

Lebenszyklusanalysen ausgewählter zukünftiger Stromerzeugungstechniken

Ein Forschungsvorhaben mit finanzieller Unterstützung des
Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit

The logo for IER (Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung) consists of the letters 'IER' in a bold, black, sans-serif font.

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung,
Universität Stuttgart



Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Stuttgart

The logo for LEE (Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft) consists of the letters 'LEE' in a bold, blue, sans-serif font.

Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft,
Ruhr-Universität Bochum

The logo for FAE (Forschungsstelle für Energiewirtschaft) consists of the letters 'FAE' in a bold, teal, sans-serif font.

Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München

Das Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit unter dem Förderkennzeichen 0327281 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Die Autoren danken dem BMWA für die finanzielle Unterstützung und dem PTJ für die freundliche Begleitung des Vorhabens.

Bearbeiterinnen und Bearbeiter:

Dr.-Ing. Sebastian Briem, Dr.-Ing. Markus Blesl, Dr. rer. pol. Ulrich Fahl, Dipl.-Ing. Michael Ohl, Dr. sc. agr. Johannes Moerschner, Dr. sc. agr. Ludger Eltrop, Prof. Dr.-Ing. Alfred Voß
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart

Dr. rer. nat. Peter Viebahn, Dr.-Ing. Wolfram Krewitt
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart

Dr.-Ing. Dirk Gürzenich, Dipl.-Ing. Rodoula Tryfonidou, Prof. Dr.-Ing. Herrman-Josef Wagner
Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft (LEE), Ruhr-Universität Bochum

Dipl.-Phys. Roger Corradini, Dipl.-Ing. Stefan Richter
Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), München

Vorwort

Vor dem Hintergrund der ambitionierten Treibhausgasminderungsziele Deutschlands kommt dem Energieumwandlungsbereich mit einem Anteil von 43 % an den jährlichen Emissionen von CO₂ in Deutschland (Jahr 2000) und innerhalb des Umwandlungsbereichs insbesondere dem Sektor der Stromerzeugung eine besondere Bedeutung zu.

Analysiert man unter Berücksichtigung der Kraftwerksneubauten in den letzten Jahren die Altersstruktur des deutschen Kraftwerksparks und bildet auf Grundlage der kraftwerkstypspezifischen Nutzungsdauern den Kapazitätsabbau ab, so lassen sich Rückschlüsse auf den zukünftigen Investitionsbedarf in diesem Bereich ableiten. Wird vereinfachend für den Bereich ohne Wind-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen ein zeitlich konstanter Leistungsbedarf in Deutschland von etwa 100 GW_{el} zugrunde gelegt und berücksichtigt man die Laufzeitbegrenzung der Kernkraftwerke, so kommt es bis zum Jahr 2030 in Deutschland zu einem Nachfrageüberhang bzw. einem Investitionsbedarf von etwa 70 GW_{el} (netto), davon bereits 12 GW_{el} (netto) bis 2010. In der EU-15 wird bis zum Jahr 2030 sogar ein notwendiger Neubau von Kraftwerkskapazitäten von über 500 GW_{el} abgeschätzt.

Der Bedarf nach neuen Kraftwerkskapazitäten stellt zugleich eine Herausforderung als auch eine Chance dar. Neben der kontinuierlichen Sicherstellung der Stromversorgung müssen gleichzeitig auch weitere Kriterien erfüllt werden, mit denen dem Konzept einer nachhaltigen Energieversorgung Rechnung getragen werden kann. In der Politik und in der Energiewirtschaft müssen damit heute Strategien entwickelt und Entscheidungen getroffen werden, die für die zukünftige und längerfristige Gestaltung der Energieversorgung Deutschlands grundlegend sind.

Schlüsselemente dieser auf die Zukunft ausgerichteten Strategieentwicklung sind hierbei die zu verschiedenen Zeitpunkten voraussichtlich zur Verfügung stehenden Stromerzeugungsoptionen. Die ausschließliche Kenntnis der heute verfügbaren Techniken genügt hierfür nicht, da damit die Fortschritte bei Forschung und Entwicklung neuer und verbesserter Stromerzeugungstechniken unberücksichtigt bleiben würden.

Sowohl in der auf regenerativen als auch auf fossilen Energieträgern beruhenden Stromerzeugung wird jedoch erwartet, dass schon in der nahen Zukunft neue Technikoptionen bereitstehen werden, aber auch heute bereits bekannte Techniken durch Optimierungen - auch bei den Fertigungsverfahren - dann mit erheblich geringeren Ressourcenverbräuchen und Umweltbelastungen als interessante Elemente einer zukünftigen Energieversorgung verfügbar sein werden.

Für die Bewertung der technischen Optionen mit Blick auf ihre mögliche Rolle in einer zukünftigen Energieversorgung müssen damit zunächst Daten verfügbar sein, die die relevanten Charakteristika der Techniken geeignet beschreiben. Während früher nur die unmittelbaren Einwirkungen eines Kraftwerks auf die Umwelt durch die betriebsbedingten Emissionen betrachtet wurden - und damit regenerative Techniken wie die Photovoltaik oder die Windkraft praktisch emissionsfrei schienen - hat sich in den letzten Jahren der Ansatz der Lebenszyklusanalyse durchgesetzt, durch den in dieser erweiterten Perspektive auch Auf-

wendungen der Herstellung und Entsorgung mit einbezogen und damit verschiedene Techniken vergleichbar charakterisiert werden können.

Das Vorhaben „Lebenszyklusanalysen ausgewählter zukünftiger Stromerzeugungstechniken“ stellt mit dem vorliegenden Abschlussbericht dem Leser und Anwender umfangreiche Informationen zu verschiedenen Stromerzeugungstechniken bereit, die voraussichtlich in der näheren Zukunft als Optionen zur Verfügung stehen werden. Die Informationen umfassen neben der technischen Beschreibung insbesondere auch die Lebenszyklusinventare, die die Grundlage für die Beurteilung von Ressourcenverbräuchen und die Belastung der Umwelt durch Emissionen darstellen. Die Ergebnisse des Projekts können damit Entscheidungen über Strategien für die zukünftige Stromversorgung auf eine breitere, aktuelle und auf die Perspektive der gesamten Lebenszyklen erweiterte Datenbasis stellen.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort.....	I
Teil I - Untersuchungsrahmen und Ergebnisse	1
1 Einleitung und Zielsetzung	3
1.1 Problemstellung und Hintergrund des Vorhabens	3
1.2 Zielsetzung des Vorhabens	4
1.3 Projektpartner und Kooperationen.....	5
1.4 Struktur des Berichts.....	5
2 Untersuchungsrahmen und Methodik	7
2.1 Bilanzierungsmethode	8
2.2 Funktion der Produktsysteme und funktionelle Einheit	9
2.3 Ausgewählte Produktsysteme.....	9
2.3.1 Brennstoffzellen.....	10
2.3.2 Photovoltaik.....	12
2.3.3 Multimegawatt Windenergieanlagen für den Offshore-Einsatz	13
2.3.4 Biomasse-Technologien der Stromerzeugung.....	14
2.3.5 Fossil gefeuerte Kraftwerke.....	15
2.4 Systemgrenzen.....	18
2.5 Allokationsfragen	18
2.6 Anforderungen an Daten und die Datenqualität	20
2.7 Annahmen und Einschränkungen	21
2.8 Qualitätssicherung	21
2.9 Veröffentlichung.....	21
3 Datenbasis und Sachbilanzen vorgelagerter Ketten.....	23
3.1 Erdgasbereitstellung für Deutschland im Jahr 2010.....	25
3.2 Steinkohlebereitstellung für Deutschland im Jahr 2010.....	29
3.3 Bereitstellung rheinischer Braunkohle im Jahr 2010.....	32
3.4 Bereitstellung von Holzbrennstoffen im Jahr 2010	34
3.4.1 Brennstoffparameter	35
3.4.2 Bereitstellung von Waldhackgut (WHG)	35
3.4.3 Bereitstellung von Säge- und Industrierestholz.....	39
3.4.4 Zusammenfassung der definierten Bereitstellungsketten für Holzbrennstoff und abgeleitete Rechenwerte	40
3.5 Elektrizitätsbereitstellung in Deutschland im Jahr 2010	42

4	Zusammenfassende Ergebnisdarstellung	47
4.1	Brennstoffzellen	47
4.2	Photovoltaik	48
4.3	Offshore-Windkraft	49
4.4	Biomasse-Heizkraftwerke	50
4.5	Fossil gefeuerte Techniken	51
4.6	Technikvergleich anhand ausgewählter Indikatoren.....	52
5	Schlussbetrachtung.....	57
	Literatur zu Teil I.....	61
	Teil II - Berichte zu den Technikgruppen.....	63
6	Brennstoffzellen	65
6.1	Definition der untersuchten Technologien.....	65
6.1.1	Beschreibung.....	65
6.1.2	Daten und Annahmen.....	69
6.2	Vorgehensweise bei der Bilanzierung.....	70
6.2.1	Überblick.....	70
6.2.2	200 kW _{el} PAFC	72
6.2.3	200 kW _{el} PEFC	77
6.2.4	250 kW _{el} SOFC	77
6.2.5	300 kW _{el} SOFC Hybrid.....	83
6.3	Zusammenführende Ergebnisdarstellung.....	84
6.3.1	Überblick und Annahmen	84
6.3.2	200 kW _{el} PAFC	85
6.3.3	200 kW _{el} PEFC	87
6.3.4	250 kW _{el} SOFC	88
6.3.5	300 kW _{el} SOFC Hybrid.....	91
6.4	Ergänzende Kommentierung.....	94
6.5	Schlussbetrachtung.....	95
	Literatur zu Kapitel 6.....	97
7	Photovoltaik.....	99
7.1	Auswahl der zu untersuchenden Photovoltaik-Systeme	99
7.2	Systemgrenzen	100
7.3	Systembeschreibung.....	101
7.3.1	Solarmodule	101
7.3.2	Wechselrichter	102
7.3.3	Aufständigung und Verkabelung	103

7.4	Material- und Energieaufwendungen sowie Prozessemissionen bei der Herstellung von Photovoltaikmodulen	104
7.4.1	Qualität der Daten.....	104
7.4.2	Massivkristalline Solarzellen.....	104
7.4.3	Dünnschichtzellen	109
7.4.4	Wechselrichter	115
7.4.5	Aufständerung und Verkabelung (BOS-Komponenten)	116
7.5	Zusammenführende Ergebnisdarstellung	118
7.5.1	Kumulierter Energieaufwand	118
7.5.2	Emissionen.....	120
7.6	Sensitivitätsanalyse.....	123
7.6.1	Einfluss der Wirkungsgrade der betrachteten Module	124
7.6.2	Einfluss der Lebensdauer wichtiger Anlagenbauteile	125
7.6.3	Modulrahmen.....	128
7.6.4	Variation des Freiflächenanteils	129
7.6.5	Einfluss der Aufwendungen für Produktionsanlagen, Gebäude und Raumkonditionierung	129
7.7	Zusammenfassende Darstellung	131
7.8	Ergebnisse der Bilanzierung mit BALANCE.....	132
	Literatur zu Kapitel 7	135
	Anhang zu Kapitel 7.....	140
8	Windenergie.....	151
8.1	Einleitung.....	151
8.2	Systembeschreibung	154
8.2.1	Offshore Windpark 2010	154
8.2.2	Windenergieanlage	155
8.2.3	Infrastruktur	156
8.3	Systemgrenzen.....	161
8.4	Daten und Datenqualität	162
8.5	Material- und Energiebilanz des Windparks 2010	163
8.5.1	Vorgehensweise.....	163
8.5.2	Herstellung.....	164
8.5.3	Nutzung	173
8.5.4	Rückbau	176
8.6	Zusammenführende Ergebnisdarstellung	177
8.6.1	Windpark 2010	177
8.6.2	Einzelwindenergieanlage mit Fundament	180
8.7	Sensitivitätsanalyse.....	183
8.7.1	Einfluss der Wassertiefe	183
8.7.2	Einfluss der Windgeschwindigkeit.....	186
8.7.3	Einfluss der Entfernung zur Küste.....	187

8.7.4	Verwendung eines alternativen Datensatzes.....	188
8.7.5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	188
8.8	Schlussbetrachtung.....	189
	Literatur zu Kapitel 8.....	190
	Anhang zu Kapitel 8.....	195
9	Biomasse.....	199
9.1	Einleitung.....	199
9.2	Definition der untersuchten Technologien.....	199
9.2.1	Biomasse-Dampfturbinen- Heizkraftwerk.....	200
9.2.2	Biomasse-HKW mit ORC-Anlage.....	202
9.2.3	Biomassevergasung mit Gasmotor-BHKW.....	205
9.2.4	Systemdaten der Stromerzeugung aus Biomasse.....	207
9.3	Vorgehensweise bei Datengewinnung und Berechnung.....	209
9.3.1	Datengewinnung für das Biomasse-Dampfturbinen- HKW.....	210
9.3.2	Datengewinnung für das Biomasse-HKW mit ORC-Anlage.....	212
9.3.3	Datengewinnung für die Biomassevergasung mit Gasmotor-BHKW.....	215
9.3.4	Weitere Annahmen für die Systemcharakterisierung der Stromerzeugung aus Biomasse.....	217
9.4	Darstellung der Ergebnisse.....	218
9.4.1	Massengerüste der untersuchten Biomassensysteme.....	219
9.4.2	Spezifische Lebenswegaufwendungen und –emissionen der Biomasse- Stromerzeugungssysteme.....	234
9.5	Ergebnisvergleich der Biomasse-Technologien.....	245
9.6	Schlussbetrachtung.....	247
	Literatur zu Kapitel 9.....	249
10	Fossil gefeuerte Kraftwerke.....	253
10.1	Einleitung.....	253
10.2	Methodik der Bilanzierung zukünftiger fossil gefeuerter Kraftwerkstechniken.....	253
10.3	Fortgeschrittenes Erdgas-GuD-Kraftwerk.....	257
10.3.1	Stand der Technik und Definition der Referenztechnik für das Jahr 2010.....	257
10.3.2	Bilanzierung der Herstellungsphase des Kraftwerks GuD-2010.....	260
10.3.3	Bilanzierung der Nutzungsphase des Kraftwerks GuD-2010.....	263
10.3.4	Bilanzierung der Entsorgungsphase des Kraftwerks GuD-2010.....	264
10.3.5	Darstellung der Ergebnisse für den Lebenszyklus.....	264
10.3.6	Darstellung der Ergebnisse für die Lebensphasen.....	267
10.3.7	Sensitivitätsanalysen.....	269
10.4	Fortgeschrittenes Steinkohle-Dampfkraftwerk.....	272
10.4.1	Stand der Technik und Definition der Referenztechnik für das Jahr 2010.....	272
10.4.2	Bilanzierung der Herstellungsphase des Kraftwerks Stk-DT-2010.....	274
10.4.3	Bilanzierung der Nutzungsphase des Kraftwerks Stk-DT-2010.....	278

10.4.4 Bilanzierung der Entsorgungsphase des Kraftwerks Stk-DT-2010.....	279
10.4.5 Darstellung der Ergebnisse für den Lebenszyklus	279
10.4.6 Darstellung der Ergebnisse für die Lebensphasen.....	282
10.4.7 Sensitivitätsanalysen.....	285
10.5 Braunkohledampfkraftwerk mit integrierter Kohletrocknung.....	286
10.5.1 Stand der Technik und Definition der Referenztechnik für das Jahr 2010.....	286
10.5.2 Bilanzierung der Herstellungsphase des Kraftwerks Brk-DT-2010.....	288
10.5.3 Bilanzierung der Nutzungsphase des Kraftwerks Brk-DT-2010.....	291
10.5.4 Bilanzierung der Entsorgungsphase des Kraftwerks Brk-DT-2010	292
10.5.5 Darstellung der Ergebnisse für den Lebenszyklus	293
10.5.6 Darstellung der Ergebnisse für die Lebensphasen.....	296
10.5.7 Sensitivitätsanalysen.....	298
10.6 Stein- und braunkohleversorgte IGCC-Kraftwerke.....	300
10.6.1 Stand der Technik und Definition der Referenzkraftwerkstechnik für IGCC- Kraftwerke	300
10.6.2 Bilanzierung der Herstellungsphase der IGCC-Kraftwerke	304
10.6.3 Bilanzierung der Nutzungsphase der IGCC-Kraftwerke.....	308
10.6.4 Bilanzierung der Entsorgungsphase der IGCC-Kraftwerke	309
10.6.5 Darstellung der Ergebnisse für den Lebenszyklus	309
10.6.6 Darstellung der Ergebnisse für die Lebensphasen.....	312
10.6.7 Sensitivitätsanalysen.....	315
10.7 Steinkohlebefeuertes Druckwirbelschichtkraftwerk.....	319
10.7.1 Stand der Technik und Definition der Referenztechnik für das Jahr 2010.....	319
10.7.2 Bilanzierung der Herstellungsphase des Kraftwerks Stk-DWSF-2010.....	322
10.7.3 Bilanzierung der Nutzungsphase des Kraftwerks Stk-DWSF-2010.....	324
10.7.4 Bilanzierung der Entsorgungsphase des Kraftwerks Stk-DWSF-2010.....	325
10.7.5 Darstellung der Ergebnisse für den Lebenszyklus	326
10.7.6 Darstellung der Ergebnisse für die Lebensphasen.....	328
10.7.7 Sensitivitätsanalysen.....	330
Literatur zu Kapitel 10	332
Anhang zu Kapitel 10.....	335

Teil I - Untersuchungsrahmen und Ergebnisse

1 Einleitung und Zielsetzung

1.1 Problemstellung und Hintergrund des Vorhabens

Basisdaten für die Ermittlung von Umweltauswirkungen verschiedener Stromerzeugungstechnologien sind neben anderen Größen, wie Kosten und technischen Eigenschaften, eine wichtige Grundlage für verschiedene Planungs- und Entscheidungsprozesse. Sie spielen zum Beispiel eine wichtige Rolle bei der vergleichenden Bewertung einzelner Technologien, bei der Entwicklung zukünftiger, umweltfreundlicher Strategien für den Energiesektor, bei der Diskussion um eine nachhaltige Energiewirtschaft oder auch bei der Festlegung von Forschungsprioritäten.

Gerade bei regenerativen Stromerzeugungstechnologien, aber auch in zunehmendem Maße bei hocheffizienten und auf der Nutzung fossiler Energieträger basierten Umwandlungs- und speziell Stromerzeugungstechniken, werden negative Umweltauswirkungen nicht nur durch den Prozess der Energiewandlung selbst (z. B. Emissionen bei der Verbrennung), sondern vor allem durch die verschiedenen vor- und nachgelagerten Prozesse der gesamten Energieumwandlungskette (Brennstoffbereitstellung, Komponentenfertigung, Materialbereitstellung, Transportprozesse, Entsorgungsprozesse, ...) verursacht.

Als Instrument zur Quantifizierung der Umwelteinwirkungen der gesamten Energiebereitstellungskette hat sich in den letzten Jahren der Ansatz der Lebenszyklusanalyse (Life Cycle Assessment - LCA - , im deutschen Sprachgebrauch meist als „Ökobilanz“ bezeichnet) etabliert. Er zielt darauf ab, Vergleiche zwischen verschiedenen Optionen der Bereitstellung eines Produktes oder einer Dienstleistung hinsichtlich ihrer ökologischen Wirkungen zu ermöglichen und damit Entscheidungsträgern eine belastbare Grundlage für ihr Handeln zu geben.

Obwohl die bisher veröffentlichten Studien zur Lebenszyklusanalyse von Energiesystemen hilfreiche Daten für weiterführende Arbeiten liefern, bestehen eine Reihe von Problemen, die im Folgenden kurz skizziert werden:

- *Fehlende Daten für „zukünftige“ Stromerzeugungstechnologien*

Gerade für die Entwicklung von Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung in Deutschland ist es wichtig, „zukünftige“ Technologien, die bis heute den Stand von Pilot- oder Demonstrationsanlagen erreicht haben, zu berücksichtigen. Die bislang vorliegenden LCA Studien im Energiebereich sind zum Teil mehrere Jahre alt, so dass Daten für relevante neue Technologien entweder gar nicht vorliegen oder nur grob abgeschätzt wurden.

- *Veraltete Datenbasis für vorgelagerte Prozesse*

Bei neuen Technologien zur Stromerzeugung werden die direkten Umwelteinwirkungen durch die Energiewandlung immer kleiner (z. B. höhere Wirkungsgrade oder Rauchgasreinigung bei fossilen Kraftwerken, „Null-Emissionen“ bei der Photovoltaik), dementsprechend steigt die Bedeutung vorgelagerter Prozesse wie der Brennstoff- und Strombereitstellung oder der Materialbereitstellung und Komponentenfertigung für den Bau der Kraftwerke. Die in den vorliegenden Studien verwendeten Emissionsdaten zur Bilanzie-

rung solcher Prozesse sind zum großen Teil veraltet und spiegeln nicht die gegenwärtige oder gar die zukünftige Situation wider. Da bei der Bilanzierung neuer Energietechnologien z. T. gerade den nichtenergiespezifischen Prozessen eine große Bedeutung zukommt, ist die Verwendung veralteter Daten problematisch und kann zu fehlleitenden Ergebnissen führen.

- *Unterschiedlicher Detaillierungsgrad des Sachbilanzinventars*
Die vorliegenden Studien unterscheiden sich sehr stark im Hinblick auf die Anzahl der berücksichtigten Sachbilanzgrößen. Die Bandbreite reicht von der Berechnung des kumulierten Energieaufwands (KEA) als einziger Bilanzgröße bis hin zur Erfassung von mehr als hundert Stoffen. Für eine konsistente Bewertung von Energietechnologien ist zumindest die Erfassung eines einheitlichen Satzes ausgewählter relevanter Bilanzgrößen notwendig.
- *Transparenz und Verfügbarkeit*
Zwar gibt es inzwischen mit ISO 14040 ff. eine internationale Norm zur Durchführung von Lebenszyklusanalysen, allerdings lässt diese bei der konkreten Durchführung einer Bilanz ausreichend Spielraum für erhebliche methodische Unterschiede. Dementsprechend sind die Ergebnisse vorliegender Studien oft nicht direkt miteinander vergleichbar. Die Präsentation von Daten in unterschiedlichen Medien und Formaten und die oft unvollständige Dokumentation von Randbedingungen führt zum Teil zu einer mangelhaften Transparenz und damit auch zu einer eingeschränkten Nutzbarkeit der Daten.

1.2 Zielsetzung des Vorhabens

Unter Berücksichtigung der genannten Anforderungen und der bestehenden Probleme ist das Ziel der vorliegenden Studie die Bereitstellung von Lebenszyklusinventardaten für ausgewählte Stromerzeugungssysteme, deren Verfügbarkeit in näherer Zukunft erwartet wird. Als Technikgruppen werden fossil gefeuerte Kraftwerke, biogen gefeuerte Heizkraftwerke, Brennstoffzellen-Kraftwerke sowie die Stromerzeugung auf der Basis der Photovoltaik und der Windkraft betrachtet. Als zeitlicher Horizont für die Technikauswahl wird hierbei das Jahr 2010 gewählt.

Die durchzuführenden Bilanzen sollen weitest möglich auf einer einheitlichen Datenbasis und Bilanzierungsmethodik aufgebaut werden, um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse untereinander sowie einen Vergleich der Techniken zu ermöglichen. Für die Bilanzierung von Stromerzeugungstechniken, die erst in der Zukunft errichtet werden, ist es nicht ausreichend, ausschließlich Vorleistungsstrukturen mit einem Zeitbezug in der Vergangenheit zu verwenden. Hier sollen in dem Vorhaben für besonders relevante Vorketten aktualisierte Datensätze entwickelt und berücksichtigt werden.

Ein weiteres Ziel des Vorhabens ist die ausführliche Dokumentation der Bilanzierungsarbeiten, die zum einen die Technikauswahl, technische Spezifika und Rahmenannahmen umfasst, zum anderen aber auch darauf abzielen soll, dem Leser verständlich die Daten Grundlagen, Fertigungsschritte und Hintergrundinformation an die Hand zu geben, um hierauf

aufbauend eigene und ggf. unter Zugrundelegung anderer Rahmenannahmen oder Datensätze für vorgelagerte Ketten Sachbilanzen zu erstellen.

Die Dokumentation der Arbeiten und Ergebnisse wird mit Projektabschluss über das Internet frei zugänglich gemacht und steht damit allen Interessierten als Grundlage für Ökobilanzen und andere Anwendungen von Lebenszyklusinventardaten von zukünftigen Stromerzeugungssystemen zur Verfügung. Neben dem Bericht und den in ihm enthaltenen Ergebnistabellen werden die Sachbilanzergebnisse auch als Datenfiles über das Internet verfügbar gemacht.

1.3 Projektpartner und Kooperationen

Das Projekt wird als Verbundprojekt der folgenden vier Projektpartner durchgeführt:

- Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Abteilung Energiewirtschaft und Systemtechnische Analysen (ESA) und Abteilung Systemanalyse und erneuerbare Energien (SEE)
- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik (DLR-TT), Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung, Stuttgart
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), München
- Ruhr-Universität Bochum, Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft (LEE)

Die Arbeiten innerhalb des Vorhabens sind in einzelne Arbeitspakete untergliedert, die in Tabelle 1-1 zusammengestellt sind. Die Gesamt-Projektleitung liegt beim IER.

Tabelle 1-1: Struktur der Arbeiten in dem Projekt und Aufgaben der Projektpartner

Arbeitspaket	Koordination	Mitarbeit
AP 1) Festlegung des Untersuchungsrahmens und der Methodik	LEE	DLR, FfE, IER
AP 2) Sachbilanz Brennstoffzellen	DLR	
AP 3) Sachbilanz Photovoltaik	FfE	LEE
AP 4) Sachbilanz Wind	LEE	
AP 5) Sachbilanz Biomasse	IER-NET	
AP 6) Sachbilanz zukünftige fossile Kraftwerke	IER-ESA	FfE
AP 7) Sachbilanz vor- und nachgelagerter Prozesse	IER	DLR, FfE, LEE
AP 8) Datenbankformat, Datenaufbereitung	IER	DLR, FfE, LEE
AP 9) Berichterstattung, Veröffentlichung	IER	DLR, FfE, LEE

1.4 Struktur des Berichts

Mit dem vorliegenden Bericht werden die durchgeführten Arbeiten und Ergebnisse des Vorhabens dokumentiert. Der Bericht ist zweiteilig angelegt. Zunächst werden im ersten Teil in Kapitel 2 in Anlehnung an die Norm nach ISO 14040ff der Untersuchungsrahmen und die Untersuchungsmethodik festgelegt. Dies schließt neben der Definition der zu untersuchenden Stromerzeugungstechniken auch Festlegungen zur Bilanzierungsmethode, den Systemgrenzen sowie weiteren methodischen Aspekten ein. Die Erläuterung der gemeinsamen Datenba-

sis einschließlich der Bilanzierung von Prozessketten der zukünftigen Energieträgerbereitstellung ist Gegenstand von Kapitel 3. Mit Kapitel 4 wird eine kurze, vergleichende Ergebnisdarstellung zu den Lebenszyklusinventaren der untersuchten Stromerzeugungstechnologien gegeben.

Der zweite Teil des Berichts enthält die ausführlichen Teilberichte der Projektpartner mit der Dokumentation der Arbeiten und Ergebnisse zu den von ihnen untersuchten Stromerzeugungstechniken.

In der vergleichenden Ergebnisdarstellung im ersten Teil des Berichts wird großer Wert auf die Präsentation der Ergebnisse der Lebenszyklusbilanzen auf der Grundlage einer weitestgehend harmonisierten Datenbasis gelegt. Die an dieser Stelle vorgestellten Daten unterscheiden in den Fällen der Brennstoffzellen und der Photovoltaik etwas von der ausführlichen Ergebnisdokumentation im zweiten Teil des Berichts. Die Ursache hierfür liegt im Fall der Brennstoffzellen in der Verwendung von zwei unterschiedlichen Prozessketten der Erdgasbereitstellung. Im Teil I des Berichts wird eine projektintern erarbeitete Prozesskette für Deutschland mit einem Zeitbezug für das Jahr 2010 betrachtet, während aus projekttechnischen Gründen in der ausführlichen Dokumentation (Kapitel 6) eine Prozesskette aus dem Datenbestand der Ökoinventare für Energiesysteme /Ökoinventare 1996/ verwendet wurde. Im Fall der Photovoltaik wurde in der Dokumentation in Abschnitt 7 zu Gunsten einer detaillierteren Abbildung des Stoffgerüsts auf eine Datenbasis zugegriffen, die nicht mit der für die übrigen Techniken verwendeten Datenbasis harmonisiert ist. In der vergleichenden Ergebnisdarstellung im Teil I des Berichts (Abschnitt 4) werden hingegen die Ergebnisse der Lebenszyklusbilanz dargestellt, die auf der für alle Techniken einheitlichen Datenbasis beruhen. An den jeweiligen Stellen des Berichts wird auf die verwendete Datenbasis hingewiesen.

2 Untersuchungsrahmen und Methodik

Die Untersuchung wird in Anlehnung an die Methodik des Life Cycle Assessments nach ISO 14040 ff. durchgeführt. Das Ziel des Projektes ist nicht die Durchführung einer vollständigen Ökobilanz (Life Cycle Assessment -LCA-) für Techniken der Stromerzeugung, sondern die Bereitstellung von Lebenszyklusinventaren, den sogenannten LCI-Daten, zukünftiger Stromerzeugungssysteme, die die Basis für Ökobilanzen, aber auch für andere Anwendungen bilden können. Von daher ist es sinnvoll, den Untersuchungsrahmen für das hier betrachtete Projekt, ausgehend von der vollständigen Definition der im Rahmen von Ökobilanzen nach der ISO-Norm zu berücksichtigenden Aspekte, aufzuspannen und auf die konkreten Anforderungen des Projektes anzupassen. Der Untersuchungsrahmen nach ISO 14040 wird definiert durch die Festlegung folgender Punkte:

- a) Funktion des Produktsystems, oder im Fall von vergleichenden Studien, der Systeme
- b) Funktionelle Einheit (FE)
- c) das zu untersuchende Produktsystem
- d) Grenzen des Produktsystems
- e) Allokationsverfahren
- f) Wirkungskategorien und die Methode für die Wirkungsabschätzung und die anschließend anzuwendende Auswertung
- g) Anforderungen an Daten
- h) Annahmen
- i) Einschränkungen
- j) Anforderungen an Datenqualität
- k) Art der kritischen Prüfung (Qualitätssicherung)
- l) Art und Aufbau des für die Studie vorgesehenen Ergebnisberichtes

Mit Blick auf die Aufgabenstellung innerhalb des Projektes werden einige der in der ISO 14040 festgelegten Punkte in Gruppen zusammengefasst. In Tabelle 2-1 wird die Untergliederung vorgenommen und der Bezug zu den in der ISO 14040 festgelegten Punkten dargestellt. Punkt f) bleibt entsprechend dem Ziel des Projektes unberücksichtigt, gleichzeitig werden andere im Rahmen des Vorhabens als wesentlich betrachtete Punkte hier mit aufgenommen.

Die mit dem Vorhaben verfolgten Ziele sind bereits in Kapitel 1.2 erläutert worden. In den folgenden Abschnitten werden weitere Festlegungen zum Untersuchungsrahmen getroffen.

Tabelle 2-1: Untergliederung des Untersuchungsrahmens der Studie in Anlehnung an die ISO 14040

Untergliederung des Untersuchungsrahmens	ISO 14040
1. Zieldefinition	
2. Bilanzierungsmethodik	
3. Funktion der Produktsysteme und funktionelle Einheit	a) und b)
4. Zu untersuchende Produktsysteme	c)
5. Systemgrenzen der Produktsysteme	d)
6. Allokationsfragen	e)
7. Anforderungen an Daten und an die Datenqualität	g) und j)
8. Annahmen und Einschränkungen	h) und i)
9. Qualitätssicherung	k)
10. Festlegung der Veröffentlichung von Daten	l)

2.1 Bilanzierungsmethode

Für die Bilanzierung von Produktsystemen werden heute verschiedene Bilanzierungstechniken angewendet. Bei der klassischen Prozesskettenanalyse werden die ein- und austretenden Stoff- und Energieströme des zu bilanzierenden Prozesses oder Prozessgeflechtes ermittelt und die ihnen vorgelagerten Prozessketten bis zur Gewinnung der jeweiligen Rohstoffe in der gleichen Weise zurückverfolgt.

Dieses Verfahren erlaubt einerseits die äußerst genaue Erstellung von Bilanzen, andererseits jedoch steigt der Arbeitsaufwand mit zunehmendem Detaillierungsgrad erheblich an. Um den Aufwand in angemessenem Rahmen zu halten, werden daher üblicherweise Abschneidekriterien definiert, durch die nicht wesentlich ergebnisrelevante Stoffströme vernachlässigt werden. Schwierigkeiten bereitet die Einschätzung der Ergebnisrelevanz von nicht bilanzierten Stoffen und Prozessketten.

Ein anderes Verfahren ist die Input-Output-Analyse (kurz IO-Analyse), die auf statistischen Daten aus der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung beruht. Bei diesem Verfahren werden Stoffströme, wie Materialaufwendungen, Emissionen und auch Energien, den sektoralen Produktionswerten zugeordnet. Aus den so abgeleiteten spezifischen Koeffizienten können bei Kenntnis der monetären Flüsse eines Prozesses die sektoral durchschnittlichen Material- und Energieflüsse bestimmt werden. Vorteile dieses Verfahrens sind seine vergleichsweise leichte Anwendbarkeit und die Erfassung sämtlicher Vorleistungen in den jeweiligen Sektoren ohne eine Definition von Abschneidekriterien. Problematisch ist hingegen die grobe sektorale Unterteilung in 58 oder 70 Sektoren und die Einschränkung, nur sektortypische Flüsse abbilden zu können.

Mit Blick auf das Projekt wird daher die Prozesskettenanalyse als das deutlich besser geeignete Verfahren identifiziert, mit dem die Abbildung der Stoff- und Energieströme spezieller Techniken möglich ist. Die IO-Analyse kann zusätzlich eingesetzt werden, um die Problematik der Abschneidekriterien abzuschwächen bzw. zu lösen.

Die Software BALANCE (vgl. /Marheineke 2002/), die im Rahmen dieses Projektes verwendet wird, unterstützt diese als Hybridansatz bezeichnete Verkettung von klassischer Prozesskettenanalyse und IO-Analyse. Aufgrund der methodischen Schwächen der IO-Analyse für diese Fragestellungen wird - sofern der Hybridansatz genutzt wird - überprüft,

dass die Anteile der aus der IO-Analyse gewonnenen Daten im Vergleich zu den aus der Prozesskettenanalyse hervorgehenden Informationen klein sind.

2.2 Funktion der Produktsysteme und funktionelle Einheit

In Anlehnung an die normativen Festlegungen in der ISO 14041 wird im Rahmen dieser Studie ein Produktsystem als eine Struktur einzelner Module verstanden, die durch Material- und Energieflüsse miteinander verbunden sind und eine oder mehrere Funktionen erfüllen. Die im Projektvorhaben festgelegten Stromerzeugungstechniken bilden die zu untersuchenden Produktsysteme. Die allen untersuchten Produktsystemen gemeinsame Funktion ist die Erzeugung und Bereitstellung von Elektrizität. In den Fällen, in denen zusätzlich auch Wärme bereitgestellt wird, der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), wird nach den später in Kapitel 2.5 eingeführten Regeln eine Allokation vorgenommen.

Um, wo möglich und sinnvoll, einen Vergleich der betrachteten Produktsysteme zu ermöglichen, wird eine funktionelle Einheit als Vergleichsgröße definiert. Die Bilanzgrößen werden auf diese funktionelle Einheit bezogen. Im Rahmen dieses Projektes wird als funktionelle Einheit die vom betrachteten System abgegebene Kilowattstunde Elektrizität [$1 \text{ kWh}_{\text{el}}$] definiert. Neben dieser funktionellen Einheit wird bei KWK-Systemen auch der Anteil der Aufwendungen ausgewiesen, die der Wärme zugeschrieben werden.

Durch die Verschiedenartigkeit der zu untersuchenden Stromerzeugungssysteme u. a. hinsichtlich Spannungsniveau, Verfügbarkeit, Auslastung und anderer Charakteristika ist eine vollständige Äquivalenz der Funktion der untersuchten Produktsysteme nicht in jedem Fall ausschließlich durch die gemeinsame physikalische funktionelle Einheit gegeben. Im folgenden Kapitel werden daher zusätzliche Parameter festgelegt, die Informationen über die jeweiligen Charakteristika der betrachteten Systeme enthalten und für eine detaillierte Beschreibung ihrer Funktion erforderlich sind. Für Systemvergleiche ist die Berücksichtigung dieser Informationen zwingend erforderlich.

2.3 Ausgewählte Produktsysteme

Ziel des Projekts ist die Untersuchung ausgewählter zukünftiger Stromerzeugungstechniken. Als zeitliche Perspektive wird das Jahr 2010 festgelegt. Der Zeitbezug darf jedoch nicht streng bindend sein, sondern sollte als zeitliche Orientierung verstanden werden, da jahresscharfe Prognosen zu technischen Entwicklungen und der Verfügbarkeit einzelner Techniken praktisch nicht möglich sind.

Die zu untersuchenden Techniken werden durch folgende Charakteristika beschrieben.

- Leistung elektrisch
- Leistung thermisch (bei KWK-Systemen)
- Systemwirkungsgrad (frei Kraftwerk)
- Vollaststunden

- Temperaturniveaus (Vor- und Rücklauf) der ausgekoppelten Wärme (bei KWK-Systemen)
- Zeit- und Arbeitsverfügbarkeit

Neben diesen für die Charakterisierung der Systeme hinsichtlich der Vergleichbarkeit der Energieerzeugung relevanten Größen sind eine Reihe weiterer Informationen für die Bilanzierung erforderlich, die unmittelbar Auswirkungen auf die Lebenszyklusinventare der Systeme haben und bei der Definition der zu untersuchenden Techniken mit festgelegt werden müssen. Hierzu zählen Informationen zu folgenden Aspekten:

- Brennstoffart und -herkunft sowie mögliche bzw. notwendige Transporte
- Mögliche standortabhängige Parameter (z. B. Entfernung vom Festland bei Offshore-Windanlagen, Einstrahlungsverhältnisse bei der Photovoltaik)
- Lebensdauer der Systeme und Systemkomponenten (Aufwendungen für Wartungen und Reparaturen)
- Informationen zur Berücksichtigung der Entsorgung der Anlagen und Reststoffe

Im Rahmen des Vorhabens werden die in den folgenden Abschnitten vorgestellten Stromerzeugungstechniken für die Untersuchung der Lebenszyklusinventare ausgewählt.

2.3.1 Brennstoffzellen

Brennstoffzellen sind sehr effiziente elektrochemische Stromerzeuger, die ohne den Umweg über die Verbrennung direkt die im Brennstoff gespeicherte chemische Energie in Elektrizität umwandeln. Dabei entsteht aus der Reaktion von Wasserstoff und Sauerstoff unter der Abgabe von elektrischer Energie als nahezu einziges Reaktionsprodukt Wasser. Brennstoffzellen werden wegen ihrer prinzipiellen Eigenschaften, wie z. B. hoher Wirkungsgrad, Schadstoffarmut, modularer Aufbau und ihrer guten Eignung zur Kraft-Wärme-Kopplung, in einem weiten Leistungsbereich von wenigen Watt bis zu einigen hundert Watt entwickelt. In dieser Studie werden drei verschiedene Brennstoffzellentypen untersucht:

- Phosphorsäure-Brennstoffzelle (phosphoric acid fuel cell, PAFC)
- Polymerelektrolyt-Membran-Brennstoffzelle (polymer electrolyte fuel cell, PEFC)
- Oxidkeramische Brennstoffzelle (solid oxide fuel cell, SOFC)

Die PAFC ist die einzige Brennstoffzellen-Technologie, die es bereits bisher zur Marktreife gebracht hat und von der eine Vielzahl von Produkten installiert ist. Die PEFC hat aufgrund ihrer hohen Stromdichte und der Niedertemperaturbetriebsweise das breiteste Anwendungsspektrum. Die SOFC wiederum erzielt aufgrund ihrer hohen Betriebstemperaturen (800 °C bis 1.000 °C) die höchsten elektrischen Nutzungsgrade aller Brennstoffzellen und eignet sich daher sehr gut für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, z. B. im Siedlungsbereich.

Im Rahmen des Vorhabens werden drei stationäre Anlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung aus Erdgas untersucht, die auf den Brennstoffzellentypen PAFC, PEFC und SOFC beruhen (vgl. Tabelle 2-2). Für die SOFC wird eine vierte Variante betrachtet, bei der die Abwärme des SOFC-Stacks zum Antrieb einer Gasturbine für die Stromerzeugung genutzt wird. Für sämtliche untersuchte Anlagen wird eine Systemlebensdauer von 100.000 h und eine Stacklebensdauer von 40.000 h angenommen.

Tabelle 2-2: Technische Daten der betrachteten Brennstoffzellen

Nr.	Brennstoffzellentyp	Nutzungsgrad		Funktionelle Einheit	Allokationsfaktor	
		el	th		Strom	Wärme
1	200 kW _{el} PAFC	37 %	50 %	1 kWh _{el} + 1,35 kWh _{th}	87 %	13 %
2	200 kW _{el} PEFC	40 %	40 %	1 kWh _{el} + 1 kWh _{th}	90 %	10 %
3	250 kW _{el} SOFC	47 %	33 %	1 kWh _{el} + 0,70 kWh _{th}	93 %	7 %
4	300 kW _{el} SOFC HYBRID	58 %	22 %	1 kWh _{el} + 0,38 kWh _{th}	96 %	4 %

Im Folgenden werden die verschiedenen Brennstoffzellentypen kurz charakterisiert.

2.3.1.1 Phosphorsäure-Brennstoffzelle (PAFC)

Eine Einzelzelle einer PAFC besteht aus zwei hochporösen Gasdiffusionselektroden aus Graphit, zwischen denen sich eine faserartig strukturierte Siliziumcarbidmatrix befindet. Die Matrix bindet hochkonzentrierte Phosphorsäure (H₃PO₄), die die Anoden- und Kathodenseite gasdicht voneinander abschließt. Die beiden Elektroden sind mit einem Platinkatalysator belegt. Die Verwendung einer Säure als Elektrolyt erlaubt der Phosphorsäure-Brennstoffzelle den Einsatz von CO₂-haltigen Reaktionsgasen. Aufgrund der Arbeitstemperatur von etwa 200 °C besitzt die PAFC z. B. gegenüber der PEFC eine erheblich bessere CO-Toleranz.

2.3.1.2 Polymerelektrolyt-Membran-Brennstoffzelle (PEFC)

Die Arbeitstemperatur von Polymerelektrolyt-Membran-Brennstoffzellen liegt zwischen 60 °C und 80 °C; zusammen mit ihrer hohen Leistungsdichte eröffnet sich damit ein vielfältiges Anwendungspotenzial. PEFC können sowohl als Kleinsysteme (1 – 5 kW_{el}) im stationären und fossilen Bereich als auch als Blockheizkraftwerke (200 – 300 kW_{el}) eingesetzt werden. Der Name der Zelle leitet sich aus der protonenleitenden Polymerfolie ab, die für den Elektrolyten verwendet wird. Er ist Teil der Membran-Elektroden-Einheit, dem Herzstück einer PEFC. Dieses besteht aus den Elektrolytfolien, den auf beiden Seiten der Folie angebrachten Elektrokatalysatoren (z. B. aus Platin) sowie den porösen Elektroden mit einer aktiven Katalysatorschicht. Die Abtrennung zwischen den einzelnen Zellen erfolgt durch Bipolarplatten. Alle diese Komponenten werden zwischen zwei Endplatten in Filterpressenbauweise zu einem Stack zusammengebaut.

2.3.1.3 Oxidkeramische Brennstoffzelle (SOFC)

Die oxidkeramische Brennstoffzelle arbeitet im Temperaturbereich zwischen 800 °C und 1.000 °C. In der SOFC wird eine oxidionenleitende Keramik aus Yttrium-stabilisiertem Zirkonoxid als fester Elektrolyt eingesetzt. Der anodische Katalysator besteht aus Nickel-Zirkonoxid, auf der Kathodenseite werden Mischoxide, wie z. B. Lanthan-Strontium-Manganat, eingesetzt. Es gibt verschiedene Zellkonzepte, wobei besonders zwischen dem Röhrenkonzept und dem Flachzellenkonzept unterschieden wird. Das Röhrenkonzept (tubulare SOFC), das im Rahmen dieser Studie betrachtet wird, wird maßgeblich durch Siemens-Westinghouse in den USA entwickelt. Die Idee der tubularen SOFC ist, die Kathode direkt als poröses Trägerrohr auszubilden, was zu einer deutlichen Steigerung der Leistungsdichte und zu einer merklichen Kostenreduktion führt. Ein großer Vorteil der SOFC ist, dass sie direkt mit Kohlenwasserstoffen, also z. B. mit Erdgas, als Brennstoff betrieben werden kann, das in einem internen Reformier in den benötigten Wasserstoff umgewandelt wird.

2.3.2 Photovoltaik

Aufgrund des starken Wachstums des Photovoltaikmarktes (PV-Markt) in der letzten Dekade wird für das Jahr 2010 ein Anstieg der weltweit kumulierten installierten Leistung um das Fünf- bis Fünfzehnfache prognostiziert. Schätzungen gehen von einer analogen Entwicklung in Deutschland aus. Derzeit wird der PV-Markt von monokristallinen (sc-Si), multikristallinen (pc-Si) sowie amorphen Siliziumzellen (a-Si) dominiert. Eine ähnliche Marktstruktur mit zunehmenden Marktanteilen für Dünnschichtzellen wird auch künftig erwartet.

Im Rahmen dieser Studie werden PV-Anlagen mit Solarmodulen, die auf sc-Si, pc-Si und a-Si basieren, sowie mit CIS-Modulen untersucht (vgl. Tabelle 2-3).

Tabelle 2-3: Technische Daten der PV-Systeme und der Systemkomponenten

Größe	Einheit	sc-Si System	pc-Si System	a-Si System	CIS System
Gesamtsystem					
Peakleistung	kW _{el}	3,12	3,12	3,12	3,12
PV-Fläche	m ²	18,4	20,8	39	26,1
Jahresenergieertrag	kWh/a	900	900	900	900
Lebensdauer	a	20	20	20	20
Module					
Modulwirkungsgrad	%	17	15	8	12
Peakleistung	W/m ²	170	150	80	120
Lebensdauer	a	20	20	20	20
Wechselrichter					
Leistung	kW _{peak}	3	3	3	3
Wirkungsgrad	%	95	95	95	95
Lebensdauer	a	5	5	5	5
Spannungsebene	V	230	230	230	230
Aufständigung und Verkabelung		Dachanlagen 95%; Freiflächenanlagen 5%			

Weitere Systemkomponenten wie Wechselrichter, Aufständigung und Verkabelung werden ebenfalls betrachtet, wobei die unterschiedlichen Lebensdauern der einzelnen Anlagenteile berücksichtigt werden. Die für das Jahr 2010 erwarteten Modulwirkungsgrade variieren je nach Technik von 8 % für amorphe, 12 % für CIS, 14-16 % für multikristalline bzw. 16-18 % für monokristalline Module. Weitere technische Daten der untersuchten Solarmodule sowie der übrigen Systemkomponenten sind in Tabelle 2-3 zusammengestellt.

2.3.3 Multimegawatt Windenergieanlagen für den Offshore-Einsatz

Der dynamische Ausbau der Windenergienutzung in Deutschland kann künftig nur über die Erschließung geeigneter Standorte auf See (offshore) aufrechterhalten werden. Die geplanten offshore Projekte sind aufgrund der erschwerten Rahmenbedingungen, wie z. B. große Wassertiefen, weite Entfernung zur Küste, mit hohen Kosten verbunden und erfordern daher den Einsatz moderner, großdimensionierter Windenergieanlagen (WEA). Solche Anlagen befinden sich zurzeit in der Entwicklung bzw. im Teststadium.

Mit Blick auf das Jahr 2010 wird im Rahmen der Studie der Prototyp einer Multimegawatt Windenergieanlage (WEA) mit Getriebe für den offshore Einsatz untersucht. Die wesentlichen technischen Daten der untersuchten Anlage sowie die Beschreibung des „Windparks 2010“ sind in Tabelle 2-4 zusammengestellt.

Tabelle 2-4: Technische Daten der offshore Windenergieanlage und des Windparks 2010

Größe	Einheit	Offshore WEA	Offshore Windpark 2010
Nennleistung	MW _{el}	5	200
Systemwirkungsgrad	%	80	
Rotordurchmesser	m	126,5	
Rotordrehzahl	min ⁻¹	6,6 – 12,2	
Nabenhöhe	m	90	
Fundament		Tripod	Tripod
Volllaststunden (brutto) ¹	h/a	4400	4400
Nettostromertrag (Prognose)	GWh/a	17,5	700
Technische Lebensdauer	a	20	20
Anzahl WEA		1	40
Wassertiefe	m		20 - 30
Entfernung zum Festland	km		100
Gesamtfläche	km ²		18
Mittl. Windgeschwindigkeit	m/s		9,2 (in 80 m Höhe)
Landanbindung			Drehstromübertragung (110 kV)

Die Anlage verfügt über eine Nennleistung von 5 MW und der Gesamtwirkungsgrad des Systems beträgt 80 %. An ausgewählten offshore Standorten wird ein jährlicher Nettostromertrag (ohne Berücksichtigung der Netzanbindung) von ca. 17,5 GWh erwartet. Um der künftigen Entwicklung im offshore Bereich Rechnung zu tragen, wird neben der Einzelanlage

¹ Bruttowert, ohne Berücksichtigung der technischen Verfügbarkeit und des Windparkwirkungsgrades

auch ein fiktiver offshore Windpark, bestehend aus 40 WEA, samt der erforderlichen Infrastruktur (Fundament, Verkabelung, Anbindung zum Land, Umspannstation) betrachtet.

2.3.4 Biomasse-Technologien der Stromerzeugung

Im Bereich der biogenen Stromerzeugung wurden drei unterschiedliche Technologien zur Stromerzeugung aus fester Biomasse definiert. Dabei wurde die Auswahl von folgenden Aspekten geleitet:

- Gleichzeitige Nutzung von Strom und Wärme (KWK)
- Umfassende Multiplizierbarkeit von Anlagentechnik, -größe und Einbindung in das Versorgungsumfeld
- Verfügbarkeit von Referenzdaten (Beispielanlage)
- Absehbare Entwicklungen auf Grund der EEG-Rahmenbedingungen

Vor diesem Hintergrund wurden folgende zukunftsweisende Technologien zur Beschreibung der Stromerzeugung aus Biomasse im Referenzjahr 2010 ausgewählt:

1. Heizkraftwerk mit Entnahme-Kondensations-Dampfturbine und optimierter Wärmeabgabe als Prozessdampf, Hoch- Mittel- und Niedertemperatur-Nahwärme an eine Vielzahl unterschiedlicher Wärmekunden sowie – eingebunden in das HT-Netz - eine Kältebereitung u. a. zur Gebäudeklimatisierung über Absorptionskälteanlagen; 26,7 MW Feuerungswärmeleistung (FWL), ca. 19,5 % elektrischer Systemwirkungsgrad, ca. 69,7 % Jahresnutzungsgrad
2. Heizkraftwerk mit ORC-Anlage (Organic Rankine Cycle) und Wärmeeinspeisung in ein Mitteltemperatur-Nahwärmenetz hauptsächlich zur Versorgung eines Wohngebiets; 8,7 MW FWL, ca. 10,6 % elektrischer Systemwirkungsgrad, ca. 81 % Jahresnutzungsgrad
3. Atmosphärischer zirkulierender Wirbelschicht-Holzvergaser mit zwei nachgeschalteten Gasmotor-BHKW's zur Stromerzeugung und Wärmeabgabe in ein Mitteltemperatur-Nahwärmenetz; 9 MW FWL, ca. 28,9 % elektrischer Systemwirkungsgrad, ca. 42,2 % Jahresnutzungsgrad

Die Wirkungsgrad- und Jahresnutzungsgradangaben beziehen sich jeweils auf einen Brennstoffinput bei durchschnittlich 45 % Wassergehalt. Die Angaben sind Bruttowerte. Die technischen und energetischen Kennzahlen der Stromerzeugung aus Biomasse sind in Tabelle 2-5 zusammengefasst.

Tabelle 2-5: Technische und energetische Kennzahlen der Systeme zur Stromerzeugung aus Biomasse

Parameter	Dampfturbine	ORC-HKW	Holzvergaser+ Gasmotor
Feuerungswärmeleistung	26,7 MW	8,7 MW	9 MW (Vergaser)
Kessel-/Vergaserleistung	23,3 MW	7,61 MW	7 MW (Kaltgas 50°C)
Kessel-/Vergaserwirkungsgrad	87,3 % ¹	87,5 % ¹	78 % (Vergaser) ¹
elektr. Nennleistung (brutto)	6,1 MW	1,0 MW	2 x 1,2 MW
Thermische Leistung	max. 22 MW an WT ⁵ bei 4 MW _{el}	4,65 MW ORC-Modul 1,61 MW HW-Eco ⁶ = 6,26 MW an WT ⁵	1,2 MW Gaskühlung 3,2 MW BHKW = 4,4 MW max. an WT ⁵
Tech. Spezifikationen	Entnahme-Kond.-DT, Rauchgas- Kondensation Luftkondensator	Thermoölkessel, HW-Eco ⁶ , ORC-Modul, Luft-Tischkühler	Atm. zirkul. Wirbel- schichtvergasung Gasmotor-BHKW, Notkühler
Betriebsart	holzenergieoptimiert	wärmegeführt	stromgeführt
Volllaststunden Strom	6 560 h/a	4 600 h/a	7 500 h/a
Volllaststunden Wärme	4 660 h/a	4 890 h/a	2 620 h/a
Zeit- / Arbeitsverfügbarkeit	95 %	95 %	90 %
Brennstoffeinsatz	204 737 MWh _{Hu} /a	43 452 MWh _{Hu} /a	62 240 MWh _{Hu} /a
Stromertrag brutto	40 000 MWh _{el} /a	4 600 MWh _{el} /a	18 000 MWh _{el} /a
Eigenverbrauch Strom	10,0 % v. Brutto	12,0 % v. Brutto	11,3 % v. Brutto
Wirkungsgrad Vergaser	-	-	78,0 % ²
Wirkungsgrad el BHKW	-	-	35,0 % ³
Wirkungsgrad th BHKW	-	-	46,0 % ³
Nutzungsgrad el System	19,5 %	10,6 %	28,9 % ⁴
Nutzungsgrad th System	50,1 %	70,4 %	13,3 % ⁴
Jahresnutzungsgrad System	69,7 %	81,0 %	42,2 % ⁴
Wärmeabgabe exergetisch	31 872 MWh _{exerg} /a	6 739 MWh _{exerg} /a	1 823 MWh _{exerg} /a

¹ Bei Feuerungen bezogen auf 45 % Wassergehalt, bei Vergaser bezogen auf 23 % Wassergehalt
² bezogen auf 20 Gew.% Wasser im zugeführten Brennstoff
³ bezogen auf Produktgas
⁴ bezogen auf 45 Gew.% Wasser im Brennstoff
⁵ WT - Wärmetauscher
⁶ HW-Eco: Heißwasser-Economizer

2.3.5 Fossil gefeuerte Kraftwerke

Aus der Gruppe der fossil gefeuerten Kraftwerke werden sechs verschiedene Technologien ausgewählt, die für die zukünftige Stromerzeugung interessante Optionen darstellen können. In Tabelle 2-6 ist zunächst eine Übersicht über die ausgewählten Techniken gegeben. In den folgenden Abschnitten werden die jeweiligen Kraftwerkstechniken kurz beschrieben.

Tabelle 2-6: Technische Daten der fossil gefeuerten Kraftwerke

Größe	Einheit	Erdgas-GuD-	Stk-DT-	Stk-DWSF-	Stk-IGCC-	Brk-IGCC-	Brk-DT-
		2010	2010	2010	2010	2010	2010
Kapazität (netto)	MW _{el}	817	600	450	450	450	1050
Nettowirkungsgrad	%	60	47	46	51,5	51,5	50
Zahl Gasturbinen (GT)		2	-	1	1	1	-
Zahl Dampfturbinen		1	1	1	1	1	1
Volllaststunden	h/a	7500	7500	7500	7500	7500	7500
Technische Lebensdauer	a	35	35	35	35	35	35
Kühlverfahren				Nasskühlturm			
Brennstoff		Erdgas, Bezug auf Hochdruckebene	Steinkohle, Mix, frei Kraftwerk	Steinkohle, Mix, frei Kraftwerk	Rheinische Braunkohle	Steinkohle, Mix, frei Kraftwerk	Rheinische Braunkohle

2.3.5.1 Erdgas-GuD-Kraftwerk

Erdgas-GuD-Kraftwerke sind im Vergleich zu anderen fossil gefeuerten Kraftwerken eine Stromerzeugungstechnik, die durch hohe elektrische Wirkungsgrade, geringe spezifische direkte CO₂-Emissionen, eine kurze Errichtungszeit sowie geringe spezifische Investitionskosten gekennzeichnet ist. Heute erreichen erdgasgefeuerte Gasturbinen in Verbindung mit dem nachgeschalteten Dampfturbinenprozess (GuD) einen elektrischen Wirkungsgrad von bis zu 58 %. Nach heutigem Kenntnisstand wird erwartet, dass durch Steigerung der Turbineneintrittstemperatur, verbesserte Kühlverfahren und Komponentenoptimierung bis zum Jahr 2010 Kraftwerksanlagen mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 60 % verfügbar sein werden. Im Rahmen dieser Studie wird eine solche Erdgas-GuD-Anlage (GuD-2010) betrachtet, bei der zwei Gasturbinen mit einem gemeinsamen Dampfturbosatz (in einer sogenannten Mehrwellenanordnung, „Multi-Schaft-Konfiguration“) mit einer Gesamtleistung von 817 MW_{el} zusammenschaltet sind.

2.3.5.2 Steinkohle-Dampfturbinenkraftwerk

Dampfturbinenkraftwerke stellen die heute am weitest verbreitetste Technik der auf fossilen Brennstoffen basierten Stromerzeugung dar. Moderne Steinkohlekraftwerke erreichen heute unter Standardbedingungen elektrische Wirkungsgrade von etwa 46 %. Die Umwandlungseffizienz ist unmittelbar an die Verfügbarkeit von hochwarmfesten Werkstoffen für die am stärksten beanspruchten Teile der Überhitzer und Dampfsammler gebunden. Gegenwärtige Forschungsprojekte zielen auf die Entwicklung von neuen Werkstoffen ab, mit denen längerfristig höhere Dampfparameter und damit Wirkungsgrade von bis zu 52 % erreichbar sein sollen. Mit Blick auf das Jahr 2010 wird angenommen, dass steinkohlegefeuerten Dampfturbinenkraftwerke Wirkungsgrade von 47 % erreichen (Stk-DT-2010).

2.3.5.3 Steinkohle-Druckwirbelschicht-Kraftwerk

Druckwirbelschichtgefeuerte (DWSF) Kraftwerke stellen eine Stromerzeugungstechnik dar, in der die thermodynamisch vorteilhafte Kombination einer Gasturbine mit einem Dampfturbinenprozess zur Anwendung kommt. Ein direkter Einsatz von festen Brennstoffen wie Kohle in der Brennkammer einer Gasturbine ist jedoch wegen der gegenüber Erdgas erheblich anderen Verbrennungseigenschaften von Kohle sowie der Empfindlichkeit der Gasturbine gegen Asche und weitere Rauchgaskomponenten der Kohleverbrennung nicht möglich. In DWSF-Kraftwerken wird der Brennstoff daher zunächst in einer druckaufgeladenen Wirbelschicht verbrannt. Diese Verbrennungstechnik erlaubt die Verwendung von verschiedenen Brennstoffen, so dass bei Wirbelschichtfeuerungen neben Steinkohle, die im Weiteren berücksichtigt wird, auch Braunkohle und andere Brennstoffe zum Einsatz kommen könnten. Das heiße Rauchgas wird nach der Abscheidung von Stäuben auf eine Gasturbine und danach in einen Abhitzekegel zur Erzeugung von Wasserdampf für den Dampfturbinenprozess geleitet. Im Rahmen dieser Studie wird angenommen, dass bis zum Jahr 2010 die weitere Forschung und Entwicklung erfolgreich verlaufen wird und dann technisch ausgereifte Anlagen mit einer Druckwirbelschichtfeuerung verfügbar sein werden, die einen Wirkungsgrad von 46 % erreichen (Stk-DWSF-2010). Gegenwärtige Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten zielen darauf ab, Druckwirbelschichtkraftwerke der sogenannten 2. Generation zu entwickeln, deren Wirkungsgrad gegenüber dem betrachteten Kraftwerk auf gut 50 % deutlich angehoben werden könnte. Mit Blick auf das Bezugsjahr 2010 wird jedoch nicht erwartet, dass diese Technik, die neben einer druckaufgeladenen Wirbelschicht auch eine teilweise Vergasung des Brennstoffs erfordert, verfügbar sein wird. DWSF-Kraftwerke der 2. Generation werden eher als langfristige Option betrachtet.

2.3.5.4 IGCC-Kraftwerke

Neben dem im vorherigen Abschnitt beschriebenen Verfahren des Kraftwerks mit einer Druckwirbelschichtfeuerung werden gegenwärtig weitere Konzepte untersucht und Anlagen entwickelt, mit denen hohe Wirkungsgrade durch die Kombination eines Gasturbinenprozesses mit einem Dampfturbinenprozess auch bei Verwendung von festen Brennstoffen erreicht werden können. Ein intensiv verfolgter Ansatz wird in der Umwandlung des Festbrennstoffs Kohle in ein sauberes Brenngas gesehen, das dann in einem entsprechend angepassten GuD-Prozess mit hoher Effizienz eingesetzt werden kann. Zurzeit diskutierte Anlagenkonzepte sehen die Integration der Kohlevergasung in den Kraftwerksprozess vor. Diese Anlagen werden daher englisch als IGCC-Kraftwerke (Integrated Gasification Combined Cycle) bezeichnet. Forschungsvorhaben in jüngerer Zeit zu IGCC-Anlagen lassen erwarten, dass im Jahr 2010 Kraftwerke verfügbar sein werden, die einen Wirkungsgrad von 51,5 % erreichen. In dieser Studie werden zwei solche IGCC-Anlagen betrachtet, die zum einen mit Steinkohle (Stk-IGCC-2010) und zum anderen mit Braunkohle (Brk-IGCC-2010) befeuert werden.

2.3.5.5 Braunkohle-Dampfturbinenkraftwerk mit integrierter Kohletrocknung

Moderne Braunkohlekraftwerke erreichen heute bereits Wirkungsgrade von etwa 45 % und liegen trotz hochentwickelter Anlagentechnik damit niedriger als steinkohlegefeuerte Dampfkraftwerke. Dies ist bedingt durch das heute verwendete Trocknungsverfahren der Rohbraunkohle mit heißem Rauchgas, das mit erheblichen Exergieverlusten und damit Einbußen im Wirkungsgrad verbunden ist. Die Forschung und Entwicklung zielt daher auf alternative und thermodynamisch günstigere Trocknungsverfahren ab. Gegenwärtig werden Pilotanlagen zu zwei alternativen Trocknungsverfahren erprobt: Die Wirbelschichttrocknung mit Abwärme (WTA) sowie die Mechanisch-Thermische Entwässerung (MTE). Mit dem WTA-Verfahren wird nach dem Stand der Arbeiten eine Steigerung des Wirkungsgrades von etwa 5 %-Punkten erwartet. Für die Untersuchungen der Lebenszyklusinventare wird daher ein weiterentwickeltes und ab dem Jahr 2010 als repräsentativ angesehenes Braunkohledampfkraftwerk betrachtet, das über einen Wirkungsgrad von 50 % bei einer Anlagenleistung von 1050 MW verfügt (Brk-DT-2010).

2.4 Systemgrenzen

Betrachtungsschwerpunkt des Projekts sind Stromerzeugungstechniken, die in Deutschland zukünftig Anwendung finden können. Die Auswahl der Techniken ist auf die hiesigen Verhältnisse ausgerichtet. Die Festlegung geographischer Systemgrenzen der Lebenszyklusbilanzierung wird als problematisch und nicht hilfreich betrachtet, da die Vorleistungsstrukturen der Werkstoffe und insbesondere der Energieträger sich bei einer möglichst realitätsnahen Abbildung praktisch nie auf z. B. nationale Grenzen beschränken lassen. Allgemeine und technikübergreifende Systemgrenzen werden in dem Vorhaben daher bezüglich der Vorleistungsstrukturen nicht getroffen. Produktseitig bildet die funktionale Einheit $1 \text{ kWh}_{\text{el}}$ frei Umwandlungsanlage bzw. frei Hochspannungsnetz die Systemabgrenzung.

2.5 Allokationsfragen

Bei der Bilanzierung der zu untersuchenden Techniken treten Allokationsfragen insbesondere bei der gekoppelten Kraft- und Wärmeerzeugung auf. Mit der Allokation wird festgelegt, welche Anteile der stofflichen und energetischen Aufwendungen auf die jeweiligen Produktströme entfallen. Als Allokationsverfahren sind verschiedene Vorgehensweisen denkbar, einige sind nachfolgend aufgelistet:

- a Allokationen über die Massenströme. Hier werden die Aufwendungen entsprechend der Massenanteile der Produktströme verteilt.
- b Allokation über die Molenströme. Die Zuordnung erfolgt anhand der Stoffmengen der Produktströme.

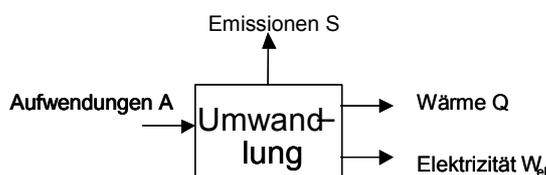
- c Monetäre Allokation. Verteilung der Aufwendungen auf die Produktströme entsprechend ihrer monetären Werte, sofern alle erzeugten Güter oder Dienstleistungen einen Marktwert besitzen.
- d Energetische Allokation. Bei energetischen Produkten (Strom und Wärme) erfolgt die Aufteilung der Aufwendungen über die Energieströme (Leistungen).
- e Exergetische Allokation. Hier erfolgt bei energetischen Produkten die Allokation über den Exergieanteil der Produktströme, wobei die Unterschiede in der Energiequalität berücksichtigt werden.

Mit Blick auf die Prozesse zur gekoppelten Erzeugung von Kraft und Wärme scheiden die Allokationsmechanismen (a und b) grundsätzlich aus, da sie stoffgebunden sind. Die **monetäre Allokation (c)** erfordert die Festlegung der monetären Werte von Strom und Wärme. Diese Werte können zeitlich erheblichen Schwankungen unterliegen, insbesondere auch durch Einflüsse konkurrierender Systeme zur Bereitstellung der jeweiligen Energien. Die monetäre Allokation der physikalischen Produkte des Hauptprozesses wird daher im Rahmen dieses Projektes nicht angewendet.

Eine **energetische Allokation (d)** ist bei den betrachteten Energieumwandlungssystemen grundsätzlich möglich. Sie vernachlässigt jedoch die thermodynamisch unterschiedlichen Qualitäten der Produkte Strom und Wärme und würde zu einer geringen Zuordnung der Aufwendungen zu dem thermodynamisch höherwertigen Produkt Strom führen.

Die **exergetische Allokation (e)** berücksichtigt hingegen die thermodynamische Qualität der Produkte und erlaubt eine Verteilung der Aufwendungen anhand gleicher Eigenschaften der Produktströme. Sie ist ausschließlich auf physikalische Zusammenhänge gestützt und wird im Rahmen des Projektes als geeignet für die Allokationen bei Kraft-Wärme-Kopplungssystemen betrachtet. Die Vorgehensweise zur exergetischen Allokation ist nachfolgend erläutert.

Betrachtet wird ein Energieumwandlungsprozess, der die Produkte Elektrizität W_{el} und Wärme Q als Ergebnis der Aufwendungen A und bei Abgabe der Emissionen S erzeugt.



Die Exergie E_Q der Wärme Q berechnet sich aus der Wärmemenge Q , ihrer Temperatur T_Q , sowie der Umgebungstemperatur T_u .

$$E_Q = Q \cdot \left(1 - \frac{T_u}{T_Q}\right) \text{ Temperaturen werden grundsätzlich in Kelvin [K] eingesetzt}$$

Hier wird vorgeschlagen, die Umgebungstemperatur als festen Referenzzustand grundsätzlich auf 15°C (288 K) festzusetzen. Der Prozess hat damit als exergetische Outputs

die Elektrizität W_{el} und den exergetischen Anteil der Wärme E_Q . Durch die exergetische Allokation entfällt damit auf die Kilowattstunde Elektrizität der folgende Anteil:

$$\text{Anteil der Elektrizität an der gesamten Exergie} = \frac{W_{el}}{W_{el} + E_Q}$$

Mit diesem Faktor werden die Aufwendungen A und Emissionen S durch die Allokation der funktionellen Einheit 1 kWh_{el} anteilig zugeordnet:

$$\frac{(\text{Emissionen, Aufwendungen})}{FE} = \frac{W_{el}}{W_{el} + E_Q} \cdot (S, A)$$

In den Ergebnistabellen sind die Anteile, die auf die Stromerzeugung und die Wärmebereitstellung entfallen, separat ausgewiesen.

2.6 Anforderungen an Daten und die Datenqualität

Mit der vorliegenden Studie sollen LCI-Daten bereitgestellt werden, die insbesondere für Bewertungen von zukünftigen Stromerzeugungstechniken relevant sind. In diesem Zusammenhang sind neben einzelnen Luftschadstoffen die Wirkungskategorien *Treibhauspotenzial* und oft auch das *Versauerungspotenzial* Indikatoren, aus denen Aussagen zu der ökologischen Relevanz der Techniken abgeleitet werden können. Das Treibhauspotenzial kann vereinfacht aus den luftgetragenen Emissionen CO₂, N₂O und CH₄ berechnet werden. Zur Bestimmung des Versauerungspotenzials sind die Größen SO₂ und NO_x erforderlich. Zu beiden Potenzialen tragen noch einige weitere Stoffe bei, die jedoch im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet werden können. Die Stoffauswahl ist auf die Stoffe mit der gewöhnlich für das Treibhaus- und Versauerungspotenzial größten Relevanz beschränkt. Mit dem Indikator *Kumulierter nicht-regenerativer Primärenergieaufwand (KEA)* kann ergänzend der Verbrauch nicht erneuerbarer Energieressourcen erfasst werden.

Vor diesem Hintergrund wird im Rahmen dieser Studie angestrebt, als Minimum die folgenden Sachbilanzgrößen für die Stromerzeugungstechniken bereitzustellen:

- Emissionen in Luft: CO₂, N₂O, NO_x, SO₂, CH₄, sowie zusätzlich die Luftschadstoffe NMVOC, CO und PM,
- den (spezifischen) kumulierten nicht-regenerativen Primärenergieaufwand KEA.

Soweit vor dem Hintergrund der z. T. mit externen Partnern geschlossenen Vertraulichkeitsvereinbarungen möglich, werden zusätzlich als Sachbilanzgrößen für den Verbrauch nicht-energetischer Ressourcen die spezifischen Massen der Rohstoffe Eisenerz, Bauxit und Kupfererz sowie die Größe des Verbrauchs der jeweiligen nicht-regenerativen Primärenergieträger ausgewiesen.

Eine allgemeine Anforderung an die Qualität der Daten wird nicht formuliert. Grundsätzlich ist es Ziel, Daten von hoher Qualität bereitzustellen. Die Datenquellen und die Verlässlichkeit der in der Studie verarbeiteten Informationen wird in den jeweiligen Teilberichten im 2. Teil des Berichts reflektiert.

2.7 Annahmen und Einschränkungen

Für die Arbeiten zur Bilanzierung der Lebenszyklusinventare der Stromerzeugungstechniken werden technikspezifisch unterschiedliche Datenquellen und Verfahren zur Generierung von Stoffstromgerüsten angewendet. Die aus den jeweiligen Ansätzen und der Datenverfügbarkeit folgenden Annahmen und Einschränkungen lassen sich daher nicht übergreifend fixieren, sondern sind Gegenstand der Dokumentationen in den einzelnen Teilberichten im 2. Teil des Berichts.

2.8 Qualitätssicherung

Die Sicherstellung der Qualität der Ergebnisse liegt in der Verantwortung der jeweiligen Projektpartner. Soweit Input-Daten von externen Partnern bereitgestellt wurden, wurde vor der endgültigen Aufnahme der Ergebnisse in den Bericht Rücksprache gehalten. Soweit möglich, wurden von den Projektpartnern Sensitivitätsanalysen zu besonders ergebnisrelevanten Einflussgrößen angestellt und in die Teilberichte mit aufgenommen. Dies umfasst zum einen technische Merkmale der Stromerzeugungstechniken als auch die datentechnischen Grundlagen.

2.9 Veröffentlichung

Mit der Studie wird das Ziel verfolgt, Lebenszyklusinventardaten frei zugänglich bereitzustellen. Hierfür dient zum einen die Veröffentlichung der Ergebnisse zusammen mit der Dokumentation in dem vorliegenden Bericht, der begleitend zu dem VDI-Workshop „Lebenszyklusanalysen zukünftiger Stromerzeugungstechniken - Ergebnisse eines Forschungsvorhabens des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit“ innerhalb des VDI-Expertenforums „Entwicklungslinien der Energietechnik“ am 8. September 2004 in Bochum die Arbeiten erscheint. Die Ergebnisse werden weiterhin auf der Webseite des Projekts, die unter der Adresse http://www.ier.uni-stuttgart.de/lci_bmwi verfügbar ist, zum Download bereitgestellt.

Über die zuvor genannten Wege hinaus wird angestrebt, Teile der Arbeiten in dem Fachjournal „The International Journal of Life Cycle Assessment“ zu publizieren.

Der BINE-Informationssdienst strebt an, ein Projektinfo zu dem Vorhaben herauszugeben.

3 Datenbasis und Sachbilanzen vorgelagerter Ketten

Ein Ziel des Vorhabens ist die Bereitstellung von Sachbilanzinventaren auf einer möglichst harmonisierten und aktuellen Datenbasis. Mit den Ökoinventaren von Energiesystemen /Ökoinventare 1996/ ist eine harmonisierte Datenbasis verfügbar, die auf Sachbilanzen von Prozessketten der Material- und Energiebereitstellung in der ersten Hälfte der 90er Jahre beruht. Diese Datenbasis wurde mit einem besonderen Fokus auf die Situation in der Schweiz entwickelt. Mit Blick auf die im Rahmen der vorliegenden Studie zu bilanzierenden Techniken stellt die Datensammlung der Ökoinventare im Bereich der Grundstoffbereitstellung eine wertvolle und umfassende Datenbasis dar. Die Datenbasis der Ökoinventare für Energiesysteme ist in der im Rahmen des Vorhabens verwendeten Bilanzierungssoftware BALANCE implementiert und bildet die Grundlage für die Sachbilanzierungen in der Studie.

Für einige Prozesse - dies sind insbesondere die Prozesse der Bereitstellung von Energieträgern und speziell Elektrizität - werden die in der Datenbasis der Ökoinventare für Energiesysteme aus dem Jahr 1996 verfügbaren Datensätze sowohl wegen des unterschiedlichen regionalen als auch insbesondere zeitlichen Bezugs als weniger geeignet betrachtet. Im Rahmen dieser Studie werden daher für die Bereitstellung der Brennstoffe Erdgas, Steinkohle, Braunkohle, Elektrizität sowie biogener Brennstoffe für die Biomasseanlagen Prozessketten definiert und bilanziert, die für das Jahr 2010 in Deutschland als charakteristisch betrachtet werden. Gleichzeitig muss mit dem teilweisen Ersatz von Prozessketten der Ökoinventare von Energiesystemen eine gewisse Inkonsistenz in dem Datengerüst in Kauf genommen werden, da Rückverknüpfungen der Outputs von neu angelegten Prozessen mit bereits in der Datenbank vorhandenen Prozessen nicht abgebildet werden können. Dies wird etwa an folgendem Beispiel deutlich:

Ein zukünftiger Stromerzeugungsmix wird sich voraussichtlich aufgrund strengerer Emissionsstandards und erhöhter Anlageneffizienz gegenüber dem vorhandenen Datenbestand durch geringere Emissionen auszeichnen. Diese reduzierten Emissionen der Strombereitstellung werden jedoch in den übrigen Prozessen des Datenbestandes, z. B. auch in Prozessen der stromintensiven Grundstoffindustrie, nicht berücksichtigt. Ein ähnliches Problem ergibt sich bei der Bilanzierung eines speziellen Mixes z. B. der Erdgasbereitstellung. Diese Inkonsistenzen lassen sich nur durch eine vollständige Neuberechnung sämtlicher Prozesse des Bestandes vermeiden. Ein solches äußerst umfangreiches Vorhaben, das unter dem Titel Ecoinvent 2000 im letzten Jahr durchgeführt wurde, diente der Fortschreibung und Erweiterung des Datenbestandes der Ökoinventare von Energiesystemen auf das Jahr 2000. Im Rahmen der vorliegenden Studie konnten vergleichbare Arbeiten jedoch nicht geleistet werden. Der aktualisierte Datenbestand von Ecoinvent 2000 wurde Ende letzten Jahres veröffentlicht und konnte in den Arbeiten zu diesem Projekt nicht mehr berücksichtigt werden.

Auch wenn mit den Ökoinventaren von Energiesystemen ein umfangreicher Datenbestand verfügbar ist, so konnten mit dieser Datenbank dennoch für spezielle Stoffströme, die insbesondere bei der Herstellung von photovoltaischen Zellen benötigt werden, z. T. keine geeigneten Vorketten bereitgestellt werden. Im Rahmen des durchgeführten Projekts wurde in diesen Fällen auf folgende Ansätze zugegriffen:

- Verwendung eines Ersatzstoffes. Sofern Materialien aus dem Datenbestand verfügbar waren, die nach Einschätzung der Bearbeiter als Ersatz für den zu bilanzierenden Stoff adäquat verwendet werden können, wurde auf diese Möglichkeit zugegriffen.
- Ergänzung der Datenbasis durch Stoffe aus anderen Datenquellen. Zum Teil konnten aus Arbeiten und Datenbeständen der Projektpartner für spezielle Stoffe Inventardaten bereitgestellt werden, die in der Bilanz der jeweiligen Technik berücksichtigt wurden.
- Anwendung eines alternativen Datenbestandes. Im Fall der Photovoltaik wurde für die Lebenszyklusbilanzierungen ein alternativer und bezüglich einzelner in den Produktionsprozessen benötigter Stoffe detaillierterer Datenbestand verwendet.

In den Dokumentationen zu den Bilanzierungen der jeweiligen Techniken im Teil II des Berichts werden die gewählten Ansätze erläutert.

Für die Berechnung der kumulierten Energieaufwendungen werden massen- bzw. volumenspezifische Energieinhalte der Primärenergieträger berücksichtigt. Die in der Datenbasis der Ökoinventare von Energiesystemen enthaltenen Prozesse wurden unter den in Tabelle 3-1 angeführten spezifischen Energieinhalten der Primärenergieträger bestimmt.

Tabelle 3-1: Spezifische Energieinhalte der Primärenergieträger

Primärenergieträger	spezifischer Energieinhalt
Rohbraunkohle	8,0 MJ/kg
Rohsteinkohle	18,0 MJ/kg
Rohöl	42,6 MJ/kg
Erdgas	35,0 MJ/m ³
Uran	128 TJ/kg U-235 bzw. 0,91008 TJ/kg U-nat

Insbesondere der Heizwert der Steinkohle weicht von dem für in Deutschland gewonnene und in Kraftwerken verfeuerte Steinkohle erheblich ab. Bezüglich der zu bestimmenden kumulierten Energieaufwendungen stellt dies jedoch kein Problem dar, so lange die bei der Berechnung der Lebenszyklusinventare der Basisdatensätze in der Datenbank der Ökoinventare von Energiesystemen jeweils ausgewiesenen Brennstoffmassen und -volumina konsequent mit den in Tabelle 3-1 zusammengestellten spezifischen Energieinhalten verrechnet werden. In der Bilanzierungssoftware BALANCE (vgl. Abschnitt 2.1) werden für die Basisdaten der Ökoinventare von Energiesystemen parallel Primärenergieträger sowohl in Massen- bzw. Volumeneinheiten als auch in Energieeinheiten bilanziert und ausgewiesen. Die Umrechnung erfolgt mit den in Tabelle 3-1 angeführten Energieinhalten.

Für die in den folgenden Abschnitten diskutierten und im Rahmen des Vorhabens bilanzierten Prozessketten der Bereitstellung von fossilen Brennstoffen wurden hingegen für Deutschland bzw. für die Herkunftsländer der Primärenergieträger spezifische Brennstoffeigenschaften, d. h. insbesondere Heizwerte, berücksichtigt und die entsprechenden Werte, d. h. die Brennstoffmasse und der korrespondierende Energiegehalt, in die Datenbank der Bilanzierungssoftware eingespeist. Hiermit lassen sich trotz unterschiedlicher berücksichtigter Heizwerte, z. B. von Steinkohlen, die korrekten Brennstoffmassen und unmittelbar aus der Software auch der mit ihnen verbundene Primärenergieaufwand entnehmen.

3.1 Erdgasbereitstellung für Deutschland im Jahr 2010

Für die Bereitstellung von Erdgas werden im Rahmen dieser Studie Prozessketten bilanziert mit dem Ziel, die Versorgung in Deutschland charakteristisch abzubilden. Mit Blick auf die zu untersuchenden Stromerzeugungstechniken ist die Bereitstellung von Erdgas auf Hochdruck- (HD-) und auf Mitteldruck/Niederdruck- (MD/ND-) Ebene zu betrachten. In der Datenbank der /Ökoinventare 1996/ liegen keine deutschlandspezifischen Datensätze vor, die die gesamte Prozesskette der Erdgasbereitstellung abbilden. Hier werden daher, aufbauend auf verfügbaren Studien, Daten zu Gewinnungs-, Aufbereitungs- und Transportprozessen für die Gasbereitstellung in Deutschland ausgewertet. Eine grundlegende Quelle für diese Bilanzierung bildet die ausführliche Dokumentation einzelner Prozesse als Elemente der Prozessketten der Erdgasbereitstellung in der Studie der Ökoinventare für Energiesysteme aus dem Jahr 1996 /Ökoinventare 1996/. In den bisherigen Arbeiten mit BALANCE wurde so eine Bereitstellungsstruktur für das Jahr 1997 zusammengestellt /Marheineke 2002/ und in den Bilanzen insbesondere von Kraftwerkstechniken zugrunde gelegt. Im Folgenden werden wesentliche Annahmen erläutert, die im Rahmen dieser Studie für die Abbildung der zukünftigen Erdgasbereitstellung (2010) gegenüber den bestehenden Bilanzierungen angesetzt wurden.

Wesentliche und für die Abbildung der Bereitstellungsstruktur charakteristische Parameter sind die Anteile verschiedener Herkunftsländer des in Deutschland verfügbaren Erdgases. Einfluss auf die Lebenszyklusbilanz haben hierbei besonders die Transportentfernungen, die damit verbundenen Energieaufwendungen sowie die landes- bzw. technikspezifisch z. T. erheblich unterschiedlichen Leckageraten bei der Gewinnung, Aufbereitung und dem Transport des Erdgases. In Tabelle 3-2 sind die Anteile der bisher berücksichtigten verschiedenen Herkunftsländer sowie eine Projektion für das Jahr 2010 nach /Reichert et al. 2000/ zusammengestellt. Hiernach wird neben den bereits 1997 nach Deutschland Gas liefernden Ländern auch Dänemark in 2010 beitragen, allerdings mit einem vergleichsweise kleinen Anteil von nur 4 % der gesamten Gasversorgung. Im Übrigen weisen die Veränderungen einen Rückgang der heimischen Erzeugung zu Gunsten einer starken Zunahme des Anteils von Norwegen aus. Wegen des erwarteten geringen Beitrags Dänemarks wird im Rahmen dieser Studie dessen Beitrag nicht weiter betrachtet, sondern sein Anteil auf die übrigen Herkunftsländer gewichtet aufgeteilt. Die in dieser Studie zugrundegelegten Anteile sind in Tabelle 3-2 ebenfalls angeführt.

Tabelle 3-2: Anteile der Herkunftsländer an der Erdgasbereitstellung in Deutschland im Jahr 2010

	Stand 1997	Projektion 2010	Gewählt in dieser Studie
Deutschland	0,219	0,140	0,146
Niederlande	0,311	0,210	0,219
Norwegen	0,138	0,300	0,313
GUS	0,332	0,310	0,323
Dänemark	0,000	0,040	0,000
Summe	1	1	1

In Deutschland werden nach /ECOINVENT 2000a/ im Jahr 2000 0,0836 % des geförderten Erdgases bei der Gewinnung abgeblasen oder abgefackelt. Im Jahr 1997 wurden nach /Reichert et al. 2000/ 0,13 % des Erdgases insgesamt bei der Gewinnung und Aufbereitung freigesetzt. /Reichert et al. 2000/ erwarten für das Jahr 2010, dass der Anteil der Freisetzung durch Gewinnung und Aufbereitung in Deutschland auf 0,08 % bis zum Jahr 2010 reduziert werden kann. Aus diesen Angaben über die Veränderung der Gesamtfreisetzung und den Anteil für die Gewinnung werden für diese Studie die in Tabelle 3-3 aufgeführten Annahmen für das Jahr 2010 getroffen.

Tabelle 3-3: Erdgasverluste in Deutschland bei der Förderung und Aufbereitung in %

	Gesamtfrei- setzung	Anteil der Förderung	Anteil der Aufbereitung
2000	0,130	0,084	0,046
2010	0,080	0,051	0,029

In der Gewinnung, Aufbereitung und beim Transport von Erdgas aus der Gemeinschaft Unabhängiger Staaten (GUS) werden bis zum Jahr 2010 technische Verbesserungen erwartet, die zu merklichen Abnahmen der Leckagerate führen werden. In den bisherigen Bilanzen des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), z. B. bei /Marheineke 2002/ wurde mit einer Leckagerate beim Transport von 1,5 % gerechnet. In /Reichert et al. 2000/ werden, differenziert für die Gewinnung, sowie die mit dem Transport verbundenen Prozesse, folgende Raten für die GUS im Jahr 2010 genannt:

- Emissionen aus der Gewinnung: 0,06 %
- Emissionen aus Leitungsleckagen: 0,10 %
- Emissionen Verdichterstationen: 0,50 %

Dies bedeutet, dass die Emissionen von 1,5 % auf 0,66 % mehr als halbiert werden können.

Nach der gleichen Quelle werden für die weiteren in dieser Studie betrachteten Erdgaslieferländer keine Änderungen der Verlustraten bzw. Emissionsfaktoren in dem betrachteten Zeitraum bis 2010 erwartet. Die in diesen Ländern eingesetzten Techniken entsprechen bereits dem Stand der Technik und sind in den Bilanzen berücksichtigt. In den Bilanzierungen zu dieser Studie werden daher diese Werte konstant gehalten.

Als nächste Stufe der Erdgasversorgung wird die Bereitstellung frei HD-Netz betrachtet. Von /Reichert et al. 2000/ werden hierzu folgende Annahmen getroffen:

- Das HD-Leitungsnetz wird in Deutschland deutlich von rund 48.730 km (1997) auf 61.400 km (2010) ausgebaut. Hierbei kommen zunächst noch Stahlrohre, im zeitlichen Verlauf dann zunehmend Kunststoffrohre zum Einsatz, die sich durch deutlich geringere Leckageraten auszeichnen.
- Für Regelstationen sowie Speicher werden wegen des bereits heute hohen technischen Stands keine Veränderungen der Leckagen und Emissionsfaktoren in dem Zeitraum erwartet.

Insgesamt ergibt sich nach dieser Quelle, dass 2010 im HD-Netz knapp 8,5 Mio. m³ Methan emittiert werden bei einer Gesamtbereitstellung von 61.400 Mio. m³ Erdgas. Dies entspricht einer Leckagerate von etwa 0,015 % (in den bisherigen Arbeiten wurde mit 0,05 % gerechnet). Der neue Wert ist in den Bilanzierungen im Rahmen dieser Studie zugrunde gelegt.

Für das MD-Verteilungsnetz in Deutschland wird nach /Reichert et al. 2000/ von einem weiteren Ausbau von 117.300 km in 1997 auf etwa 148.500 km in 2010 ausgegangen, während das ND-Netz insgesamt bezüglich seiner Länge in Deutschland praktisch konstant bleiben wird. Wie bei dem HD-Netz werden für den Ausbau bzw. die Modernisierung zunehmend Kunststoffrohre mit geringen Leckageraten zum Einsatz kommen. Aus den Annahmen zu den jährlichen Leckagen und der Gasbereitstellung errechnet sich der spezifische Verlust an Erdgas zu etwa 0,022 % (bisher wurde mit 0,8 % gerechnet). Änderungen an der restlichen Infrastruktur mit Einfluss auf Leckageraten werden wie bei der HD-Verteilung nach /Reichert et al. 2000/ nicht erwartet.

In Abbildung 3-1 ist die in der Bilanzierungssoftware BALANCE umgesetzte Struktur der Gasbereitstellung für Deutschland im Jahr 2010 bis zur Ebene des MD-/ND-Netzes dargestellt. Die ausgewiesenen Zahlenwerte geben die CH₄-Emissionen der dargestellten sowie der ihnen vorgelagerten und ausgeblendeten Prozesse wieder.

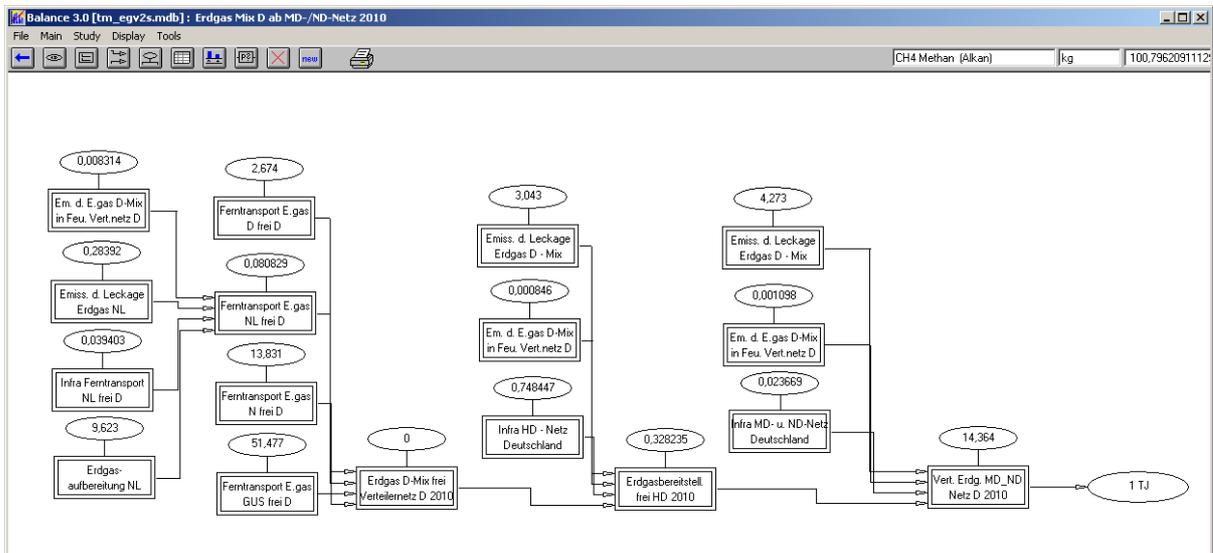


Abbildung 3-1: Struktur der Bilanzierung der Erdgasbereitstellung für Deutschland im Jahr 2010 (vereinfachte Darstellung)

Aus Gründen der Darstellbarkeit sind hier nur die wesentlichen Prozesse abgebildet. Prozesse, die der Bereitstellung der Infrastruktur dienen, sowie detailliertere Aufschlüsselungen der Gewinnungs- und Aufbereitungsvorgänge sind in der Grafik ausgeblendet, in den Bilanzen jedoch berücksichtigt.

In Abbildung 3-2 sind die unter den zuvor beschriebenen Annahmen für Deutschland im Jahr 2010 resultierenden spezifischen Emissionen ausgewählter Stoffe in Luft pro MJ be-

reitgestelltem Erdgas frei HD-Netz dargestellt. Die spezifischen CO₂-Emissionen betragen hiernach rund 5 g/MJ, die Methanemissionen liegen bei etwa 0,08 g/MJ Brennstoff.

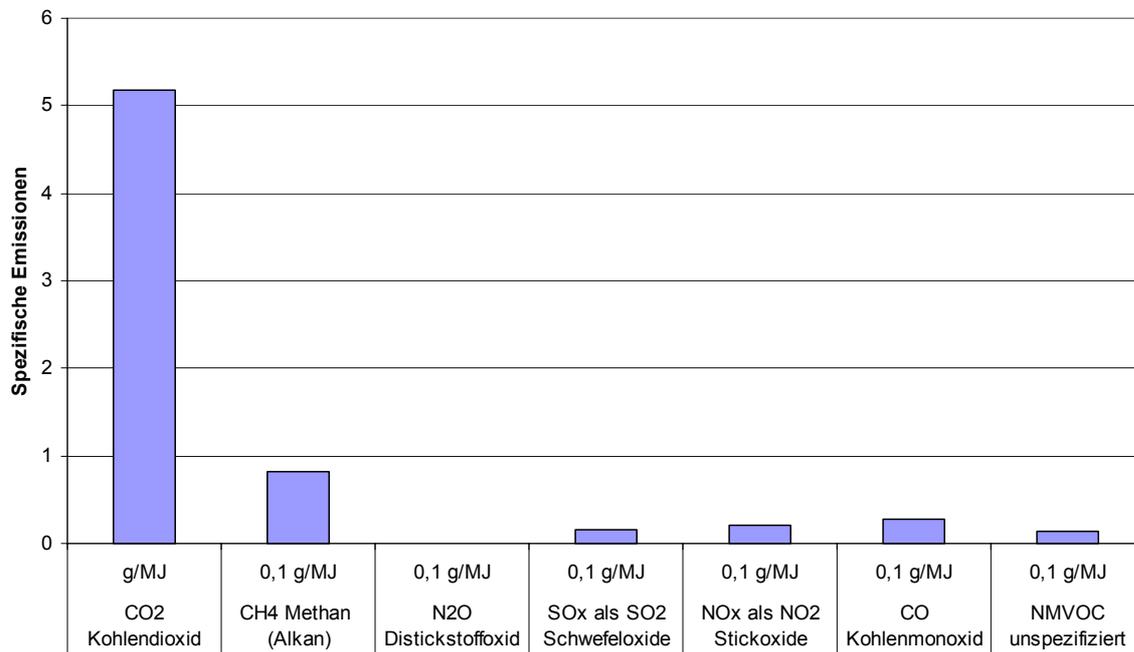


Abbildung 3-2: Spezifische Emissionen in Luft der Erdgasbereitstellung in Deutschland frei HD-Netz im Jahr 2010

Abbildung 3-3 zeigt die relative Veränderung der Emissionen im Jahr 2010 gegenüber den bisher zugrundegelegten Daten für das Jahr 1997.

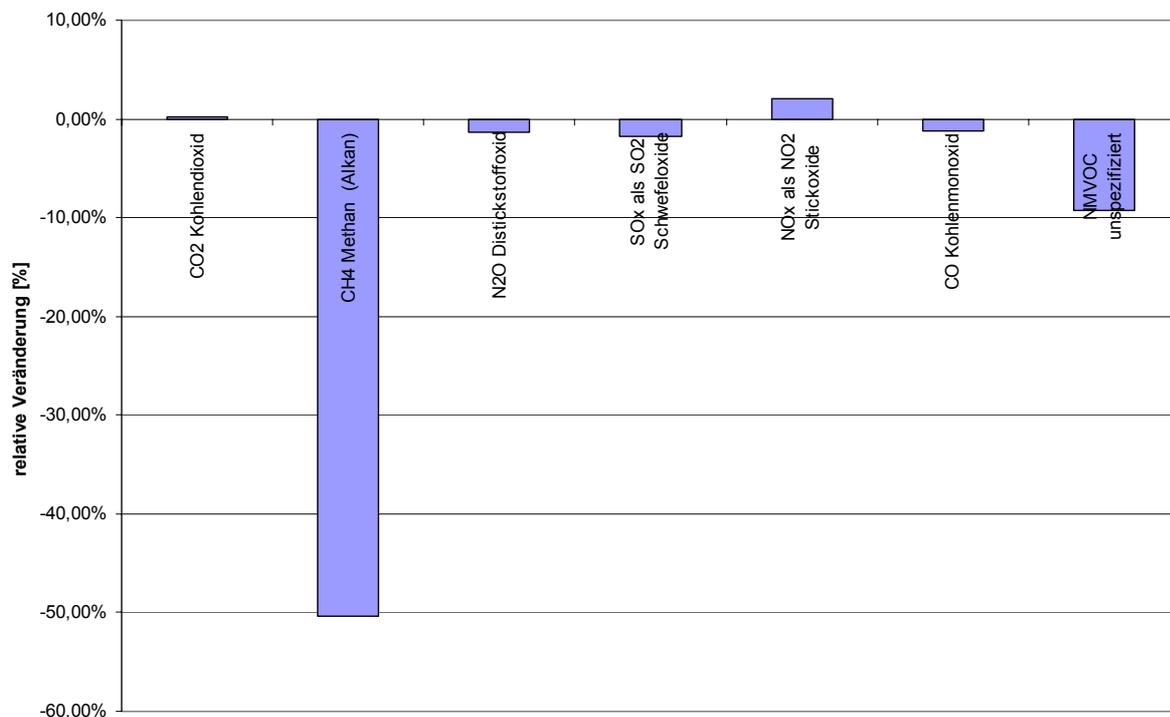


Abbildung 3-3: Relative Veränderungen ausgewählter Emissionen in Luft der Erdgasbereitstellung in Deutschland im Jahr 2010 gegenüber dem Jahr 1997 frei HD-Netz

Hier wird deutlich, dass durch die technischen Weiterentwicklungen und Modernisierungen der Erdgasgewinnung, -aufbereitung und der Transporte die Methanemissionen auf etwa die Hälfte reduziert werden können. Gleichzeitig werden praktisch keine Veränderungen der spezifischen CO₂- sowie der meisten anderen luftgetragenen Emissionen bestimmt. Die Ursache hierfür liegt in der reduzierten heimischen Erzeugung von Erdgas und den daraus folgenden höheren Anteilen von Importen, die mit größeren Energieaufwendungen, also der Nutzung von Erdgas in Verdichterstationen verbunden sind. Technische Fortschritte, die in geringeren spezifischen Energieaufwendungen bestehen, werden durch größere absolute Transportaufwendungen fast vollständig kompensiert.

In Tabelle 3-4 sind zusammenfassend für verschiedene Stufen der Erdgasbereitstellung in Deutschland im Jahr 2010 (frei Fernverteilnetz, HD-Netz sowie MD-/ND-Netz) ausgewählte Emissionen zusammengestellt. Hier wird deutlich, dass mit dem Übergang auf niedrigere Druckstufen die spezifischen Emissionen der Erdgasbereitstellung erheblich steigen.

Tabelle 3-4: Spezifische Emissionen und energetische Ressourcen für die Erdgasbereitstellung in Deutschland im Jahr 2010 ab Fernverteilnetz, HD-Netz und MD-/ND-Netz

Erdgas 2010 frei		Fernvert.-Netz	HD-Netz	MD/ND-Netz
CO ₂ Kohlendioxid	g/MJ	4,863	5,183	7,956
CH ₄ Methan (Alkan)	mg/MJ	78,0	82,1	100,8
N ₂ O Distickstoffoxid	mg/MJ	0,5	0,5	0,9
SO _x als SO ₂ Schwefeloxide	mg/MJ	14,8	15,8	26,5
NO _x als NO ₂ Stickoxide	mg/MJ	20,8	21,6	29,0
CO Kohlenmonoxid	mg/MJ	26,3	28,5	46,4
NMVOC unspezifiziert	mg/MJ	12,6	13,1	19,6
Uran	MJ/MJ	0,00103	0,00125	0,00125
Braunkohle	MJ/MJ	0,01083	0,01188	0,03299
Steinkohle	MJ/MJ	0,01211	0,01360	0,03233
Rohöl	MJ/MJ	0,00401	0,00454	0,00766
Erdgas	MJ/MJ	1,04722	1,04858	1,06101
KEA nicht-reg.	MJ/MJ	1,07519	1,07984	1,13525

3.2 Steinkohlebereitstellung für Deutschland im Jahr 2010

Für die Bereitstellung von Steinkohle im Jahr 2010 werden im Rahmen dieser Studie eine veränderte Struktur der Herkunftsländer sowie Änderungen der mit der Steinkohlegewinnung verbundenen Methanemissionen und der Nutzung des Grubengases berücksichtigt.

Grundlage für die Bestimmung des Verhältnisses aus heimischer und importierter Steinkohle bilden hierbei Optimierungsrechnungen mit dem Energiesystemmodell TIMES im Rahmen der Arbeiten zur Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ /Enquete 2002/. Die Ergebnisse der Modellrechnungen zur Referenzentwicklung weisen für das Jahr 2010 einen Steinkohlenverbrauch in Höhe von 1.775 PJ aus, der zu 952 PJ, entsprechend einem Anteil von 53,6 %, aus Importen gedeckt wird. In Tabelle 3-5 sind die in früheren Arbeiten des IER Stuttgart

z. B. in /Marheineke 2002/ verwendeten Anteile aus heimischer Gewinnung und Importen den in diesem Projekt zugrunde gelegten Anteilen gegenübergestellt.

Während in den 90er Jahren Steinkohle noch zu über 80 % aus heimischer Förderung stammte, wird bis 2010 nach den Modellrechnungen erwartet, dass die Anteile heimischer und importierter Kohle in Deutschland etwa gleich sein werden.

Tabelle 3-5: Vergleich der Bezugsstruktur von Steinkohle im Jahr 2010 gegenüber 1997

	1997	2010
Anteil heimisch	83,4 %	46,4 %
Anteil Import	16,6 %	53,6 %

Für die importierte Kohle wird im Weiteren angenommen, dass sich die Anteile der Lieferländer an den deutschen Importen nicht verändern werden. In der Tabelle 3-6 sind die resultierenden Anteile der verschiedenen Staaten an der Bereitstellung von Steinkohle in Deutschland im Jahr 2010 dargestellt.

Tabelle 3-6: Zusammenstellung der Charakteristika geförderter Steinkohlen und ihr Anteil an der Kohlebereitstellung in Deutschland im Jahr 2010

	Anteil in 2010	Heizwert MJ/kg	CH ₄ in Luft m ³ /t	CH ₄ (Grubengas) m ³ /t
Vollwertkohle D ab Aufbereitung	46,4 %	28,47	7,28	18,20
Vollwertkohle Südafrika ab Aufbereitung	20,0 %	25,01	4,88	4,88
Vollwertkohle Polen ab Aufbereitung	18,4 %	26,25	13,38	16,72
Vollwertkohle Australien ab Aufbereitung	7,3 %	26,37	3,76	4,18
Vollwertkohle USA ab Aufbereitung	4,2 %	27,04	4,18	8,08
Vollwertkohle Tschechien ab Aufbereitung	3,7 %	26,25	18,84	23,55

Die Transportmittel und ihre spezifischen Aufwendungen für den Transport der Kohlen nach Deutschland und ihre Bereitstellung frei Kraftwerk werden gegenüber dem früheren Datensatz beibehalten. Hier werden landesspezifisch Bahn- sowie Schiffstransporte (Überschiffahrt und Binnenschiffahrt) betrachtet.

Für die mit der Förderung verbundenen Methanemissionen sowie die Nutzung von Grubengas bei untertägiger Förderung wird mit Ausnahme Deutschlands auf Angaben nach /Ecoinvent 2000b/ bzw. bei der Tschechien nach /Ökoinventare 1996/ zurückgegriffen. Hiernach folgt, dass heute durchschnittlich etwa 20 % des Grubengases energetisch genutzt werden. Nach /den Drijer 1997/ wurden Ende der 90er Jahre in Deutschland jedoch bereits etwa 31 % des Grubengases energetisch verwertet. Für die mittelfristige Perspektive nennt der gleiche Autor ein zusätzliches Minderungspotenzial der Methanemissionen um 30 % durch die Grubengasnutzung, so dass vor diesem Hintergrund angenommen wird, dass in 2010 60 % des Methans aus der heimischen Steinkohle genutzt werden. Gegenüber dem bisher verwendeten Datenbestand, in dem für die Methanemissionen hauptsächlich Emissionsfaktoren nach Gemis 2.1 /Gemis/ angesetzt wurden, weisen die Emissionsfaktoren nach den aktuellen oben zitierten Arbeiten zum Teil erheblich reduzierte Freisetzungen aus.

In Abbildung 3-4 ist die Struktur der Bilanzierung der Steinkohlebereitstellung frei Kraftwerk für Deutschland im Jahr 2010 vereinfacht dargestellt. Prozesse der Infrastruktur sind der Übersichtlichkeit halber ausgeblendet. Die in der Abbildung ausgewiesenen Werte geben die CO₂-Emissionen des jeweiligen Prozesses und ggf. der ausgeblendet davor liegenden Prozesse bezogen auf die Bereitstellung eines TJ Steinkohle an.

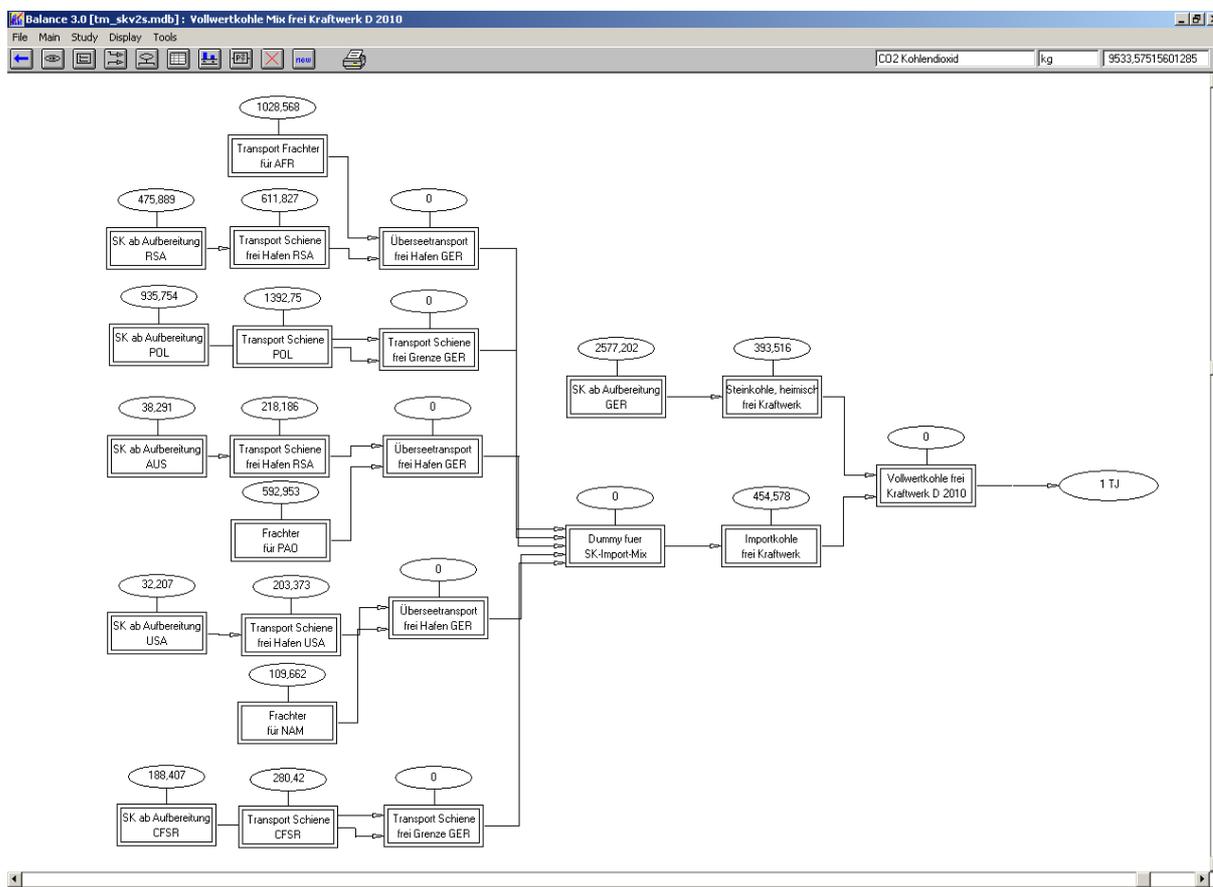


Abbildung 3-4: Struktur der Bilanzierung der Steinkohlebereitstellung

Tabelle 3-6 enthält die für das Jahr 2010 zugrunde gelegten landesspezifischen Merkmale geförderter Steinkohlen sowie die Anteile der Kohlen aus den Herkunftsländern zur Kohlebereitstellung. In Tabelle 3-7 sind als Ergebnis der Lebenszyklusbilanzierung ausgewählte Emissionen in Luft für die Bereitstellung eines MJ Steinkohle in Deutschland frei Kraftwerk im Jahr 2010 zusammengestellt.

Abbildung 3-5 zeigt die relative Veränderung ausgewählter Flüsse der Bereitstellung von Steinkohle frei Kraftwerk in Deutschland im Jahr 2010 gegenüber dem bisherigen Datensatz für die späten 90er Jahre. Hier fällt auf, dass die spezifischen Methanemissionen, bedingt durch eine forcierte heimische Grubengasnutzung, aber auch durch vergleichbare Maßnahmen im Ausland, um fast 60 % gegenüber den früheren Bilanzierungen sinken. Gleichzeitig wird jedoch eine deutliche Zunahme der spez. CO₂-Emissionen um knapp 30 % erwartet, die aus erheblich gestiegenen Energieaufwendungen für den Transport der Importkohle nach Deutschland in Folge des gut verdreifachten Anteils der Importkohle erklärt werden können.

Tabelle 3-7: Ausgewählte Emissionen und energetische Ressourcen der Bereitstellung von Steinkohle frei Kraftwerk in Deutschland im Jahr 2010

Emission in Luft	Einheit	Wert
CO ₂ Kohlendioxid	g/MJ	9,5336
CH ₄ Methan (Alkan)	g/MJ	0,2376
N ₂ O Distickstoffoxid	g/MJ	0,0006
SO _x als SO ₂ Schwefeloxide	g/MJ	0,0636
NO _x als NO ₂ Stickoxide	g/MJ	0,0444
Partikel gesamt	g/MJ	0,0096
NMVOC unspezifiziert	g/MJ	0,0131
Braunkohle	MJ/MJ	0,0128
Steinkohle	MJ/MJ	1,0547
Erdgas	MJ/MJ	0,0207
Rohöl	MJ/MJ	0,0389
Uran	MJ/MJ	0,0044
KEA nicht-reg.	MJ/MJ	1,1315

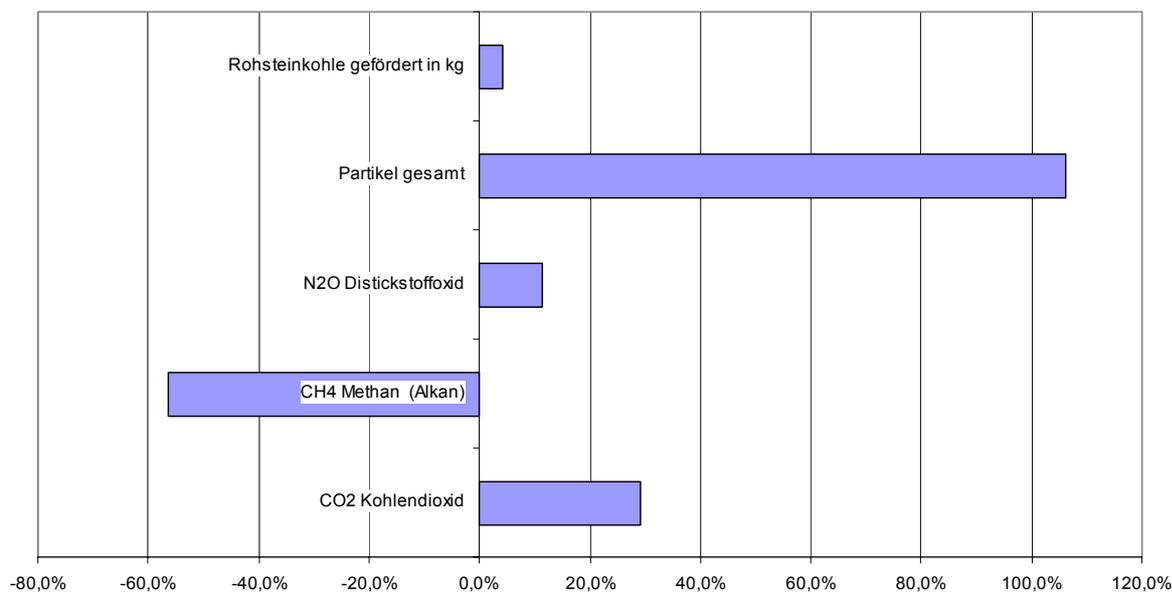


Abbildung 3-5: Relative Änderung ausgewählter Flüsse der Bereitstellung von Steinkohle frei Kraftwerk in Deutschland im Jahr 2010 gegenüber dem bisherigen Datensatz für die 90er Jahre

Die Verdopplung der Partikelemissionen folgt zum einen aus den umfangreicheren Transporten, zum anderen aber auch aus dem durch die veränderte Bezugsstruktur gestiegenem Anteil der obertägigen Gewinnung mit einem höheren Emissionsfaktor für Stäube.

3.3 Bereitstellung rheinischer Braunkohle im Jahr 2010

Für die Bereitstellung rheinischer Braunkohle im Jahr 2010 werden keine wesentlichen Veränderungen gegenüber dem heutigen Zustand angenommen. Aufgrund des geringen Heizwertes bzw. der vergleichsweise großen zu transportierenden Massenströme ist Braunkohle ein

Energieträger, der möglichst nahe an dem Ort der Gewinnung genutzt wird. Importe von Braunkohle werden daher auch in Zukunft als nicht realistisch betrachtet.

Die Braunkohlegewinnung im Rheinland erfolgt obertägig, als wesentliche Prozessenergie wird Elektrizität für die Abbaumaschinen und die Transportbänder im Tagebau eingesetzt. Es ist nicht erkennbar, dass grundsätzlich andere Abbautechniken in der näheren Zukunft zum Einsatz kommen könnten oder sich die spezifischen Aufwendungen u. a. für das Absenken des Grundwasserspiegels und Transporte im Tagebau verändern würden.

Die Kohlegewinnung wird im Rahmen des Projekts im Referenzfall so bilanziert, dass der Strombedarf des Kohleabbaus aus einem mit der Braunkohle versorgten Braunkohledampfkraftwerk selbst bereitgestellt wird. In dem Datensatz für die Braunkohlebereitstellung wird somit ein Braunkohlekraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 50 % (vgl. Abschnitt 2.3.5.5) zugrunde gelegt. Die gleiche Vorkette findet auch Anwendung bei der Bilanzierung des braunkohlegefeuerten IGCC-Kraftwerks.

Die Bereitstellung der Prozessenergie der Braunkohlegewinnung durch ein Braunkohlekraftwerk wird in dieser Bilanzierung betrachtet, da die Gewinnung in unmittelbarer Nähe der Verstromung erfolgt und ein Bezug des Stroms aus dem öffentlichen Netz ökonomische eher nachteilig wäre. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wurde zusätzlich auch die Variante der Bereitstellung der für die Gewinnung benötigten elektrischen Prozessenergie aus dem öffentlichen Netz berechnet. Hierbei wird ein Strommix im Jahr 2010 berücksichtigt, auf den später in Kapitel 3.5 eingegangen wird. In Tabelle 3-8 sind ausgewählte Flüsse der Braunkohlebereitstellung frei Kraftwerk im Jahr 2010 für den Referenzfall (die Prozessenergie wird aus einem Braunkohlekraftwerk bereitgestellt) sowie der Variante (Prozessenergie wird aus dem öffentlichen Netz bezogen) zusammengestellt.

Tabelle 3-8: Ausgewählte Emissionen in Luft und energetische Ressourcen der Braunkohlebereitstellung

Emission in Luft	Einheit	Braunkohle,	Braunkohle
		Prozessenergie aus Brk-KW (Referenz).	Prozessenergie aus Strommix 2010 (Variante)
CO ₂ Kohlendioxid	g/MJ	3,55412	2,96471
CH ₄ Methan (Alkan)	g/MJ	0,00504	0,00998
N ₂ O Distickstoffoxid	g/MJ	0,00018	0,00020
SO _x als SO ₂ Schwefeloxide	g/MJ	0,00348	0,00436
NO _x als NO ₂ Stickoxide	g/MJ	0,00318	0,00415
NMVOC unspezifiziert	g/MJ	0,00152	0,00177
Partikel gesamt	g/MJ	0,02487	0,01687
Braunkohle	MJ/MJ	1,02715	1,01190
Steinkohle	MJ/MJ	0,00247	0,01094
Erdgas	MJ/MJ	0,00545	0,00924
Rohöl	MJ/MJ	0,00243	0,00306
Uran	MJ/MJ	0,00043	0,01772
KEA nicht-reg.	MJ/MJ	1,03792	1,05287

3.4 Bereitstellung von Holzbrennstoffen im Jahr 2010

Biomasse schließt in ihrer Definition alle Stoffe organischer Herkunft ein. Sie umfasst daher sowohl in der Natur lebende Materie (Pflanzen, Tiere) und daraus resultierende Rückstände wie Laub, Dung, Stroh wie auch daraus erzeugte Umwandlungsprodukte wie Papier, Altholz oder Biomüll. Entsprechend vielfältig sind die denkbaren Prozessketten zur Bereitstellung der jeweiligen Produkte als Energierohstoff.

Im Rahmen des Projektes wurden vorab Festlegungen vorgenommen, welche Brennstoffe betrachtet werden sollen. Es wird davon ausgegangen, dass auch im Referenzjahr 2010 für die Stromerzeugung vorwiegend holzartige Biomassen oder deren Erzeugnisse (Produktgas) eingesetzt werden. Dies hängt sowohl mit der Eignung für Verbrennungsprozesse, aber auch mit den erwarteten Markt Voraussetzungen zusammen. Altholz – besonders der Kategorien III und IV, d. h. belastete Althölzer - ist in seinem Aufkommen limitiert und bezüglich seines Potenzials bereits heute durch bestehende und laufende Projektierungen von Anlagen im Leistungsbereich 5 - 20 MW_{el} gebunden, welche bis Juni 2005 in Betrieb genommen werden müssen. Im Anschluss wird die verstärkte Nutzung von Waldholz auch im Bereich der Stromerzeugung erwartet, wenngleich die damit verbundenen Brennstoffkosten erheblich höher sind und auch bleiben werden als bei Altholz. Gerade diese Tatsache spricht dafür, dass künftig eher kleinere Einheiten zur Stromerzeugung aus Biomasse erwartet werden können, bei welchen neben der Stromerzeugung die Wärme- bzw. Prozesswärmebereitstellung z. B. für mittelständische Unternehmen, kommunale Liegenschaften und/oder Wohn-Nahwärmenetze bei hoher Wärmeauslastung einen entscheidenden Beitrag zur Wirtschaftlichkeit und auch höheren Energieeffizienz liefern kann.

Grundsätzlich gliedern sich Bereitstellungsverfahren von Holz in unterschiedliche Teilabschnitte, welche sich in der Mechanisierung und Produktivität eines Gesamtverfahrens mehr oder weniger deutlich unterscheiden. Zwischen Abnahmemenge, Bereitstellungskette und Herkunftsart bestehen zudem enge Wechselwirkungen. Für die betrachteten Biomasse-Stromerzeugungssysteme (vgl. Abschnitt 2.3.4) kommen heute hauptsächlich motormanuelle oder teilmechanisierte Verfahren der Holzhackschnitzelbereitstellung zur Anwendung. Im Hinblick auf das Bezugsjahr 2010 erscheint es aber realistischer, den Mechanisierungsgrad als insgesamt höher einzuschätzen, also auch vollmechanisierte Verfahren verstärkt zu berücksichtigen. Im Gegenzug dürften manuelle Bereitstellungsverfahren für die betrachteten Anlagengrößen kaum eine Rolle spielen und werden daher vernachlässigt.

Neben der Gewinnung von Hackschnitzeln aus Waldholz erscheint es weiterhin sinnvoll, auch die Bereitstellung von naturbelassenem Holz aus Sägereststoffen und der Holzverarbeitenden Industrie, sog. „Billigmacher“, mit zu berücksichtigen, durch deren Einsatz die Brennstoffkosten eines Heizkraftwerks i. d. R. insgesamt niedriger gehalten werden können. Solche Hölzer sind nach der Altholzverordnung als A1-Holz eingestuft und ähneln in den emissionsrelevanten Brennstoffparametern häufig dem Waldhackgut.

Nachstehend werden die berücksichtigten Bereitstellungsverfahren zunächst kurz charakterisiert und anschließend werden die abgeleiteten Rechenwerte vorgestellt. Zur Beschrei-

bung der Brennstoffherkunft jeder Stromerzeugungstechnik wird später jeweils ein typischer Mix der beschriebenen Verfahren (vgl. Abschnitt 3.4.4) verwendet.

3.4.1 Brennstoffparameter

Zur besseren Vergleichbarkeit der drei unterschiedlichen Stromerzeugungsverfahren aus Biomasse wurden typische mittlere Brennstoffeigenschaften angenommen, welche das Waldhackgut und die Industriereststoffe im Brennstoffmix abdecken (hierauf wird später in Abschnitt 3.4.4 eingegangen). In der Praxis wird davon ausgegangen, dass die Brennstoffe aus unterschiedlichen Herkünften im Heizkraftwerk so gemischt werden, dass die geschilderten Brennstoffwerte eingehalten werden können. Sie wurden den Sollvorgaben bzw. Planungsannahmen der beiden Beispielanlagen Pfaffenhofen und Ostfildern entnommen (vgl. Kapitel 9) und können als repräsentativ für den Betrieb von Holz-Heizkraftanlagen mittlerer Größe angesehen werden, welche i. d. R. ausschließlich naturbelassene Hölzer verfeuern. Transportkapazität und Energiegehalt der Brennstoffketten wurden auf diese Eigenschaften abgestimmt.

Für das Vergasersystem wird angenommen, dass ebenfalls Brennstoff mit den festgelegten Parametern bezogen wird. Im System Holzvergasung erfolgt dann zunächst eine Vortrocknung des Brennstoffs auf 20 % Wassergehalt als interne Nutzung von anfallender Wärme und bei Bedarf eine Zerkleinerung auf Maximalgrößen von <50 mm (vgl. Beschreibung in Kapitel 9.2.3).

3.4.2 Bereitstellung von Waldhackgut (WHG)

Die Leistungen einzelner Verfahrensschritte der Bereitstellung von WHG werden typischerweise in unterschiedlichen Dimensionen angegeben. Ernteleistungen werden in Festmeter (fm) ausgewiesen, dies entspricht etwa 2,68 Sm³ (Schüttkubikmeter) /LWF 1996/. Ein Sm³ wird hier wiederum mit 0,277 t FM bzw. 0,7 MWh Hu Heizwert bei 45 % Wassergehalt definiert (vgl. Tabelle 3-9). Der Heizwert der erzeugten Hackschnitzel wurde als gemeinsame Bezugsgröße für die Verfahrensschritte festgelegt. Es werden die im Folgenden erläuterten drei Verfahrensketten zur Bereitstellung von Hackschnitzeln aus Waldholz (WHG) berücksichtigt.

Tabelle 3-9: Brennstoffeigenschaften des mittleren Holzhackguts

Parameter	Einheit
Energiegehalt	9,08 MJ Hu/kg FM 18,5 MJ Hu/kg TM
Schüttraumdichte	0,277 t/Sm ³ FM
Schnitzelgröße	15-60 mm
Wassergehalt	45 %/kg FM
Kohlenstoffgehalt	49,091 Gew.-%TM
Wasserstoffgehalt	6,273 Gew.-%TM
Sauerstoffgehalt	41,745 Gew.-%TM
Stickstoffgehalt	0,345 Gew.-%TM
Schwefelgehalt	0,036 Gew.-%TM

3.4.2.1 Verfahrenskette 1: Teilmechanisierte Hackschnitzel-Bereitstellung, Schwachholz, Hacken im Wald

Bei diesem Verfahren erfolgt zunächst das Fällen und Aufarbeiten mit Motorsäge. Die Bäume werden gezopft und im Seillinienverfahren zur Rückegasse vorgeliefert. Das Rücken zur Waldstraße erfolgt mit einem Forstspeziialschlepper. An der Waldstraße wird mit einem Mobilhacker gehackt. Der Transport des Hackgutes zum Heizkraftwerk (HKW) erfolgt über 20 km mit Traktor und einem landwirtschaftlichen Anhänger.

Gefällt wird im gelösten Zwei-Mann-Verfahren. Das Vorliefern und Konzentrieren des entasteten Baumes an der Rückegasse mit Funkseilwinde kann entkoppelt von einer Person durchgeführt werden. Das Rücken zur Waldstraße geschieht mit der Zange eines Forstspeziialschleppers. Gehackt wird mit einem Mobilhacker auf der Waldstraße direkt in einen LKW Wechselcontainer. Der Transport zum Bestimmungsort erfolgt mit einem LKW und Wechselcontainern. Der Organisationsaufwand ist auf Grund der zeitlich entkoppelten Arbeitsschritte gering.

Die Basisdaten der verwendeten Maschinen sind in Tabelle 3-10 zusammengestellt. Der daraus ermittelte Zeitbedarf und Betriebsmittelverbrauch des Verfahrens sind in Tabelle 3-11 aufgeführt. Aus den getroffenen Annahmen errechnen sich die in Tabelle 3-11 dargestellten direkten Aufwendungen.

Tabelle 3-10: Basisdaten der Brennstoffbereitstellung aus Waldholz beim Verfahren „teilmechanisierte HS-Ernte“

Gerät	Parameter	Daten
Motorsäge	Masse Maschine	6,1 kg
	Lebensdauer	1 500 MAS/4 a
	Motorisierung	3 kW
	Treibstoff- u. Ölbedarf	1,8 l/h Zweitaktmix
	Leistung	8,5 Sm ³ HS/h GAZ (BHD15)
Seilwinde	Masse Maschine	75 kg
	Lebensdauer	1500 MAS/4 a
	Motorisierung	5,2 kW
	Treibstoff- u. Ölbedarf	3,2 l/h Motorsägenmix
	Leistung	9 Sm ³ HS/h GAZ (BHD15)
Mobilhacker	Masse Maschine	11 t
	Lebensdauer	2 000 MAS/8 a
	Motorisierung	199 kW
	Treibstoff- u. Ölbedarf	25 l/h Diesel
	Leistung	22 Sm ³ HS/h GAZ (BHD15), geschätzt
LKW-Transport zum Abnehmer	Motorisierung	260 kW
	Treibstoff- u. Ölbedarf	17 l/h Diesel, 0,17 l/h Öl
	Transportleistung	12 Sm ³ /h (20 km Entfernung)

MAS = Maschinenarbeitsstunde, BHD= Brusthöhendurchmesser; GAZ = Gesamtarbeitszeit

Tabelle 3-11: Zeitbedarf sowie Verbrauch je bereitgestellte MWh Brennstoff beim Verfahren „teilmechanisierte HS-Ernte“ /Beilharz 2003/

Arbeitsschritt	Maschinenzeit	Arbeitszeitbedarf	Betriebsmittelaufwand	
	[min]		[min]	Kraftstoff [l]
Fällen, Aufarbeiten	7,44	9,30	0,22	0,06
Vorliefern	3,02	6,04	0,30	~0
Rücken	2,14	2,38	0,46	0,05
Hacken	2,03	3,01	0,85	0,01
Transport	3,40	6,55	0,97	0,01
<i>Summen</i>	<i>18,04</i>	<i>27,28</i>	<i>2,81</i>	<i>0,13</i>

3.4.2.2 Verfahrenskette 2: Vollmechanisierte Hackschnitzel-Bereitstellung, Restholz, Hacken im Wald

Bei diesem Verfahren werden die unverwertbaren Teile nach der Stammholzernte energetisch nutzbar gemacht. Die relevanten Verfahrensschritte umfassen das Entasten und Zopfen des Gipfelstücks, das Hacken von Gipfelstück und unverwertbaren Stammteilen im Bestand mit einem Hackschnitzel- (HS-) Harvester, den Transport der Hackschnitzel zum Wechselcontainer und den Ferntransport der Hackschnitzel zum Heizkraftwerk. Das bei diesem Verfahren gewonnene Stammholz mit zugehörigem Verfahrensaufwand, z. B. Motorsägeneinsatz für das Fällen und Stammholzurücken, wird der HS-Bereitstellung nicht angelastet. Der Anschaffungspreis des HS-Harvesters liegt bei etwa 383.000 €, der Anschaffungspreis des Shuttles beträgt etwa 200.000 €.

Der Harvester fährt über die Rückegassen in den Bestand ein. Die vormarkierten Bäume werden mit dem am Kran befindlichen Harvesterkopf umfasst, zu Fall gebracht und vom Maschinenführer auf Industrieholzqualität beurteilt. Industrieholz wird entastet, vermessen und abgelängt zur Seite gelegt. Das Ausschuss-Derbholz sowie Kronenmaterial wird direkt dem Häckselaggregat zugeführt. Die Arbeitsprozesse der Stammholzgewinnung können hierbei nicht der Hackschnitzelgewinnung angelastet werden. Sobald der Hackschnitzelcontainer des Harvesters gefüllt ist, wird er mit dem Container des Shuttles ausgetauscht. Das Shuttle liefert nun den gefüllten Container zur Waldstraße vor. Dort werden die Hackschnitzel in den Container eines LKW umgeladen, welcher sie über eine mittlere Entfernung von 20 km zum Abnehmer transportiert. Das abgelängte Stammholz wird später von einem Tragschlepper aufgenommen. Alle Verfahrensschritte der HS-Gewinnung sind zeitlich gekoppelt, eine gute Logistik zur Vermeidung von Wartezeiten ist bei diesem Verfahren dringend notwendig.

Die Basisdaten der eingesetzten Maschinen sind in Tabelle 3-12 zusammengestellt. Die daraus berechneten Werte für Arbeitszeitbedarf und Betriebsmittelverbrauch sind in Tabelle 3-13 dargestellt.

Tabelle 3-12: Basisdaten der Brennstoffbereitstellung aus Waldrestholz beim Verfahren „HS-Harvester“

Gerät	Parameter	Daten
Ernte/Hacken mit HS-Harvester	Masse Maschine	17 t
	Lebensdauer	12 000 MAS
	Motorisierung	270 kW
	Treibstoff- u. Ölbedarf	35 l/h Diesel, 10,5 l/h Öl
	Leistung	9 fm/h = 18,75 Sm ³ /h
HS-Transport mit Shuttle	Masse Maschine	10 t
	Lebensdauer	12 000 MAS
	Motorisierung	85 kW
	Treibstoff- u. Ölbedarf	9 l/h Diesel, 1,8 l/h Öl
	Leistung	20 Sm ³ /h
LKW-Transport zum Abnehmer	Motorisierung	260 kW
	Treibstoff- u. Ölbedarf	17 l/h Diesel, 0,17 l/h Öl
	Transportleistung	12 Sm ³ /h (20 km Entfernung)

MAS = Maschinenarbeitsstunde

Tabelle 3-13: Zeitbedarf und Verbrauch je bereitgestellte MWh Brennstoff beim Verfahren „HS Harvester“ /Beilharz 2003/

Arbeitsschritt	Maschinenzeit [min]	Arbeitszeitbedarf [min]	Betriebsmittelaufwand	
			Kraftstoff [l]	Schmierstoffe [l]
Fällen, Aufarbeiten, Vorliefern, Hacken	3,27	4,19	1,91	0,57
Rücken	2,12	3,93	0,32	0,06
Transport	3,40	6,55	0,97	0,01
<i>Summen</i>	<i>8,79</i>	<i>14,66</i>	<i>3,20</i>	<i>0,64</i>

3.4.2.3 Verfahrenskette 3: Vollmechanisierte Hackschnitzel-Bereitstellung, Stammholz, Hacken stationär

Bei dem Verfahren der vollmechanisierten Hackschnitzelbereitstellung werden minderwertige Industrieböcher als Langholz an der Waldstraße bereitgestellt, mit einem Langholztransporter zu einem zentralen Umschlagplatz transportiert, stationär gehackt und von dort an das Heizkraftwerk ausgeliefert. Die Ernte der Standardlängen erfolgt mit einem Harvester, ein Rückzug befördert das Rundholz an die Waldstraße.

Der Harvester fährt über die Rückegasse in den Bestand ein. Die vormarkierten Bäume werden mit dem am Kran befindlichen Harvesterkopf gefällt, entastet, vermessen und als Langholz abgelängt zur Seite gelegt. Zeitlich entkoppelt kann nun der Tragschlepper in den Bestand einfahren und das Holz zur Waldstraße rücken. Dort wird es entweder direkt auf einen LKW für Langholz umgeladen oder zunächst gepoltet und später abtransportiert. Das Langholz wird auf dem Lagerplatz des Brennstoffaufbereiters vorgehalten, bis es zum Aufbessern der Brennstoffqualität benötigt und dafür gehackt wird. Anschließend erfolgt die Auslieferung an den Abnehmer mit je zwei Großcontainern (je 40 m³ Fassungsvermögen) per LKW-Transport über durchschnittlich 50 km.

Die Basisdaten der zum Einsatz kommenden Maschinen sind in Tabelle 3-14 zusammengefasst, Tabelle 3-15 zeigt den Zeitbedarf und Verbrauch an Betriebsmitteln des Verfahrens.

Tabelle 3-14: Basisdaten der Brennstoffbereitstellung aus Industrie-Stammholz beim Verfahren „Vollmechanisierte HS-Bereitstellung aus Stammholz“

Gerät	Parameter	Daten
Ernten/Aufarbeiten mit Harvester	Masse Maschine	16,2 t
	Motorisierung	156 kW
	Lebensdauer	2 000 MAS/8 a
	Treibstoff- u. Ölbedarf	17,2 l/h
	Leistung	7,6 fm/h bzw. 20,35 Sm ³ /MAS, geschätzt
Rücken Stammholz mit Rückezug	Masse Maschine	12,4 t
	Motorisierung	82 kW
	Lebensdauer	10 000/12 a
	Treibstoff- u. Ölbedarf	8,8 l/h
Stammholztransport, Lkw 40 t ZGG	Leistung	11 fm/h (BHD20)
	Treibstoff- u. Ölbedarf	40 l/100km bei 50 % Leerfahrten
	Leistung	30 t Stammholz bzw. 38,4 fm bzw. 103 Sm ³ bei 45 % H ₂ O
Mobilhacker	Transportdistanz	50 km
	Masse Maschine	11 t
	Motorisierung	199 kW
	Lebensdauer	2000 MAS/8 a
	Treibstoff- u. Ölbedarf	25 l/h Diesel
	Leistung	60 Sm ³ HS/h GAZ (BHD20)
HS-Ferntransport	Siehe Industrieholz	50 km Entfernung

MAS = Maschinenarbeitsstunde

Tabelle 3-15: Zeitbedarf und Verbrauch je bereitgestellte MWh Brennstoff beim Verfahren „Vollmechanisierte HS-Bereitstellung aus Stammholz“ /Beilharz 2003/

Arbeitsschritt	Maschinenzeit	Arbeitszeitbedarf	Betriebsmittelaufwand	
	[min]	[min]	Kraftstoff [l]	Schmierstoffe [l]
Fällen, Aufarbeiten, Vorliefern,	4,08	5,24	0,90	0,27
Rücken	3,14	3,49	0,42	0,04
Transport	6,81	13,09	1,94	0,02
Hacken stationär	1,05	1,31	0,44	~0
Transport zum Abnehmer	-	-	0,63	~0
<i>Summen</i>	<i>15,08</i>	<i>23,13</i>	<i>4,34</i>	<i>0,34</i>

3.4.3 Bereitstellung von Säge- und Industrierestholz

Da in den Prozessketten der Säge- und Holzverarbeitenden Industrie bisher das für eine energetische Nutzung in Frage kommende Restholz als Abfallprodukt zu betrachten ist (mindere Qualitäten, die besseren Qualitäten werden normalerweise in der Zellstoff- oder Spanplatten-

industrie verwertet), sind die mit der Holzernte, dem Holztransport sowie den weiteren Verarbeitungsstufen bis zum Anfall des Reststoffs verbundenen Prozesse vollständig dem Hauptprodukt zugeordnet. Erst die Logistikaufwendungen zur Erfassung und Verteilung der anfallenden Holzreststoffe bis zum Endabnehmer „Holzheizkraftwerk“ werden dem Brennstoff angelastet. Die nachstehenden Annahmen basieren auf Informationen eines Entsorgungsunternehmens /A&S 2003/, welches u. a. mit Holzbrennstoffen unterschiedlichster Herkunft und Qualität handelt und diese auch aufbereitet. Diese Informationen werden durch eigene Ansätze ergänzt.

Als typische **Transportmittel** werden entweder Container (Cargo-Lifter) mit einem Fassungsvermögen von insgesamt 80 - 85 m³ verwendet (zwei Container je Fahrt), Kippfahrzeuge, welche insgesamt bis 110 m³ transportieren können, oder geschlossene Großraumauflieger mit Kratzboden, welche ein Fassungsvermögen von ca. 90 m³ haben. Im Mittel kann von einem Transportvolumen von etwa 90 m³ ausgegangen werden, was bei 0,277 t FM/Sm³ (45 % Wasser in der Frischmasse) einem Transportgewicht von ca. 25 t und damit einer vollständigen Auslastung der zulässigen Nutzlast eines üblichen 40 t-Lkw entspricht.

Als mittlere **Anlieferentfernung** werden 50 km angenommen, also 2500 tkm bei leerer Weiterfahrt, entsprechend 50 % Auslastung.

Für eine etwa notwendige **Brennstoffkonditionierung** („Brechen von Überlängen“) wird angenommen, dass diese im Heizkraftwerk selber stattfindet. Entsprechende Aggregate als Bestandteil der Brennstoffzufuhr sind je nach geplanten Brennstoffquellen Bestandteil der technischen Ausstattung. In anderen Fällen werden solche Überlängen schon bei der Einlagerung aussortiert und in einen extra Container abgeführt (max. 2 % Anteil üblicherweise). In Tabelle 3-16 sind die aus den oben angeführten Annahmen abgeleiteten Werte für die Berechnung der Prozesskette zusammengestellt.

Tabelle 3-16: Basisdaten der Brennstoffbereitstellung aus Säge- und Industriereststoffen

Parameter	Einheit	Kommentar
Transportfahrzeug:	Sattelzug, 40 t ZGG	
Fassungsvermögen:	ca. 90 Sm ³ Brennstoff 25 t Brennstoff feucht 63 MWh Brennstoff-Heizwert	45 % Wassergehalt in FM bei 0,7 MWh/Sm ³ FM
Transportdistanz:	50 km, Erfassung bis HKW 2500 tkm/Fuhre 39,68 tkm/MWh Heizwert	50 % Auslast. (incl. Leerfahrt) mit Leerfahrtanteil
Treibstoffverbrauch:	40 l/100 km (=Fuhre) = 0,44 l/Sm ³ = 0,63 l/MWh Heizwert	bei 50 % Auslastung mit Leerfahrtanteil

3.4.4 Zusammenfassung der definierten Bereitstellungsketten für Holzbrennstoff und abgeleitete Rechenwerte

Nachstehend werden die bilanzierten Brennstoff-Bereitstellungspfade anhand ihrer üblichen ökologischen Kennwerte zusammenfassend charakterisiert und ein Brennstoff-Mix entsprechend den Anteilen der verschiedenen bilanzierten Pfade gebildet.

Der Mix wird unter Zugrundelegung der in Tabelle 3-17 angeführten Anteile der jeweiligen Brennstoffpfade gebildet.

Tabelle 3-17: Herkünfte des mittleren Holzhackguts und deren Anteil am angenommenen Brennstoffmix

Holzsortiment/Verfahren	Anteil am Mix
WHG ² teilmechanisiert Schwachholz	30 %
WHG vollmechanisiert Waldrestholz	10 %
WHG vollmechanisiert Stammholz	20 %
Säge-/Industrierestholz	40 %

In Tabelle 3-18 sind zusammenfassend ausgewählte Lebenszyklusinventardaten der verschiedenen in den vorhergehenden Abschnitten dargestellten Bereitstellungspfaden sowie für den Mix aus den Pfaden dargestellt.

Tabelle 3-18: Ausgewählte Bilanzdaten der Holz-Brennstoffbereitstellung

	Einheit	Schwach- teilmech.	Waldrestholz vollmech.	Stammholz vollmech.	Industrie- restholz	Brennstoff- Mix
Emissionen						
CO Kohlenmonoxid	g/kWh _{Hu}	0,020339	0,023518	0,031514	0,015877	0,021107
CO ₂ Kohlendioxid	g/kWh _{Hu}	8,704373	10,118348	13,501861	5,410343	8,487656
CO ₂ , Biomasse	g/kWh _{Hu}	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
CH ₄ Methan (Alkan)	g/kWh _{Hu}	0,011003	0,014344	0,017506	0,010291	0,012353
N ₂ O Distickstoffoxid	g/kWh _{Hu}	0,001673	0,001913	0,002586	0,000490	0,001407
SO _x als SO ₂	g/kWh _{Hu}	0,008938	0,011309	0,014123	0,015529	0,012848
NO _x als NO ₂	g/kWh _{Hu}	0,032954	0,038613	0,051203	0,048699	0,043467
NMVOC	g/kWh _{Hu}	0,024636	0,031473	0,039014	0,022547	0,027359
Partikel gesamt	g/kWh _{Hu}	0,004123	0,004842	0,006409	0,005489	0,005198
Rohstoffe						
Bauxit	g/kWh _{Hu}	0,000849	0,001098	0,001348	0,020965	0,009020
Eisen ab Erz	g/kWh _{Hu}	0,020598	0,026788	0,032753	0,209670	0,099277
Kalkstein vor Abbau	g/kWh _{Hu}	0,019414	0,025222	0,030863	0,252527	0,115530
Kies	g/kWh _{Hu}	0,265080	0,342373	0,420841	7,544835	3,215863
Kupfer ab Erz	g/kWh _{Hu}	0,000108	0,000140	0,000172	0,001451	0,000661
Sand vor Abbau	g/kWh _{Hu}	0,004573	0,005968	0,007277	0,005128	0,005475
Wasser gesamt	g/kWh _{Hu}	20,882634	27,236981	33,228067	53,770914	37,142467
Zink ab Erz	g/kWh _{Hu}	0,000004	0,000006	0,000007	0,000105	0,000045
Energieressourcen						
Braunkohle	g/kWh _{Hu}	0,046247	0,060249	0,073568	0,247573	0,133642
Steinkohle	g/kWh _{Hu}	0,057550	0,074916	0,091531	0,430121	0,215111
Erdgas	Nm ³ /MWh _{Hu}	0,007658	0,009968	0,012180	0,058254	0,029032
Rohöl	g/kWh _{Hu}	2,697178	3,520662	4,292481	1,745087	2,717751
Uran	g/kWh _{Hu}	0,000003	0,000004	0,000005	0,000017	0,000009

² WHG bezeichnet Holzhackschnittel aus Waldholz (=Waldhackgut)

3.5 Elektrizitätsbereitstellung in Deutschland im Jahr 2010

Die mit der Strombereitstellung verbundenen Stoffströme hängen stark von den Anteilen der verwendeten Energieträger, den jeweiligen Umwandlungswirkungsgraden sowie den Emissionsminderungstechniken ab. Gleichzeitig ist die Strombereitstellung z. B. für die Lebenszyklusbilanz der stromintensiven Photovoltaik ein entscheidend bestimmender Prozess (hierauf wird im Teilbericht Photovoltaik ausführlich eingegangen), so dass im Rahmen des Projektes versucht wurde, eine Abschätzung für die Entwicklung der Strombereitstellung im Jahr 2010 zu geben.

Als wesentliche Inputdaten wurden hierfür Szenariorechnungen des IER Stuttgart mit dem Energiesystemmodell TIMES-D im Rahmen der Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ herangezogen /Enquete 2002/. Hier wurden Optimierungsrechnungen bis zum Jahr 2050 zu verschiedenen Szenarien durchgeführt. Ein Rechenlauf hatte die Bestimmung einer Referenzentwicklung (Referenzszenario) in Deutschland zum Gegenstand, die sich unter vorgegebenen und weitgehend konstanten Rahmenbedingungen einstellen würde. Das Referenzszenario wird im Rahmen dieses Projekts als Basis für die Lebenszyklusbilanz der Strombereitstellung im Jahr 2010 zugrunde gelegt. Für Sensitivitätsbetrachtungen wurden weiterhin Ergebnisse eines zweiten Szenarios, die „REG-REN-Offensive - RRO“, berücksichtigt und hierfür eine Lebenszyklusinventaranalyse der Stromerzeugung angestellt.

Für die Sachbilanz des Strommixes in Deutschland werden als Ergebnis der Optimierungsrechnungen die folgenden Größen bereitgestellt:

- Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern
- Stromerzeugung nach Energieträgern und -techniken
- Betriebsbedingte Emissionen der Stromerzeugung

Die Daten zu den Kraftwerkskapazitäten und zur Stromerzeugung werden unmittelbar in BALANCE (vgl. Abschnitt 2.1) als Inputgrößen verwendet, während sich die Emissionen der Stromerzeugung in BALANCE als Ergebnis der Anteile verschiedener Kraftwerkstechniken und Brennstoffe ergeben. Im Rahmen des Projektes wurde anhand der CO₂-Emissionen die Übereinstimmung der von BALANCE berechneten betriebsbedingten Werte mit denen des Referenzszenarios überprüft.

In Abbildung 3-6 ist die Bilanzierungsstruktur des Strommixes 2010 in Deutschland vereinfacht dargestellt. Vorgelagerte Prozesse sind aus Gründen der Darstellbarkeit ausgeblendet, in den Bilanzen jedoch berücksichtigt. Neben der Nutzung der Kraftwerke werden hier auch der Bau und Rückbau sowie weitere betriebsbedingte Aufwendungen erfasst.

Die Diversifizierung von Kraftwerkstechniken in den TIMES-Modellrechnungen weicht von den in der Bilanzierungssoftware BALANCE betrachteten Techniken im Bereich der biogenen Stromerzeugung ab. In BALANCE werden 13 Kraftwerkstechniken unterschieden, während in TIMES für das Jahr 2010 22 Techniken bzw. Brennstoffe an der Stromerzeugung Berücksichtigung finden. Für die LCI-Bilanzierung ist daher zunächst eine Aggregation einzelner und möglichst ähnlicher Techniken erforderlich, um den Strommix in der Bilanzierungssoftware abbildbar zu gestalten.

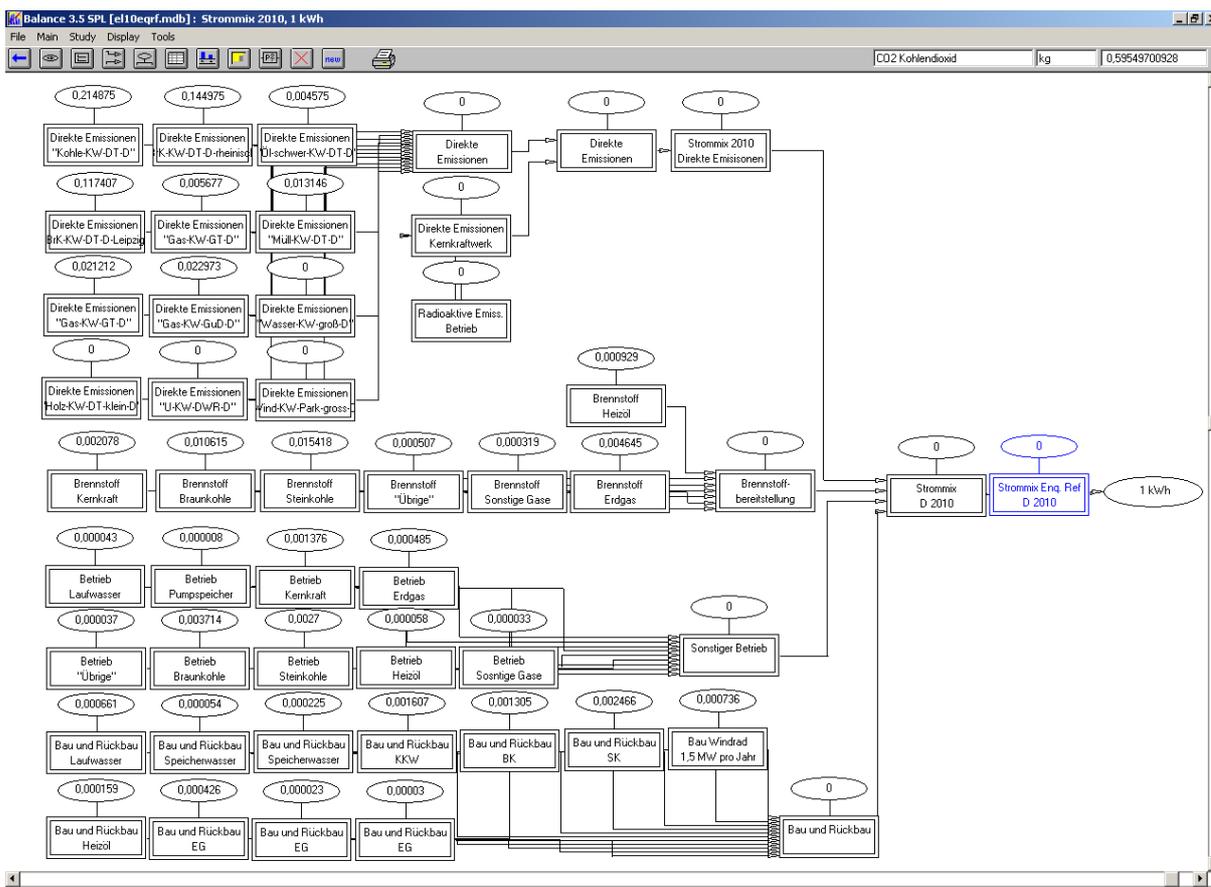


Abbildung 3-6: Struktur der Bilanzierung des Strommixes frei Hochspannung in BALANCE für das Jahr 2010 (vereinfachte Darstellung)

In Abbildung 3-7 sind zum Vergleich die Anteile verschiedener Energieträger an der Stromerzeugung entsprechend dem Referenz- (REF) und dem RRO-Szenario nach den TIMES-Rechnungen und die jeweils in der Bilanzierungssoftware BALANCE abgebildeten Anteile gegenübergestellt. Beim Referenzszenario sind praktisch keine Unterschiede erkennbar, der Datensatz für das RRO-Szenario zeigt im Bereich der Holznutzung geringe Unterschiede, die sich hauptsächlich aus der Aggregation von Stroh, Rapsöl und Miscanthus ergeben.

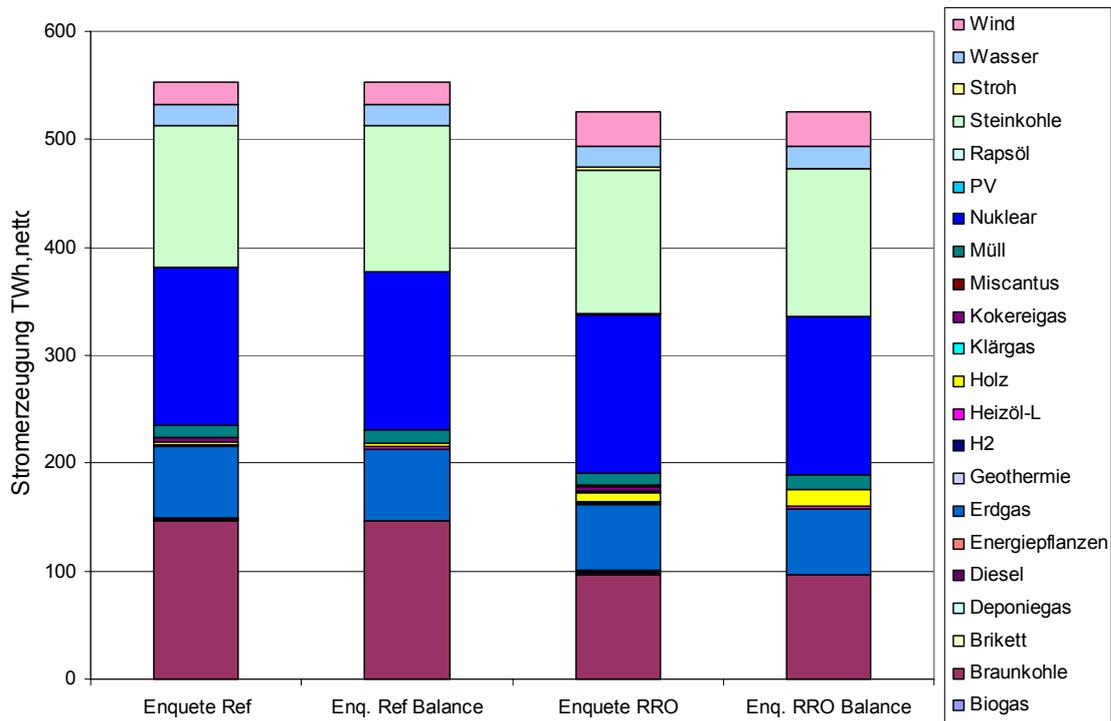


Abbildung 3-7: Anteile der Energieträger an der Stromerzeugung in den Enquete-Szenarien REF und RRO sowie ihre Abbildung in der Bilanzierungssoftware BALANCE

In Tabelle 3-19 sind die auf dieser Basis ermittelten ausgewählten Flüsse pro kWh_{el} der Bereitstellung von Elektrizität auf unterschiedlichen Spannungsebenen in Deutschland im Jahr 2010 für das Referenzszenario quantifiziert.

Tabelle 3-19: Ausgewählte Flüsse der Strombereitstellung in Deutschland im Jahr 2010 im Referenzszenario pro kWh_{el}

		Hochsp.	Mittelsp.	Niedersp.
CO ₂ Kohlendioxid	g/kWh _{el}	598,4	604,6	665,4
CO Kohlenmonoxid	g/kWh _{el}	0,325	0,329	0,362
CH ₄ Methan (Alkan)	g/kWh _{el}	1,419	1,434	1,578
N ₂ O Distickstoffoxid	g/kWh _{el}	0,026	0,026	0,029
SO _x als SO ₂ Schwefeloxide	g/kWh _{el}	0,448	0,452	0,498
Partikel gesamt	g/kWh _{el}	0,159	0,160	0,177
NMVOC-Gesamt	g/kWh _{el}	0,112	0,113	0,125
NO _x als NO ₂ Stickoxide	g/kWh _{el}	0,574	0,579	0,638
Braunkohle	g/kWh _{el}	307,745	310,869	342,130
Steinkohle	g/kWh _{el}	84,150	85,004	93,552
Erdgas	g/kWh _{el}	34,155	34,502	37,971
Rohöl	g/kWh _{el}	5,243	5,297	5,829
Uran	g/kWh _{el}	0,005	0,005	0,006
KEA nicht-reg.	MJ/kWh _{el}	10,040	10,142	11,161

Abbildung 3-8 zeigt die spezifischen CO₂-Emissionen für die Bereitstellung einer kWh_{el} frei Hochspannungsnetz als Ergebnis verschiedener LCI-Studien.

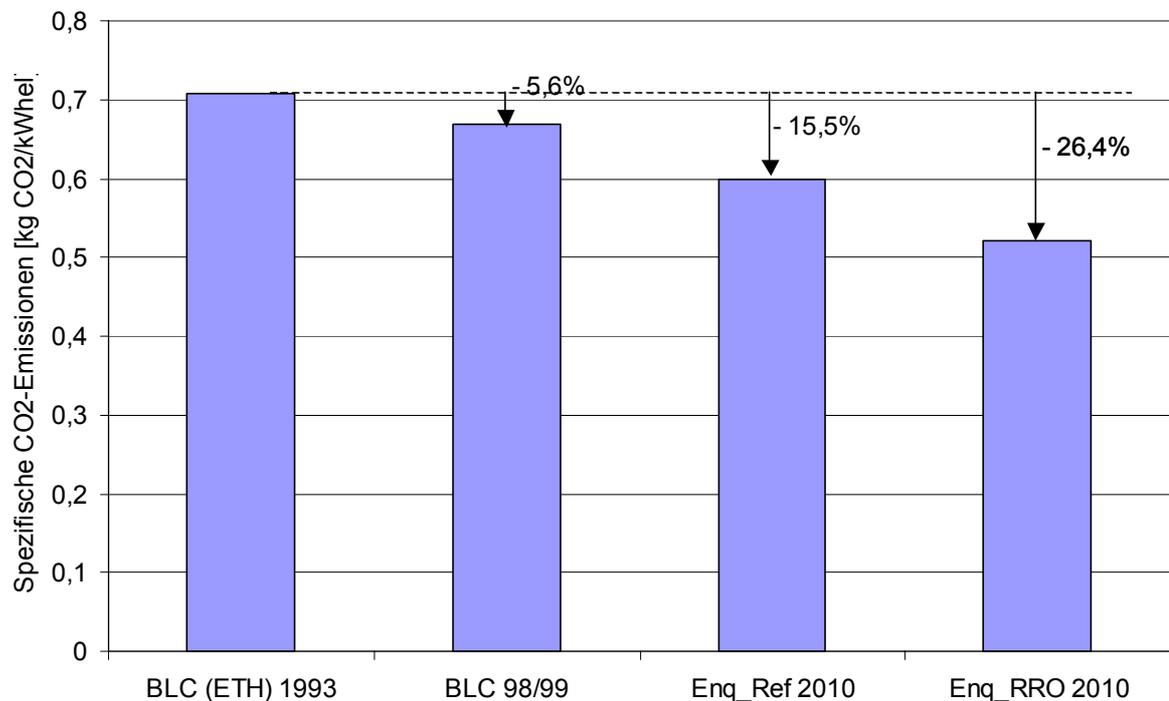


Abbildung 3-8: Spezifische CO₂-Emissionen der Strombereitstellung frei Hochspannung nach verschiedenen Quellen

Mit den im Rahmen des Projekts bilanzierten Strommixin für das Jahr 2010, sie sind hier als „Enq_Ref 2010“ und „Enq_RRO 2010“ bezeichnet, werden spezifische Emissionen von etwa 600 g/kWh_{el} (REF) bzw. von rund 520 g/kWh_{el} frei Hochspannung bestimmt. Die Emissionen des in der Datenbank der Ökoinventare für Energiesysteme bereitgestellten Datensatzes /Ökoinventare 1996/, hier bezeichnet als „BLC (ETH) 1993“ liegt mit gut 700 g/kWh_{el} am höchsten. Gegenüber dem in den Ökoinventaren für Energiesysteme enthaltenen Datensatz für die frühen 90er Jahre liegen damit die spezifischen CO₂-Emissionen im Jahr 2010 um 15,5 % bzw. 26,4 % niedriger.

Am IER der Universität Stuttgart wurde ein Strommix für Deutschland generiert und bilanziert, der für den Zeitraum 1998/99 repräsentativ war und der gegenüber dem ETH-Datensatz aus der ersten Hälfte der 90er Jahre um 5,6 % geringere CO₂-Emissionen in 2010 aufweist /Marheineke 2002/.

4 Zusammenfassende Ergebnisdarstellung

Im folgenden Abschnitt werden für die betrachteten Stromerzeugungstechniken die Ergebnisse der Lebenszyklusbilanzierungen zusammengefasst dargestellt. Die ausführlichen Erläuterungen zu den betrachteten Techniken, den verwendeten Quellen, methodischen Ansätzen, den Annahmen, Einschränkungen sowie zu den Ergebnissen sind in den technikspezifischen Teilberichten im 2. Teil des Berichts wiedergegeben. An dieser Stelle wird daher auf eine vertiefte Betrachtung einzelner Techniken zu Gunsten einer komprimierten Ergebnisdarstellung und eines Technikvergleichs anhand ausgewählter Bilanzgrößen verzichtet. Die in diesem Abschnitt dargestellten Ergebnisse für die Photovoltaik und die Brennstoffzellen weichen von den ausführlichen Ergebnisdokumentationen im Teil II des Berichts ab. Für die zusammenfassende und vergleichende Ergebnisdarstellung werden hier Ergebnisse der Sachbilanzen verwendet, die auf der einheitlichen Datenbasis beruhen, während in den technikspezifischen Berichten im Teil II des Berichts auch abweichende, aber detailliertere Datenbasen zugrunde gelegt werden.

4.1 Brennstoffzellen

Im Rahmen der Studie konnten durch das DLR, Stuttgart, für vier verschiedene erdgasversorgte Brennstoffzellensysteme (vgl. Kapitel 2.3.1) Daten zu Materialaufwendungen und Stoffströmen im Betrieb zum Teil auch in direkter Kooperation mit Industriepartnern erhoben werden. Entsprechend Tabelle 2-2 wurden im Einzelnen ein 200 kW_{el}-BHKW basierend auf Phosphorsauren Brennstoffzellen (PAFC), eine 200 kW_{el}-Anlage mit Polymerelektrolytmembranbrennstoffzellen (PEFC), eine Anlage mit 250 kW_{el} Leistung mit Festoxidbrennstoffzellen (SOFC) sowie ein hybrides KWK-System mit 300 kW_{el} Leistung beruhend auf SOFC-Zellen und einer nachgeschalteten Gasturbine betrachtet. Die Lebenszyklusinventare der bilanzierten Systeme sind in Tabelle 4-1 zusammengestellt. Hierbei wurde eine exergetische Allokation der Stoff- und Energieströme auf Elektrizität und Wärme vorgenommen.

In den spezifischen CO₂-Emissionen, dem Erdgasverbrauch sowie dem kumulierten Primärenergieaufwand spiegeln sich deutlich die Wirkungsgrade der Brennstoffzellenanlagen wider. Auffällig sind die bei der PAFC im Vergleich zu den anderen Brennstoffzellenanlagen sehr hohen SO₂-Emissionen. Auf die Ursache hierfür wird in der ausführlichen Beschreibung der Techniken und in der Dokumentation der Arbeiten in Kapitel 6 im Teil II des Berichts eingegangen.

Tabelle 4-1: Ausgewählte Lebenszyklusinventare der Brennstoffzellsysteme

		PAFC	PEFC 200	SOFC 250	SOFC 300 Hybrid
Emissionen in Luft					
CO ₂	g/kWh _{el}	555	525	462	329
CO	mg/kWh _{el}	420	n. A.	349	283
CH ₄	mg/kWh _{el}	885	901	732	593
N ₂ O	mg/kWh _{el}	7	n. A.	6	5
SO _x	mg/kWh _{el}	1146	275	217	179
NO _x	mg/kWh _{el}	299	259	225	182
NMVOC	mg/kWh _{el}	186	163	151	121
Partikel (gesamt)	mg/kWh _{el}	97	93	72	59
Rohstoffe					
Bauxit	mg/kWh _{el}	165	n. A.	181	158
Eisen ab Erz	mg/kWh _{el}	2393	n. A.	1961	1633
Kupfer ab Erz	mg/kWh _{el}	79,2	n. A.	0,5	2,7
Primärenergie					
Uran	MJ/kWh _{el}	0,05586	0,06586	0,04429	0,03756
Braunkohle	MJ/kWh _{el}	0,28189	0,27414	0,24183	0,19593
Erdgas	MJ/kWh _{el}	8,99279	8,76375	7,56265	6,11515
Erdöl	MJ/kWh _{el}	0,07934	0,17785	0,06156	0,05035
Steinkohle	MJ/kWh _{el}	0,31820	0,30987	0,25009	0,20358
KEA nicht-reg.	MJ/kWh _{el}	9,73	9,59	8,16	6,6

4.2 Photovoltaik

Im Rahmen dieser Studie wurden von der FfE, München, und dem LEE, Bochum, Photovoltaik-Anlagen mit Solarmodulen, die auf sc-Si, pc-Si und a-Si basieren, sowie Anlagen mit CIS-Modulen untersucht (vgl. Kapitel 2.3.2). Weitere Systemkomponenten wie Wechselrichter, Aufständigung und Verkabelung wurden ebenfalls und unter Berücksichtigung der Lebensdauern der einzelnen Anlagenteile betrachtet. Die Erstellung der Sachbilanz für die betrachteten Photovoltaik-Systeme basiert auf Daten aus der Fachliteratur sowie auf Angaben von Herstellern. Für die Ergebnisdarstellung wurde der Kumulierte Energieaufwand (KEA) über den gesamten Lebenszyklus als geeigneter Indikator gewählt. Die daraus errechnete energetische Amortisationszeit liegt, abhängig vom betrachteten Photovoltaik-System, zwischen 25 und 29 Monaten. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wurde der Einfluss verschiedener Faktoren, u. a. des Modulwirkungsgrades und der Lebensdauer wichtiger Anlagenkomponenten, analysiert. Die Ergebnisse der Bilanzierung und der Sensitivitätsbetrachtung sind im zweiten Teil des Berichts (Kapitel 7) dargestellt. Tabelle 4-2 enthält ausgewählte Lebenszyklusinventare der untersuchten und mit dem Tool BALANCE bilanzierten PV-Systeme.

Für die vier betrachteten Zelltypen werden recht ähnliche Ergebnisse bestimmt, die nur vergleichsweise geringe Unterschiede zueinander aufweisen. Die auf amorphen Siliziumzellen beruhende Technik weist sowohl bezüglich der Emissionen als auch bezüglich der

Amortisationszeit die höchsten Werte auf. Monokristalline Siliziumzellen stellen in der Gruppe der betrachteten Techniken das emissionsärmste und primärenergetisch vorteilhafteste System dar.

Tabelle 4-2: Ausgewählte Lebenszyklusinventare der Photovoltaiksysteme

		sc-Si System	pc-Si System	a-Si System	CIS System
Emissionen in Luft					
CO ₂	g/kWh _{el}	59	63	68	61
CO	mg/kWh _{el}	65	70	81	129
CH ₄	mg/kWh _{el}	159	170	204	190
N ₂ O	mg/kWh _{el}	4	4	4	8
SO _x	mg/kWh _{el}	106	114	133	360
NO _x	mg/kWh _{el}	111	120	122	112
NMVOC	mg/kWh _{el}	20	21	22	40
Partikel (gesamt)	mg/kWh _{el}	9	9	12	60
KEA nicht-regenergetische	MJ/kWh _{el}	1,19	1,27	1,29	1,17
Amortisationszeit Monate		26	27,8	38,3	25,7

4.3 Offshore-Windkraft

Basierend auf Herstellerdaten zum Materialbedarf der WEA mit einer Leistung von 5 W_{el} und auf Angaben verschiedener in der Offshore-Planung involvierter Akteure konnte durch den LEE, Bochum, die Sachbilanz des Windparks mit einer Gesamtleistung von 200 MW_{el} erstellt werden (vgl. Abschnitt 2.3.3). Als geeigneter Indikator wurde der Kumulierte Energieaufwand (KEA) über den gesamten Lebenszyklus errechnet. Als weitere Kenngröße wurde die energetische Amortisationszeit bestimmt. Sie liegt für den untersuchten Windpark bei etwa 5 Monaten. Durch die Parametrisierung der Einflussfaktoren Wassertiefe, Entfernung zum Festland und Windgeschwindigkeit konnten die damit verbundenen Auswirkungen erfasst und analysiert werden. Die ausführlichen Technikbeschreibungen sowie die Bilanzergebnisse sind im Kapitel 8 im 2. Teil des Berichts wiedergegeben.

In Tabelle 4-3 sind ausgewählte Lebenszyklusinventare des gesamten Lebenswegs sowohl der Einzelanlage als auch des gesamten „Windparks 2010“ als Ergebnis der Bilanzierung mit dem Tool BALANCE zusammengefasst.

Tabelle 4-3: Ausgewählte Lebenszyklusinventare der 5 MW-Offshore-Windenergieanlage und des Windparks 2010 (Datenbasis: LEE; Bilanzierungssoftware: BALANCE)

Emissionen in Luft		Offshore WEA 5 MW _{el} (ohne Netzanbindung)	Offshore Windpark 200 MW _{el} 2010
CO ₂	g/kWh _{el}	14,7	18,6
CO	mg/kWh _{el}	136	177
CH ₄	mg/kWh _{el}	51,7	67,1
N ₂ O	mg/kWh _{el}	0,424	0,511
SO _x als SO ₂	mg/kWh _{el}	146	178
NO _x als NO ₂	mg/kWh _{el}	52,3	61,9
NM VOC	mg/kWh _{el}	84,6	90,2
Partikel (gesamt)	mg/kWh _{el}	46	59
Rohstoffe			
Bauxit	mg/kWh _{el}	171	179
Eisen ab Erz	mg/kWh _{el}	4752	6286
Kupfer ab Erz	mg/kWh _{el}	46	197
Primärenergie			
Uran	MJ/kWh _{el}	0,05895	0,07897
Braunkohle	MJ/kWh _{el}	0,01454	0,01824
Erdgas	MJ/kWh _{el}	0,01345	0,01933
Rohöl	MJ/kWh _{el}	0,07318	0,09386
Steinkohle	MJ/kWh _{el}	0,10615	0,13775
KEA nicht-reg. energetische	MJ/kWh _{el}	0,25	0,30
Amortisationszeit	Monate	4	5

4.4 Biomasse-Heizkraftwerke

Basierend auf zum z. T. sehr detaillierten Daten zu den baulichen Aufwendungen und Messprotokollen der Emissionen in Luft konnten durch das IER, Stuttgart, Lebenszyklusbilanzen von drei biogen gefeuerten Heizkraftwerkstechniken (vgl. Abschnitt 2.3.4) erstellt werden. Diese umfassen ein Dampfturbinenheizkraftwerk mit einer Wirbelschichtverbrennung, ein Heizkraftwerk basierend auf einem Organic Rankine Cycle sowie eine gasmotorische Anlage in Verbindung mit einem vorgeschalteten Biomassevergaser. Als Brennstoff wird ein Mix aus Holzhackschnitzeln verschiedener Bereitstellungswege sowie Säge- und Industrierestholz betrachtet (vgl. Kapitel 3.4). In Tabelle 4-4 sind die Ergebnisse der Lebenszyklusuntersuchung zusammengestellt. Eine exergetische Allokation zwischen Strom und Wärme (vgl. Abschnitt 2.5) ist hier berücksichtigt, ausgewiesen ist der Teil, der auf die Strombereitstellung entfällt.

Die Ergebnisse weisen für die betrachteten Techniken CO₂-Emissionen fossiler Herkunft in der Höhe von rund 60 bis gut 90 g/kWh_{el} und spezifische nicht-regenerative Primärenergieaufwendungen zwischen 1,06 und 1,67 MJ/kWh_{el}. Das Dampfturbinenheizkraftwerk mit Wirbelschichtverbrennung stellt hinsichtlich dieser Größen die vorteilhafteste der be-

trachteten Technikooptionen dar. Bei den Emissionen über den gesamten Lebensweg ist das emittierte CO₂ der Biomasseverfeuerung in der Summe nicht berücksichtigt, da dieses zuvor während des Brennstoff-Aufwuchses aus der Atmosphäre gebunden wurde. Es wird jedoch gesondert ausgewiesen. In der Betrachtung des KEA nach der Ressourcenmethode ist die Verfeuerung der Biomasse ebenfalls nicht enthalten, hier werden nur die fossilen und nuklearen Primärenergieaufwendungen berücksichtigt.

Eine ausführliche Dokumentation der Arbeiten und der bilanzierten Stoffströme ist im Kapitel 9 im 2. Teil des Berichts aufgenommen.

Tabelle 4-4: Ausgewählte Lebenszyklusinventare der Biomasseheizkraftwerke

	Einheit	Dampfturbinen- HKW	ORC-HKW	Holzvergasung+ Gasmotor
Emissionen in Luft				
CO ₂ Kohlendioxid	g/kWh _{el}	61	69	94
CO ₂ Kohlendioxid, Biomasse	g/kWh _{el}	1098	1477	1367
CO Kohlenmonoxid	mg/kWh _{el}	936	778	139
CH ₄ Methan (Alkan)	mg/kWh _{el}	129	144	257
N ₂ O Distickstoffoxid	mg/kWh _{el}	5,5	6,8	29,5
SO _x als SO ₂ Schwefeloxide	mg/kWh _{el}	393	637	133
NO _x als NO ₂ Stickoxide	mg/kWh _{el}	715	1421	1107
Partikel gesamt	mg/kWh _{el}	96	204	69
Rohstoffe				
Bauxit	mg/kWh _{el}	45	96	518
Eisen ab Erz	mg/kWh _{el}	1828	3376	1574
Kupfer ab Erz	mg/kWh _{el}	131	164	78
Uran	MJ/kWh _{el}	0,2988496	0,2881728	0,5304586
Braunkohle	MJ/kWh _{el}	0,1540986	0,1378156	0,2811239
Erdgas	MJ/kWh _{el}	0,0715911	0,0685549	0,1294733
Rohöl	MJ/kWh _{el}	0,3623374	0,4925366	0,4476476
Steinkohle	MJ/kWh _{el}	0,1712403	0,1876216	0,2825944
KEA nicht-reg.	MJ/kWh _{el}	1,06	1,17	1,67

4.5 Fossil gefeuerte Techniken

Aus der Gruppe der fossil gefeuerten Kraftwerke konnten durch das IER, Stuttgart, für sechs Techniken (vgl. Kapitel 2.3.5) komponentenspezifische Materialgerüste zusammengestellt und Lebenszyklusbilanzen erstellt werden. Als zukünftige Kraftwerkstechniken wurde ein Dampfturbinenkraftwerk zur Verstromung von Steinkohle, ein Braunkohledampfturbinenkraftwerk mit integrierter Kohletrocknung, ein IGCC-Kraftwerk zur Verstromung von Braun- und von Steinkohle sowie ein steinkohlegefeuertes Kraftwerk mit einer zirkulierenden Wirbelschicht betrachtet. Die ausführliche Technikcharakterisierung und Dokumentation der Arbeiten und Ergebnisse ist im Kapitel 10 im 2. Teil des Berichtes wiedergegeben. Für die Brennstoffbereitstellung werden Versorgungsstrukturen betrachtet, die für die Situation in

Deutschland im Jahr 2010 als charakteristisch angesehen werden (vgl. Kapitel 3.1 bis 3.3). In Tabelle 4-5 sind die Ergebnisse der Lebenszyklusbilanzierung der Techniken zusammengestellt. Für das Erdgas-GuD-Kraftwerk werden für sämtliche betrachtete Emissionen die niedrigsten Stoffströme ermittelt, die CO₂-Emissionen liegen, bedingt durch den Brennstoff Erdgas und den hohen Wirkungsgrad, bei weniger als der Hälfte der Werte der anderen Techniken. In Abhängigkeit von dem Kraftwerkstyp und dem Brennstoff betragen die kumulierten Primärenergieaufwendungen zwischen etwa 6,5 MJ/kWh_{el} (Erdgas-GuD-2010) und knapp 9 MJ/kWh_{el} (Stk-DT-2010).

Tabelle 4-5: Ausgewählte Lebenszyklusinventare der fossil gefeuerten Kraftwerke

		Erdgas- GuD-2010	Steink.- DWSF- 2010	Steink. - DT-2010	Steink.- IGCC- 2010	Brk- IGCC- 2010	Brk.-DT- 2010
Emissionen in Luft							
CO ₂	g/kWh _{el}	377	807	792	723	807	830
CO	mg/kWh _{el}	194	334	329	238	727	210
CH ₄	mg/kWh _{el}	498	1883	1847	1689	62	159
N ₂ O	mg/kWh _{el}	12	36	36	31	26	27
SO _x als SO ₂	mg/kWh _{el}	100	1073	1054	669	622	629
NO _x als NO ₂	mg/kWh _{el}	391	911	910	501	429	626
NM VOC	mg/kWh _{el}	84	127	134	115	35	37
Partikel (gesamt)	mg/kWh _{el}	14	344	337	307	404	418
Rohstoffe							
Bauxit	mg/kWh _{el}	4	56	69	72	53	79
Eisen ab Erz	mg/kWh _{el}	1165	1634	1377	1355	725	979
Kupfer ab Erz	mg/kWh _{el}	3	6	12	15	19	11
Primärenergie							
Uran	MJ/kWh _{el}	0,00822	0,04493	0,04949	0,04634	0,01877	0,01909
Braunkohle	MJ/kWh _{el}	0,07139	0,10116	0,09997	0,09150	7,18224	7,39782
Erdgas	MJ/kWh _{el}	6,29170	0,16395	0,17449	0,15930	0,05248	0,04214
Rohöl	MJ/kWh _{el}	0,02864	0,35646	0,37503	0,37179	0,11699	0,07129
Steinkohle	MJ/kWh _{el}	0,08351	8,26923	8,09133	7,38663	0,03090	0,03603
KEA nicht-reg.	MJ/ kWh _{el}	6,48	8,94	8,79	8,06	7,40	7,57

4.6 Technikvergleich anhand ausgewählter Indikatoren

Im Folgenden werden die im Rahmen dieser Studie untersuchten Techniken vergleichend betrachtet. Hierbei wird nicht berücksichtigt, dass einige Techniken fluktuierend Strom bereitstellen (Wind und PV) sowie weitere unterschiedliche Charakteristika z. B. bezüglich der Spannungsniveaus und der Auslastung aufweisen und sowohl Anlagen zur reinen Stromerzeugung als auch welche der gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung untersucht worden sind. Eine Vergleichbarkeit im Sinne der Möglichkeit zur vollständigen Substitution der Techniken durcheinander ist damit nicht in allen Fällen gewährleistet.

Als Indikatoren für den Technikvergleich wurden das Treibhauspotenzial und das Versauerungspotenzial ausgewählt. Zu deren Berechnung werden die in Tabelle 4-6 abgebildeten Sachbilanzgrößen und Charakterisierungsfaktoren verwendet.

Tabelle 4-6: Relative Treibhauspotenziale (Zeithorizont 100 Jahre) und Versauerungspotenziale

Sachbilanzgröße	Charakterisierungsfaktoren in kg CO ₂ */kg
CO ₂ Kohlendioxid	1
CH ₄ Methan	21
N ₂ O Distickstoffoxid	310

Sachbilanzgröße	Charakterisierungsfaktoren in kg SO ₂ */kg
SO _x als SO ₂ Schwefeloxide	1
NO _x als NO ₂ Stickoxide	0,7

In Abbildung 4-1 sind die vor diesem Hintergrund berechneten und auf eine kWh_{el} bezogenen Treibhaus- und Versauerungspotenziale der verschiedenen Techniken in den Einheiten g CO₂-Äquivalent/kWh_{el} (kurz g CO₂*/kWh_{el}) bzw. mg SO₂-Äquivalent/kWh_{el} (kurz: mg SO₂*/kWh_{el}) dargestellt.

Der Vergleich zeigt zum einen, dass die mit fossilen Brennstoffen befeuerten Stromerzeugungstechniken (fossil gefeuerte Kraftwerke und Brennstoffzellenanlagen) spezifische Treibhauspotenziale zwischen rund 330 und 580 g CO₂*/kWh_{el} (erdgasversorgte Techniken) und bei kohleversorgten Anlagen zwischen 770 und 860 g CO₂*/kWh_{el} aufweisen. Das Kraftwerk Stk-IGCC-2010 ist bezüglich der Treibhausgasemissionen die beste kohlebasierte Kraftwerkstechnik. Das Treibhauspotenzial des Erdgas-GuD-Kraftwerkes liegt mit knapp 400 g CO₂*/kWh_{el} niedriger als bei reinen Brennstoffzellentechniken. Die hybride SOFC-Anlage weist hingegen mit etwas mehr als 350 g CO₂*/kWh_{el} niedrigere Werte auf und ist innerhalb der Gruppe der betrachteten Techniken zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern bezüglich des Treibhauspotenzials die vorteilhafteste Technik. Hierbei muss berücksichtigt werden, dass die Brennstoffzellentechniken als KWK-Anlagen ausgeführt sind, so dass durch die Allokation eines Teils der Stoffströme auf die produzierte Wärme der auf die Elektrizität zuzuordnende Anteil reduziert wird.

In der Gruppe der regenerativen Stromerzeugungstechniken werden die höchsten Treibhauspotenziale bei der photovoltaischen Stromerzeugung im Bereich von 70 g CO₂*/kWh_{el} bestimmt. Bei den anderen Techniken zur Nutzung regenerativer Energieträger betragen diese Werte weniger als 20 g CO₂*/kWh_{el}.

Bezüglich des Versauerungspotenzial zeigen die Techniken ein sehr heterogenes Bild. Für die photovoltaische Stromerzeugung und die windtechnische Stromerzeugung werden mit Werten von etwa 200 mg SO₂*/kWh_{el} technikübergreifend die niedrigsten Versauerungspotenziale bestimmt. Die Potenziale der PEFC- und SOFC-Brennstoffzellen liegen zusammen mit dem des GuD-Kraftwerkes in der Größenordnung von 400 mg SO₂*/kWh_{el} und damit bereits doppelt so hoch wie die der regenerativ basierten Stromerzeugung. Die phosphorsaure Brennstoffzelle weist hingegen mit fast 1400 mg SO₂*/kWh_{el} ein erheblich höheres Versauerungspotenzial auf, das grob in dem Bereich der Versauerungspotenziale der kohlebasierten

Stromerzeugung liegt, für die die Werte zwischen 900 und 1700 mg SO₂*/kWh_{el} liegen. Auffällig sind weiterhin die Versauerungspotenziale der biogen gefeuerten Techniken, die mit Werten von rund 900 mg SO₂*/kWh_{el} für das Heizkraftwerk mit Wirbelschichtverbrennung und den Vergaser mit nachgeschaltetem Gasmotor errechnet wurden. Sie liegen recht genau auf dem Niveau der meisten kohlebasierten Stromerzeugungstechniken. Innerhalb der Kohlekraftwerke weisen die IGCC-Kraftwerke auch hinsichtlich des Versauerungspotenzials die niedrigsten Werte auf. Mit über 1600 mg SO₂*/kWh_{el} stellt die Biomasse-ORC-Anlage eine Technik dar, deren Versauerungspotenzial zu den höchsten der im Rahmen des Vorhabens betrachteten Techniken gehört.

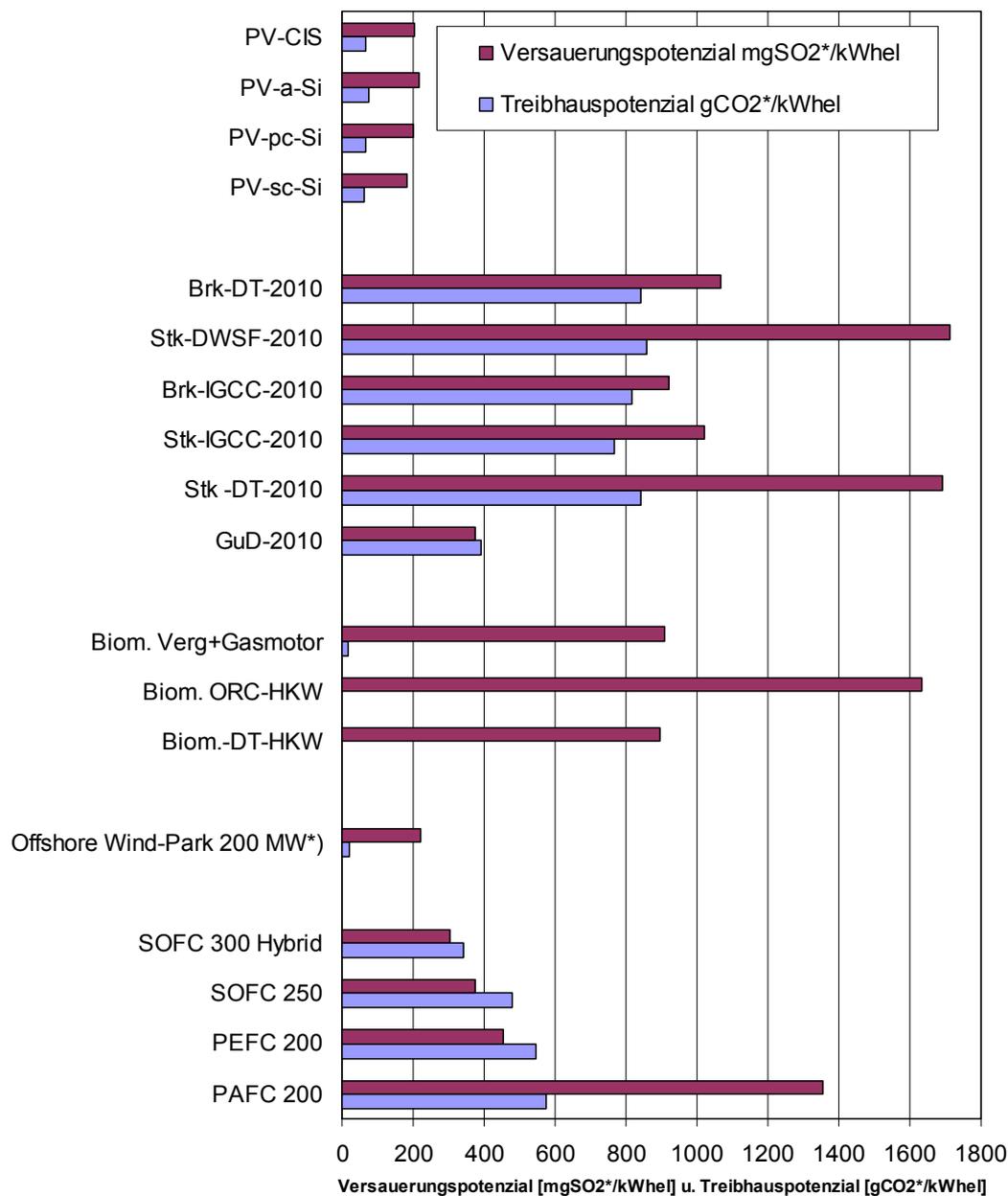


Abbildung 4-1: Technikvergleich anhand der Größen Treibhauspotenzial und Versauerungspotenzial bezogen auf eine kWh Elektrizität. *) Bilanzierung mit BALANCE, die Netzanbindung des Windparks ist berücksichtigt

In Abbildung 4-2 ist der nicht-regenerative kumulierte Primärenergieaufwand (KEA) für die Bereitstellung einer kWh Strom für die in dieser Studie untersuchten Techniken im Vergleich dargestellt.

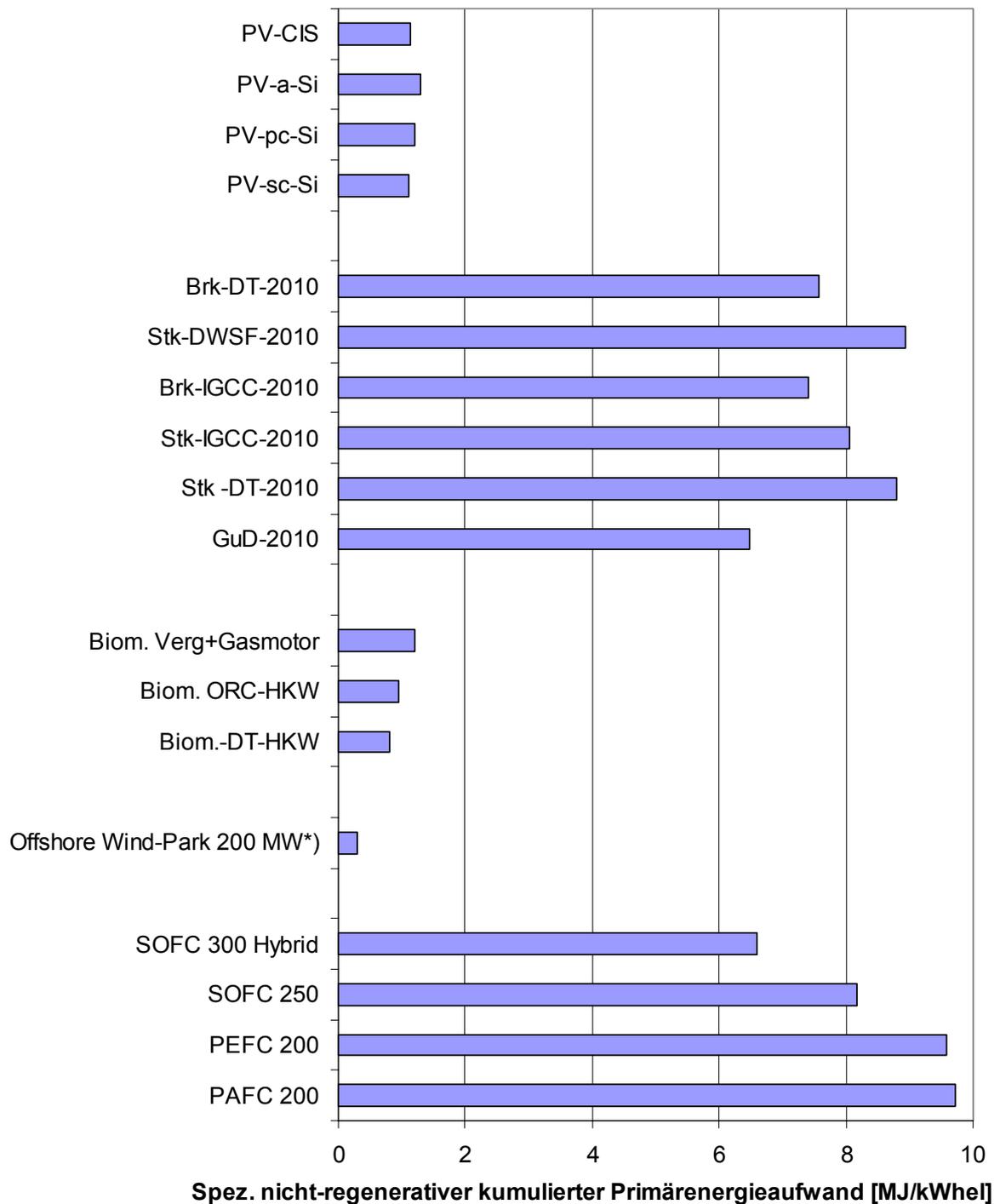


Abbildung 4-2:

Technikvergleich anhand des spezifischen nicht-regenerativen kumulierter Primärenergieaufwands der Stromerzeugung. *) Bilanzierung mit BALANCE, die Netzanbindung des Windparks ist berücksichtigt

Die mit fossilen Energieträgern versorgten Techniken weisen erwartungsgemäß die höchsten Werte auf, sie liegen zwischen $6,5 \text{ MJ/kWh}_{\text{el}}$ beim Erdgas-GuD und etwa $9,5 \text{ MJ/kWh}_{\text{el}}$ bei der Phosphorsauren Brennstoffzelle und sind durch den Nettowirkungsgrad der jeweiligen Anlage dominiert. In der Gruppe der regenerativ basierten Stromerzeugung sind die Techniken der Windstromerzeugung die bezüglich des nicht-regenerativen kumulierten Primärenergieaufwandes mit Abstand sparsamsten Techniken. Die auf der Nutzung von Biomasse beruhenden Techniken liegen bezüglich des Verbrauchs von erschöpflichen Primärenergieträgern in der gleichen Größenordnung wie die photovoltaische Stromerzeugung. Für diese Techniken werden Werte zwischen rund $0,8$ und $1,3 \text{ MJ/kWh}_{\text{el}}$ ausgewiesen.

5 Schlussbetrachtung

Ziel des Vorhabens, das mit dem vorliegenden Projektbericht abgeschlossen wurde, war die Identifikation von Stromerzeugungstechniken, die in Deutschland voraussichtlich im Jahr 2010 verfügbar sein werden, sowie die Bestimmung der jeweiligen Lebenszyklusinventare. Das bereitzustellende Datenmaterial soll mit dazu beitragen, bereits heute Einschätzungen von zukünftigen Technikoptionen hinsichtlich ihrer ökologischen Bedeutung abgeben zu können. Zukunftsgerichtete Entscheidungen, insbesondere auch vor dem Ziel einer nachhaltigen Entwicklung der deutschen Energieversorgung, sollen damit unterstützt werden.

Als Technikgruppen wurden hier aus dem Bereich der regenerativen Stromerzeugungstechniken verschiedene Photovoltaikanlagen, die Off-Shore-Windkraft sowie Biomasse-Heizkraftwerke und aus dem Bereich der fossil basierten Stromerzeugung verschiedene erdgasversorgte Brennstoffzellensysteme sowie erdgas-, stein- und braunkohlebefeuerte Kraftwerke betrachtet.

Die Technikauswahl deckt damit ein breites Spektrum der Stromerzeugungstechniken ab, bei denen vergleichsweise große Fortschritte in kurzer Zeit mit Auswirkungen auf die Umwandlungswirkungsgrade, den Ressourcenverbrauch und die Emissionen erwartet werden. Informationen zu Prototypen, Publikationen über Planungen und Konzeptentwürfe von neuen Kraftwerksanlagen, wissenschaftliche Studien sowie Hersteller- und Betreiberinformationen bildeten die wesentlichen Quellen für die Arbeiten im Rahmen dieses Vorhabens.

Neben den Umwandlungstechniken selbst unterliegen auch die ihnen vorgelagerten Prozessketten Veränderungen, die zum einen aus technischen Fortschritten, aber auch aus strukturellen Änderungen folgen. Dies betrifft insbesondere die Bereitstellung der fossilen Energieträger Erdgas und Steinkohle sowie den Strommix in Deutschland im Jahr 2010. Im Rahmen des Vorhabens wurde versucht, auch diesen Veränderungen Rechnung zu tragen und Brennstoffbereitstellungspfade für das Jahr 2010 unter Berücksichtigung unterschiedlicher Lieferländer, Verlustraten und Energieverbräuche für den Transport abzubilden. So weisen z. B. die neu bilanzierten Prozessketten der Steinkohle- und Erdgasbereitstellung eine Reduktion der Methanemissionen von über 50 % aus. Eine insbesondere für die Lebenszyklusinventare der Photovoltaik relevante Vorkette ist der Strommix. Im Rahmen des Vorhabens wurde, basierend auf Rechnungen mit einem Energiesystemmodell, ein Strommix in Deutschland im Jahr 2010 ermittelt. Gegenüber den bisher verwendeten Datensätzen der Stromerzeugung folgen alleine aus den veränderten Anteilen der genutzten Energieträger sowie dem Einsatz effizienterer Kraftwerke 10 - 15 % niedrigere spezifische CO₂-Emissionen.

Die für die Stromerzeugungstechniken ermittelten Lebenszyklusinventare bilden eine Sachbasis für eine vergleichende Bewertung der Techniken hinsichtlich der Ökologie und des Ressourcenverbrauchs. Die Grenzen der Aussagekraft eines solchen Technikvergleichs müssen dabei klar beachtet werden. Zwei wesentliche Punkte sind im Folgenden aufgeführt:

- 1) Es können nur vergleichende Betrachtungen angestellt werden. Absolute Bewertungen einzelner Techniken sind nicht möglich.
- 2) Die unterschiedlichen Angebotscharakteristika der Techniken (stark fluktuierende Erzeugung bei der Photovoltaik und bei der Windenergie einerseits gegenüber Grundlastkraftwerken andererseits) bleiben bei dieser Betrachtung außer acht.

Dem ersten Punkt sollte dadurch begegnet werden, dass analoge Untersuchungen zu den Lebenszyklusinventaren von Techniken angestellt werden, die aus heutiger Sicht in der Zukunft interessante Optionen darstellen können. Obwohl mit der Technikauswahl in dieser Studie bereits das Ziel verfolgt wurde, das Spektrum zukünftiger Stromerzeugungsoptionen möglichst gut abzudecken, so musste in sämtlichen betrachteten Technikgruppen eine enge und letztlich exemplarische Auswahl getroffen werden. So konnten z. B. im Bereich der fossil basierten Stromerzeugung Kraftwerkstechniken mit integrierten oder nachgeschalteten CO₂-Abscheidungstechniken nicht betrachtet werden, die dann auch einen Einbezug der CO₂-Lagerung mit erforderlich machen würden. Gleichzeitig werden gerade diese Techniken als Optionen zur drastischen Reduktion von Treibhausgasen bei Nutzung fossiler Brennstoffe angesehen. Bei der biogen basierten Stromerzeugung wurden in dieser Studie Holzhackschnitzel als Mix aus vier Bereitstellungspfaden betrachtet. Grundsätzlich stehen jedoch eine Vielzahl unterschiedlicher biogener Brennstoffe zur Verfügung, die in Verbindung mit jeweils adäquaten Umwandlungstechniken betrachtet werden sollten. In der gleichen Weise mussten die Untersuchungen auch in den Bereichen der windtechnischen und photovoltaischen Stromerzeugung auf einzelne ausgewählte Technikansätze beschränkt bleiben.

Weitere Technikgruppen, die nicht Gegenstand des Vorhabens waren, jedoch gerade auch in Hinblick auf die zukünftige Stromversorgung und -nutzung von zunehmendem Interesse sein werden, sind Stromeinspar- sowie Speichertechniken.

Der zweite Punkt erfordert einen Übergang von einer reinen technikorientierten Betrachtung hin zu einer systemisch angelegten Untersuchung. Die Rolle einer Stromerzeugungstechnik mit fluktuierender Angebotscharakteristik in einem Stromnetz ist entscheidend von den anderen in das Netz integrierten Techniken - sowohl angebots- als auch nachfrage-seitig - abhängig. Es erscheint wenig realitätsnah und zielführend, eine einzelne fluktuierend stromerzeugende Anlage durch Speicher- und Back-Up-Techniken so zu erweitern, dass sie als Grundlastkraftwerk betrachtet werden könnte, um sie dann mit anderen Kraftwerken in einem Technikvergleich zu bewerten. Die Bewertung alternativer technischer Optionen mit unterschiedlichen Merkmalen erfordert eine Aufweitung des Betrachtungsrahmens, um die Möglichkeiten des Zusammenspiels der Techniken mit einzubeziehen.

In jedem Fall - sowohl für die reinen Technikvergleiche als auch für die systemisch angelegten Untersuchungen - sind Lebenszyklusinventare der jeweiligen Techniken, wie sie Gegenstand der vorliegenden Studie sind, eine unabdingbare Voraussetzung.

Grundsätzlich scheint es gerade auch mit Blick auf die zukünftige Entwicklung des Energiesystems in Deutschland sinnvoll, die Betrachtungen nicht alleine auf die Stromerzeugung zu beschränken, sondern vielmehr auch Techniken der Wärmebereitstellung (gekoppelt und auch ungekoppelt) sowie auch der Nutzung von Strom- und Wärme auf der Nachfrage-

seite methodisch identisch zu den in dieser Studie betrachteten Techniken zu untersuchen, um dann, basierend auf einer möglichst harmonisierten Datenbasis, Strategien zur Gestaltung des zukünftigen Energiesystems ableiten zu können.

Literatur zu Teil I

/A&S 2003/

Firma A&S Natur Energie GmbH: persönliche Auskünfte von Herrn Groll zur Holzbrennstofflogistik für Altholz, Industrie-Resthölzer, Waldholz und Landschaftspflegematerial

/Beilharz 2003/

Beilharz, F.: Holzbrennstoffbereitstellung in Baden-Württemberg. Technik, Verfahren, Rechengrundlagen. IER, Universität Stuttgart, Studienarbeit Band 394, abgegeben im Dezember 2003.

/den Drijer 1997/

den Drijer, J.: Strategien zur Verminderung der klimarelevanten Methanemissionen im Steinkohlenbergbau. Verlag der Augustinus Buchhandlung. Aachen 1997

/Enquete 2002/

Prognos; IER; WI: Szenarienerstellung, Endbericht an die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages, Prognos AG, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Basel, Stuttgart, Wuppertal, Juli 2002

/Ecoinvent 2000a/

Emmenegger, F., Heck T. u. Jungbluth N: 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, 2003

/Ecoinvent 2000b/

Röder, A., Bauer, C. u. Dones, R.: 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, 2003

/Gemis/

Ökoinsitut e.V. :Globales Emissionsmodell Integrierter Systeme, Version 2.1. Inforamtionen zu GEMIS sind verfügbar unter <http://www.oeko.de/service/gemis/de/index.htm>.

/LWF 1996/

Remler, N., Fischer, M.: Kosten und Leistung bei der Bereitstellung von Waldhackschnitzeln, Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft. Forschungsbericht 11, Freising, November 1996

/Marheineke 2002/

Marheineke, T.: Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechniken. Forschungsbericht Band 87, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, 2002

/Ökoinventare 1996/

Frischknecht, R. et al.: Ökoinventare für Energiesysteme. Bundesamt für Energiewirtschaft. 3. Auflage, Zürich 1996

/Reichert et al. 2000/

Reichert, J., Schön, M.: Methanemissionen durch den Einsatz von Gas in Deutschland von 1990 bis 1997 mit einem Ausblick auf 2010. Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI). Karlsruhe, Mai 2000

Teil II - Berichte zu den Technikgruppen

6 Brennstoffzellen

Dr. rer. nat. Peter Viebahn, Dr.-Ing. Wolfram Krewitt

Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt (DLR), Stuttgart

6.1 Definition der untersuchten Technologien

6.1.1 Beschreibung

Brennstoffzellen sind sehr effiziente elektrochemische Stromerzeuger, die ohne den Umweg über die Verbrennung direkt die im Brennstoff gespeicherte chemische Energie in Elektrizität umwandeln. Dabei entsteht aus der Reaktion von Wasserstoff und Sauerstoff unter der Abgabe von elektrischer Energie als nahezu einziges Reaktionsprodukt Wasser. Brennstoffzellen werden wegen ihrer prinzipiellen Eigenschaften wie z.B. hoher Wirkungsgrad, Schadstoffarmut, modularer Aufbau und ihrer guten Eignung zur Kraft-Wärme-Kopplung in einem weiten Leistungsbereich von wenigen Watt bis zu einigen hundert Watt entwickelt. Es gibt verschiedene Brennstoffzellentypen, die nach Art des verwendeten Elektrolyten und der dadurch bedingten Betriebstemperatur klassifiziert werden. Man unterscheidet Brennstoffzellen insbesondere nach Niedertemperatur- und Hochtemperaturbetrieb. /Ledjeff-Hey et al. 2001/

Die Hauptbestandteile eines Brennstoffzellensystems sind

- der Reformer, in dem der Brennstoff gereinigt und/oder zu Wasserstoff aufbereitet wird (falls der Brennstoff nicht direkt als Wasserstoff zur Verfügung steht),
- die Brennstoffzelle selber zur Erzeugung von Strom (und nutzbarer Abwärme),
- Wechselrichter, Wasser- und Wärmemanagement, Pumpen, Kontrolleinrichtungen u.a.

Allgemein wird ein Brennstoffzellensystem eingeteilt in Stack (den Zellstapel) und die restlichen Systemkomponenten (balance of plant, BOP).

In dieser Studie wurden drei verschiedene Brennstoffzellentypen untersucht:

- Phosphorsäure-Brennstoffzelle (phosphoric acid fuel cell, PAFC)
- Polymerelektrolyt-Membran-Brennstoffzelle (polymer electrolyte fuel cell, PEFC)
- Oxidkeramische Brennstoffzelle (solid oxide fuel cell, SOFC)

Die PAFC ist die einzige Brennstoffzellen-Technologie, die es bisher zur Marktreife gebracht hat und von der eine Vielzahl von Produkten installiert ist (nichtsdestotrotz hat die Herstellerfirma ONSI angekündigt, die PAFC aufgrund zu hoher Kosten vom Markt zu nehmen und zur PEFC zu wechseln). Die PEFC hat aufgrund ihrer hohen Stromdichte und der Niedertemperaturbetriebsweise das breiteste Anwendungsspektrum. Die SOFC wiederum erzielt aufgrund ihrer hohen Betriebstemperaturen (800°C bis 1.000°C) die höchsten elektrischen Nutzungsgrade aller Brennstoffzellen und eignet sich daher sehr gut für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, z.B. im Siedlungsbereich.

Im folgenden werden die einzelnen Technologien kurz beschrieben /Ledjeff-Hey et al. 2001/.

Phosphorsäure-Brennstoffzelle (PAFC)

Eine Einzelzelle einer PAFC besteht aus zwei hochporösen Gasdiffusionselektroden aus Graphit, zwischen denen sich eine faserartig strukturierte Siliziumcarbidmatrix befindet. Die Matrix bindet hochkonzentrierte Phosphorsäure (H_3PO_4), die die Anoden- und Kathodenseite gasdicht voneinander abschließt. Die beiden Elektroden sind mit einem Platinkatalysator belegt. Die Verwendung einer Säure als Elektrolyt erlaubt der Phosphorsäure-Brennstoffzelle den Einsatz von CO_2 -haltigen Reaktionsgasen. Aufgrund der Arbeitstemperatur von etwa 200°C besitzt die PAFC z.B. gegenüber der PEFC eine erheblich bessere CO-Toleranz. Abbildung 6-1 zeigt das Funktionsprinzip einer PAFC.

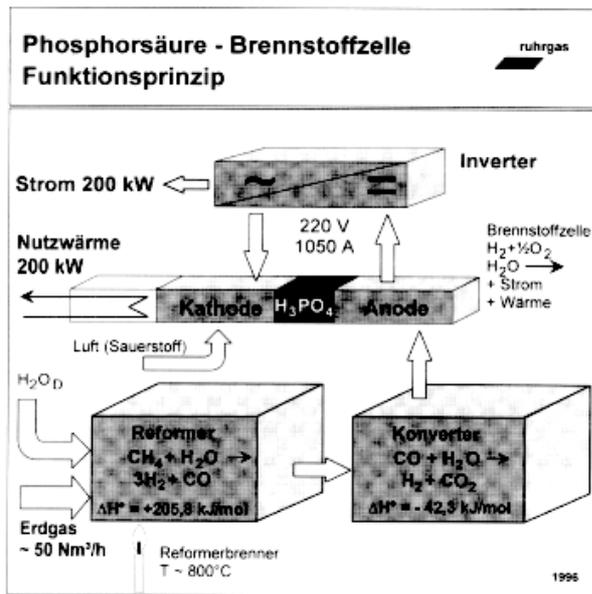


Abbildung 6-1: Funktionsprinzip einer PAFC (Ledjeff-Hey et al. 2001, S. 124)

Die Phosphorsäure-Brennstoffzelle ist heute der kommerziell am weitesten entwickelte Brennstoffzellentyp. Alleine die amerikanische Firma ONSI hat bereits über 200 BHKW-Anlagen des Typs PC25 mit einer Leistung von $200 \text{ kW}_{\text{el}}$ und $220 \text{ kW}_{\text{el}}$ verkauft und installiert. Nichtsdestotrotz hat sich die Firma UTC Fuel Cells, zu der ONSI gehört, im letzten Jahr entschlossen, die PAFC-Technologie nicht weiter zu verfolgen. Als Grund werden zu hohe Kosten angegeben, die nicht mehr weiter zu verringern seien, was jedoch nötig wäre, um konkurrenzfähig zu bleiben. Statt der PAFC setzt UTC Fuel Cells ab 2004 auf die PEFC /VDI 2002/.

Polymerelektrolyt-Membran-Brennstoffzelle (PEFC)

Die Arbeitstemperatur von Polymerelektrolyt-Membran-Brennstoffzellen liegt zwischen 60°C und 80°C ; zusammen mit ihrer hohen Leistungsdichte öffnet sich damit ein vielfältiges Anwendungspotenzial. PEFC können sowohl als Kleinsysteme ($1 - 5 \text{ kW}_{\text{el}}$) im stationären und fossilen Bereich als auch als Blockheizkraftwerke ($200 - 300 \text{ kW}_{\text{el}}$) eingesetzt werden. Der Name der Zelle leitet sich aus der protonenleitenden Polymerfolie ab, die für den Elektrolyten verwendet wird. Er ist Teil der Membran-Elektroden-Einheit, dem Herzstück einer

PEFC. Dieses besteht aus den Elektrolytfolien, den auf beiden Seiten der Folie angebrachten Elektrokatalysatoren (z.B. aus Platin) sowie den porösen Elektroden mit einer aktiven Katalysatorschicht. Die Abtrennung zwischen den einzelnen Zellen erfolgt durch Bipolarplatten. Alle diese Komponenten werden zwischen zwei Endplatten in Filterpressenbauweise zu einem Stack zusammengebaut (siehe Abbildung 6-2).

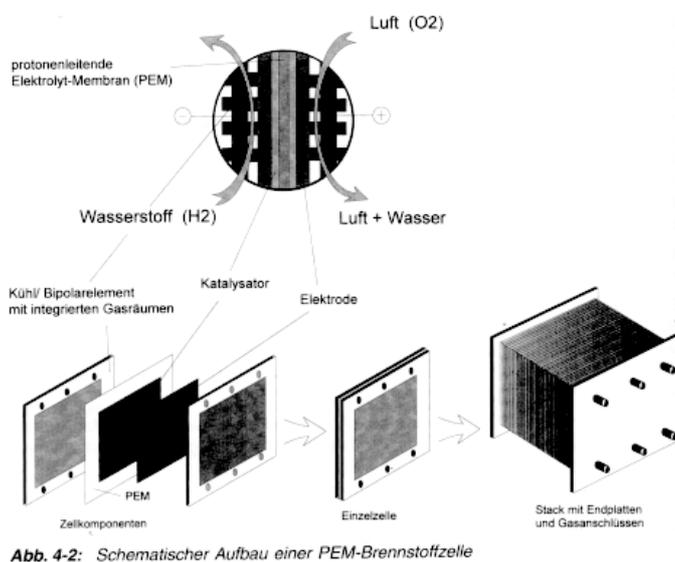


Abb. 4-2: Schematischer Aufbau einer PEM-Brennstoffzelle

Abbildung 6-2: Schematischer Aufbau einer PEFC (Ledjeff-Hey et al. 2001, S. 64)

Oxidkeramische Brennstoffzelle (SOFC)

Die oxidkeramische Brennstoffzelle arbeitet im Temperaturbereich zwischen 800°C und 1.000°C. In der SOFC wird eine oxidionenleitende Keramik aus Yttrium-stabilisiertem Zirkonoxid als fester Elektrolyt eingesetzt. Der anodische Katalysator besteht aus Nickel-Zirkonoxid, auf der Kathodenseite werden Mischoxide, wie z. B. Lanthan-Strontium-Manganat, eingesetzt. Es gibt verschiedene Zellkonzepte, wobei besonders zwischen dem Röhrenkonzept und dem Flachzellenkonzept unterschieden wird. Das Röhrenkonzept wird maßgeblich durch Siemens-Westinghouse in den USA entwickelt. Planare SOFC werden von verschiedenen Herstellern wie z. B. Sulzer-Hexis aus der Schweiz entwickelt und erprobt. Ein großer Vorteil der SOFC ist, dass sie direkt mit Kohlenwasserstoffen, also z.B. mit Erdgas, als Brennstoff betrieben werden kann, das in einem internen Reformer in den benötigten Wasserstoff umgewandelt wird. Die folgende Abbildung 6-3 zeigt ein Prinzipschema eines SOFC-Kraftwerks.

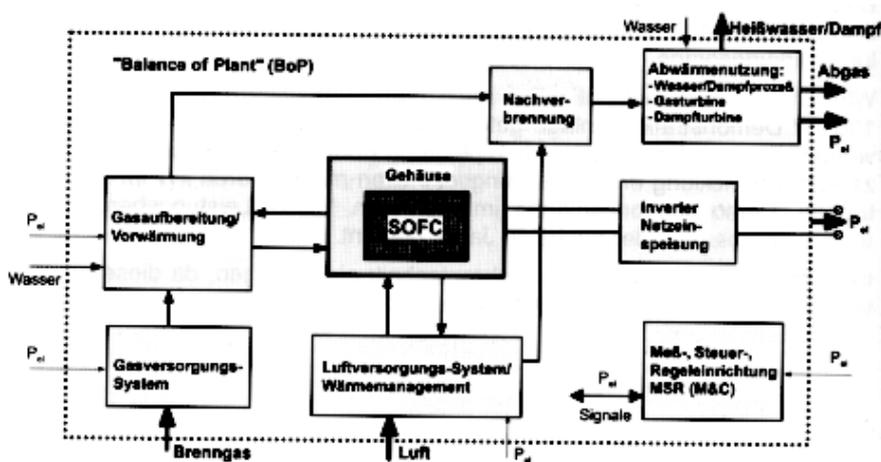


Abbildung 6-3: Prinzipschema von SOFC-Kraftwerken (Ledjeff-Hey et al. 2001, S. 188)

Da im Weiteren eine tubulare SOFC betrachtet und bilanziert wird, wird im folgenden kurz auf die Herstellung einer tubularen Zelle eingegangen, wie sie auch Abbildung 6-4 zeigt. Die Idee der tubularen SOFC ist, dass die Kathode direkt als poröses Trägerrohr ausgebildet wird, was zu einer deutlichen Steigerung der Leistungsdichte und zu einer merklichen Kostenreduktion führt. Der Lanthan-Strontium-Interkonnektor, der zur kathodenseitigen Stromabführung dient, wird mittels atmosphärischem Plasmaspritzen als schmaler Streifen in Längsrichtung auf das Rohr aufgebracht. Anschließend wird der Elektrolyt mittels eines EVD-Prozesses (electrochemical vapour deposition, elektrochemische Dampfabscheidung) als gasdichte Schicht am verbleibenden Rohrumfang abgeschieden. Die Anode, bestehend aus Nickel und Yttrium-stabilisiertem Zirkonoxid, wird über ein Tauchverfahren aufgebracht und eingesinert. Diese Rohreinheit bildet den Kern einer tubularen SOFC und produziert nach heutigem Entwicklungsstand bei 950°C eine Leistung von ca. 150 Watt.

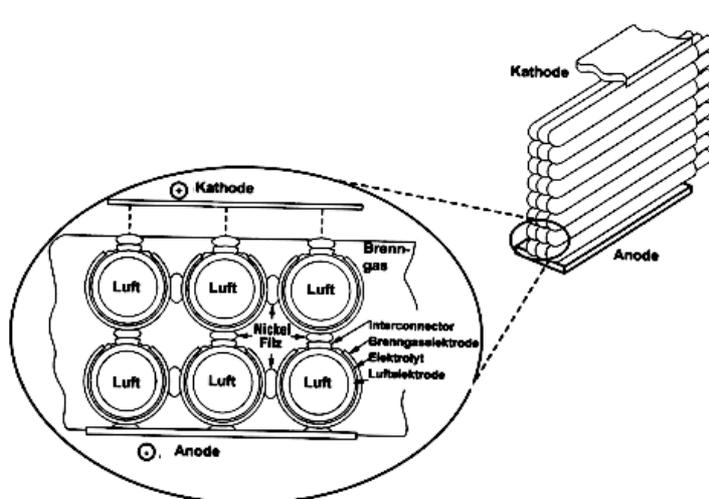


Abbildung 6-4: Aufbau einer tubularen SOFC-Zelle von Siemens-Westinghouse (Ledjeff-Hey et al. 2001, S. 191)

Die Ausbeute einer SOFC kann weiter erhöht werden, wenn sie mit einer Mikrogasturbine gekoppelt und das ganze System unter Druck betrieben wird. In solch einer SOFC Hybrid wird die Luft zunächst mit einem Kompressor verdichtet und mittels eines Wärmetauschers vorgewärmt, bevor sie in die Brennstoffzelle gelangt. Mit dem dann immer noch mehrere hundert Grad heißen Abgas der SOFC wird eine nachgeschaltete Gasturbine betrieben. Ohne dass weitere Emissionen entstehen, kann hierdurch der elektrische Nutzungsgrad um etwa zehn Prozentpunkte erhöht werden. Das Abgas der SOFC Hybrid kann immer noch ausgekoppelt und z.B. als Siedlungswärme genutzt werden.

Zusammenfassung

Zusammenfassend gibt die folgende Tabelle 6-1 einen Vergleich der drei verschiedenen Brennstoffzellentypen.

Tabelle 6-1: PAFC, PEFC und SOFC im Vergleich

	PAFC	PEFC	SOFC
Elektrolyt	Phosphorsäure in poröser Matrix	Protonenleitende Membran	Keramischer Festkörper
Betriebstemperatur	200°C	60 – 80°C	800 – 1000°C
Brennstoff zur Zelle	Wasserstoff (H ₂) ^{*)}	Wasserstoff (H ₂) ^{*)}	H ₂ , Erdgas, Biogas, Kohlegas ^{**)}
el. Systemwirkungsgrad (mit Erdgas)	37 % – 42 %	38 % – 42 %	47 % – 60 %
Anwendung typische Leistung	KWK 50 kW _{el} – 10 MW _{el}	mobil, KWK 2 kW _{el} – 200 kW _{el}	KW, KWK 2 kW _{el} – 10 MW _{el}
Entwicklungsstand	Kleinserie 200 kW _{el}	Prototyp 3 kW _{el} , 200 kW _{el}	Demonstration 250 kW _{el}
Hersteller	Onsi	Vaillant, Ballard	Sulzer Hexis Siemens/Westinghouse
Investitionen	derzeit 4.500 €/kW	k. A.	k. A.
^{*)} Bei Einsatz eines Reformers auch Erdgas oder Biogas ^{**)} interne Reformierung möglich KW: Kraftwerk, KWK: Kraft-Wärme-Kopplung			

6.1.2 Daten und Annahmen

Tabelle 6-2 zeigt, welche Brennstoffzellen innerhalb dieser Studie bilanziert werden. Neben den in Kapitel 2 vorgegebenen Annahmen gilt für alle Brennstoffzellen:

- Es werden *stationäre Brennstoffzellen* betrachtet, die auf den Betrieb in größeren Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen ausgelegt sind. Die elektrische Leistung bewegt sich im Bereich 180 – 300 kW_{el}.
- Die Brennstoffzellen sind auf den Betrieb mit *Erdgas* ausgelegt.
- Die *Lebensdauer* des Stacks wird mit 40.000 Stunden, die der Peripherie (BoP) mit 100.000 Stunden angesetzt. Letztere ist gleichzeitig die Systemlebensdauer.

Tabelle 6-2: Übersicht über die bilanzierten erdgasbetriebenen Brennstoffzellen

Nr.	Brennstoffzelle	Nutzungsgrad		Funktionelle Einheit	Allokationsfaktor	
		el	th		Strom	Wärme
1	200 kW PAFC	37 %	50 %	1 kWh _{el} + 1,35 kWh _{th}	87 %	13 %
2	200 kW PEFC	40 %	40 %	1 kWh _{el} + 1 kWh _{th}	90 %	10 %
3	250 kW SOFC	47 %	33 %	1 kWh _{el} + 0,70 kWh _{th}	93 %	7 %
4	300 kW SOFC HYBRID	58 %	22 %	1 kWh _{el} + 0,38 kWh _{th}	96 %	4 %

Einige Parameter der Tabelle sollen näher erläutert werden:

- Die *Nutzungsgrade* werden aus den im folgenden Kapitel angegebenen Quellen entnommen und auf die Situation in 2010 fortgeschrieben. Nur für die PAFC wird der gegenwärtige Nutzungsgrad angesetzt, da die PAFC wie oben erwähnt nicht weiter produziert wird. Wie leicht zu sehen ist, nehmen die Nutzungsgrade von PAFC über PEFC bis zur SOFC kontinuierlich zu. Die SOFC Hybrid als Erweiterung der SOFC durch eine Mikrogasturbine hat einen gegenüber der alleinigen SOFC noch einmal erheblich gesteigerten Nutzungsgrad.
- Die *funktionelle Einheit* wurde in Kapitel 2.2 als 1 kWh_{el} definiert. Da Brennstoffzellen als Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen auch Wärme liefern, wird die funktionelle Einheit auf die gleichzeitig erzeugte Wärme erweitert. Je nach thermischem Nutzungsgrad ergeben sich dabei jedoch andere Verhältnisse, so dass für jede betrachtete Brennstoffzelle eine andere funktionelle Einheit ausgewiesen wird.
- Die *Allokationsfaktoren* errechnen sich nach der Methode der exergetischen Allokation, die ebenfalls in Kapitel 2.5 beschrieben wurde. Als Umgebungstemperatur wird die dort vorgeschlagene Temperatur von 15°C angesetzt. Als Vorlauf- und Rücklauf-temperatur werden 65°C und 40°C festgelegt, die den Temperaturen in einem Niedrigenergiehaus nach dem Stand der Technik entsprechen.

6.2 Vorgehensweise bei der Bilanzierung

6.2.1 Überblick

Bilanziert wird die *Herstellung* und der *Betrieb* der verschiedenen betrachteten Brennstoffzellen. Über die Vorketten gehen auch Vorleistungen z. B. des Erdgasbezugs oder der Herstellung der Kraftwerke zur Stromerzeugung mit ein. Abbildung 6-5 zeigt den Lebensweg einer Brennstoffzelle:

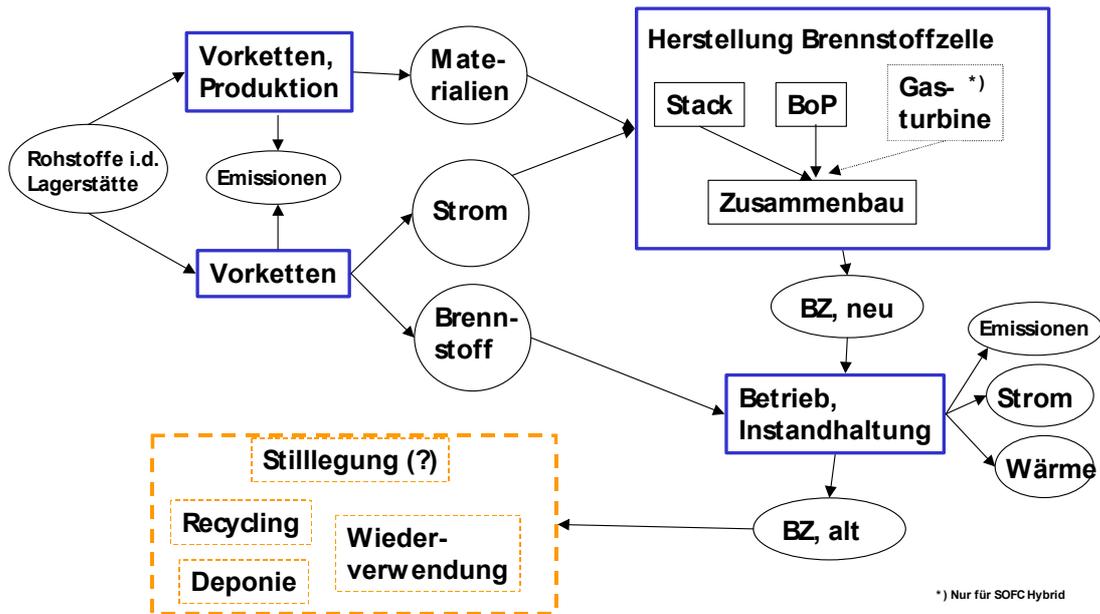


Abbildung 6-5: Lebensweg einer Brennstoffzelle (verallgemeinert)

Ausgehend von der Herstellung der Brennstoffzelle werden die Vorketten der eingesetzten Materialien, des Stroms und des Brennstoffs (hier Erdgas) bis zur Förderung der Rohstoffe aus der Lagerstätte bilanziert. Die dargestellte Gasturbine wird nur für die Modellierung der SOFC Hybrid benötigt. Mangels Daten wird die Stilllegung der Anlagen inkl. eines eventuellen Recyclings mit Wiederverwendung oder Deponierung bisher noch nicht betrachtet. Jedoch ist in den Schlüsselprozessen wie z. B. der Stahlherstellung bereits der Einsatz von Sekundärmaterial implementiert.

Zur Modellierung der Brennstoffzellen innerhalb der Ökobilanzierungssoftware BALANCE wird das in Abbildung 6-5 gezeigte Stoff- und Energieflussmodell auf einzelne Module aufgeteilt. Dies hat den Vorteil, dass bei der Analyse der Ergebnisse ebenfalls nach diesen Modulen differenziert werden kann (siehe Abbildung 6-6).

In den folgenden Kapiteln wird die Vorgehensweise bei der Modellierung der vier betrachteten Brennstoffzellen beschrieben. Zunächst wird ein Überblick über bisherige Ökobilanzstudien gegeben, danach werden die Quellen und die Qualität der verwendeten Daten beschrieben, und schließlich werden die Eingabedaten zur Herstellung von Stack und BoP dargestellt.

