Zahlen zur Energiewirtschaft – Dezember 2005. Fachserie 4, Reihe 6.5, Wiesbaden, frühere Jahre und 2006.

Mineralöl

AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.) jährlich: Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland. Berlin/Köln. Jährlich für (aktuelles Jahr - 2 bis 3 Jahre). <http://www.ag-energiebilanzen.de/> . Berlin/Köln. 10.02.2007.

EEA (European Environment Agency) 2007: EPER - the European Pollutant Emission Register, <http://www.eper.cec.eu.int/> . 12.02.2007.

IFEU 2006: Eigene Berechnungen.

IPPC (Intergovernmental Panel on Climate Change) 2003: Integrated Pollution Prevention and Control – Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries, Seville 2003.

Jungbluth N. 2004: Erdöl. In: Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz (Ed. Dones R.). Final report ecoinvent 2000 No. 6-IV, Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Duebendorf, CH.

LBP 2006: Eigene Berechnungen.

MWV (Mineralölwirtschaftsverband) jährlich: Mineralöl-Zahlen. Jährlich für Vorjahr. Hamburg.

ÖKO (Öko-Institut - Institut für angewandte Ökologie e.V.) (Hrsg.) 1994: Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), Version 2.1: Aktualisierter und erweiterter Endbericht Darmstadt/Freiburg/Berlin/Kassel. <http://www.oeko.de/service/gemis/de/material.htm> . 10.02.2007.

ÖKO (Öko-Institut - Institut für angewandte Ökologie e.V.) und GHK (Gesamthochschule Kassel) (Hrsg.) 1989: Umweltwirkungsanalyse von Energiesystemen: Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS). Endbericht. Darmstadt/Kassel. <http://www.oeko.de/service/gemis/de/material.htm> . 10.02.2007.

Shell 1994: Erdöl- und Erdgasförderung im Offshore-Bereich. Shell Briefing Service, 1/1994, Hamburg.

Kernenergie und Uranbereitstellung

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) 2004a: Umweltraadioaktivität und Strahlenbelastung (Jahresbericht 2004). www.bfs.de/bfs/druck/uus/JB_archiv.html . Bonn. 01.02.2007.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) 2005b: Gemeinsames Übereinkommen über die Sicherheit der Behandlung abgebrannter Brennelemente und über die Sicherheit der Behandlung radioaktiver Abfälle. Berlin.

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie) 2004: Gesamtausgabe der Energiedaten. <http://bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Energiestatistiken/> . Berlin 23.02.2007.

BfS (Bundesamt für Strahlenschutz) 2007: Abfallmengen / Prognosen. www.bfs.de/transport/endlager/abfall_prognosen.html . Salzgitter. 01.02.2007.

Bundestag 1998: Deutsche Beteiligung am weltweiten Uranabbau und Uranhandel. Drucksache 13/11321. Deutscher Bundestag, Berlin.

Bundestag 2001: Transporte und Lagerung von Uranhexafluorid in der Bundesrepublik Deutschland. Drucksache 14/6692, Deutscher Bundestag, Berlin.

Fromme, Jörg 2005: Räumliche Implikationen von Regenerativ-Energieszenarien für die langfristige Entwicklung des deutschen Stromversorgungssystems. Dissertation. Dortmund.

GRS (Gesellschaft für Reaktorsicherheit) 1989: Deutsche Risikostudie Kernkraftwerke, Phase B. Köln.

Urenco 2006: <http://www.urencocom/> . Oktober 2006.

Erneuerbare Energien

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (Hrsg.) 2004b: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. In: Reihe Umweltpolitik. Köllen Druck. <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/5650/main/> . 10.02.2007.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) 2006: Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung. Stand Dezember 2005. Berlin. <http://www.erneuerbare-energien.de/> . 25.09.2006.

ChrystalClear 2007: EU-IP CrystalClear – The next generation in crystalline silicon technology. <http://www.ipcrystalclear.info/>

DEWI (Deutsches Windenergie-Institut) 2006: Wind Energy Use in Germany – Status 30.06.2006. August 2006.

ECLIPSE (Environmental and Ecological Life Cycle Inventories for present and Future Power Systems in Europe) 2004: Public results. http://88.149.192.110/eclipse_eu/pubres_over.html 10.02.2007.

ECN (Energy research Center of the Netherlands) 2007: R&D programme solar energy. Petten. <http://www.ecn.nl/en/zon/rd-programme/> . 10.20.2007.

Enercon 2006b: Windblatt, Ausgabe 2/2006.

Geuder, Norbert 2004: Energetische Bewertung von WKA. April 2004.

LEE 2006: Eigene Berechnungen.

NEEDS (New Externalities Development for Sustainability) 2007: Research Stream 1a (LCA of new energy technologies). Ongoing EU-Integrated Project. <http://www.needs-project.org/> . 10.02.2007.

ÖKO (Öko-Institut - Institut für angewandte Ökologie e.V.) (Hrsg.) 2004: Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse. F&E-Vorhaben gefördert vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit im Rahmen des Zukunftsinvestitionsprogramms der Bundesregierung. Darmstadt. <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/5961/main/> . 10.02.2007.

Pick, Erich; Wagner Hermann-Josef 1998: Beitrag zum kumulierten Energieaufwand ausgewählter Windenergiekonverter. Bochum.

Pieper, F. 2003: Das Konzept von Lernkurven im Energiesektor – Beschreibung, Modellierung und Aggregation, Mai 2003.

Tryfonidou, R. 2003: Energie- und Materialeinsatz bei der Herstellung eines Getriebes MD70 in der Fa. Eickhoff. April 2003.

Methodik

AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.) 2007: Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland (Stand: September 2006). <http://www.ag-energiebilanzen.de/> . Berlin/Köln. 10.02.2007.

Fritsche, Uwe R. 2002: Anmerkungen zum „Netzwerk Lebenszyklusanalyse: Arbeitskreis Energie“; Öko-Institut, Darmstadt.

ÖKO (Öko-Institut - Institut für angewandte Ökologie e.V.); IZES (Institut für ZukunftsEnergieSysteme) 2006: Umwelteffekte der Strom- und Wärmebereitstellung sowie Kraftstoffnutzung: Zeitreihen von 1990 bis 2004; Schlussfassung des Endberichts i.A. des ZSW für die AGEESat; Darmstadt/Saarbrücken.

PSI (Paul-Scherrer Institut) 1998: Strommix in Ökobilanzen - Auswirkungen der Strommodellwahl für Produkt- und Betriebs-Ökobilanzen; Projekt GaBE: Ganzheitliche Betrachtung von Energiesystemen, PSI-Bericht Nr. 98-17, Villingen.

Ökobilanz-Software und -Datenbanken

ecoinvent: LCA database. ecoinvent-Zentrum. <http://www.ecoinvent.ch/> . Laufend.

GaBi: GaBi 4 Software-System and Databases for Life Cycle Engineering. LBP-GaBi Universität Stuttgart, PE International. Copyright, TM. Stuttgart, Echterdingen. <http://www.gabi-software.com/> . Laufend.

GaBiE: Ganzheitliche energetische Bilanzierung der Energiebereitstellung (GaBiE), Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE), München, 1996.

GEMIS: Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), Programm zur Analyse der Umweltaspekte von Energie-, Stoff- und Transportprozessen. Im Auftrag von bzw. gefördert durch verschiedene Bundes- und Landesministerien. Öko-Institut e.V., Darmstadt. <http://www.oeko.de/service/gemis/> . Laufend.

Umberto: Softwaretool zur Modellierung, Berechnung und Visualisierung von Stoff- und Energieflüssen, Institut für Umweltinformatik, Hamburg. <http://www.umberto.de/de/> . Laufend.

Abkürzungsverzeichnis

AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
AGEE	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik
AGFW	Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft
AOX	adsorbierbare organische Halogene
BaP	Benzo(a)pyren
BfS	Bundesamt für Strahlenschutz
BHKW	Block-Heizkraftwerk
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMWI	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Bq	Bequerel
BSB	biologischer Sauerstoff-Bedarf
CSB	chemischer Sauerstoff-Bedarf
DT	Dampfturbine
EEA	European Environment Agency
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EPER	European Pollutant Emission Registry
ESA	Euratom Supply Agency
GEMIS	<u>G</u> lobales <u>E</u> missions- <u>M</u> odell <u>I</u> ntegrierter <u>S</u> ysteme
GFA	Großfeuerungsanlagen
GM	Gasmaschine bzw. Gasmotor
GRKW	Grubenkraftwerk
GT	Gasturbine
GUS	Gemeinschaft unabhängiger Staaten (ehemalige Staaten der UdSSR)
GW(h)	Gigawatt(stunde)
IEA	International Energy Agency
IE	Institut für Energetik und Umwelt, Leipzig
IZES	Institut für ZukunftsEnergieSysteme, Saarbrücken
KEA	Kumulierter Energieaufwand
kW(h)	Kilowatt(stunde)
KKW	Kernkraftwerk
KW	Kraftwerk
MW(h)	Megawatt(stunde)
LCA	Life Cycle Assessment

LPG	Flüssiggas (Propan und Butan) (liquified Petroleum/Propane gas)
LNG	Flüssigerdgas (liquified natural gas)
MVA	Müllverbrennungsanlage
NMVOG	Flüchtige Kohlenwasserstoffe ohne Methan
OEBKW	Öffentliches Rohbraunkohle-Kraftwerk
OEHBKW	Öffentliches Hartbraunkohle-Kraftwerk
OEKW	Öffentliches Kraftwerk
OEKWDM	Öffentliches Kraftwerk mit Dieselmotoren
OEKWGM	Öffentliches Kraftwerk mit Gasmaschinen
OEKWGUD	Öffentliches Kraftwerk mit Gas- und Dampfturbinen
OEKWGT	Öffentliches Kraftwerk mit Gasturbinen
POPs	persistente organische Verbindungen
PV	Photovoltaik = Fotovoltaik
QSE	Qualitäts System Emissionen (des Umweltbundesamtes)
StBA	Statistisches Bundesamt
TCDD	Tetrachlordibenzodioxine
THG	Treibhausgase
THP	Treibhauspotenzial
TW(h)	Terrawatt(stunde)
UBA	Umweltbundesamt
WEA	Windenergieanlage
ZSE	Zentrales System Emissionen (des Umweltbundesamtes)
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg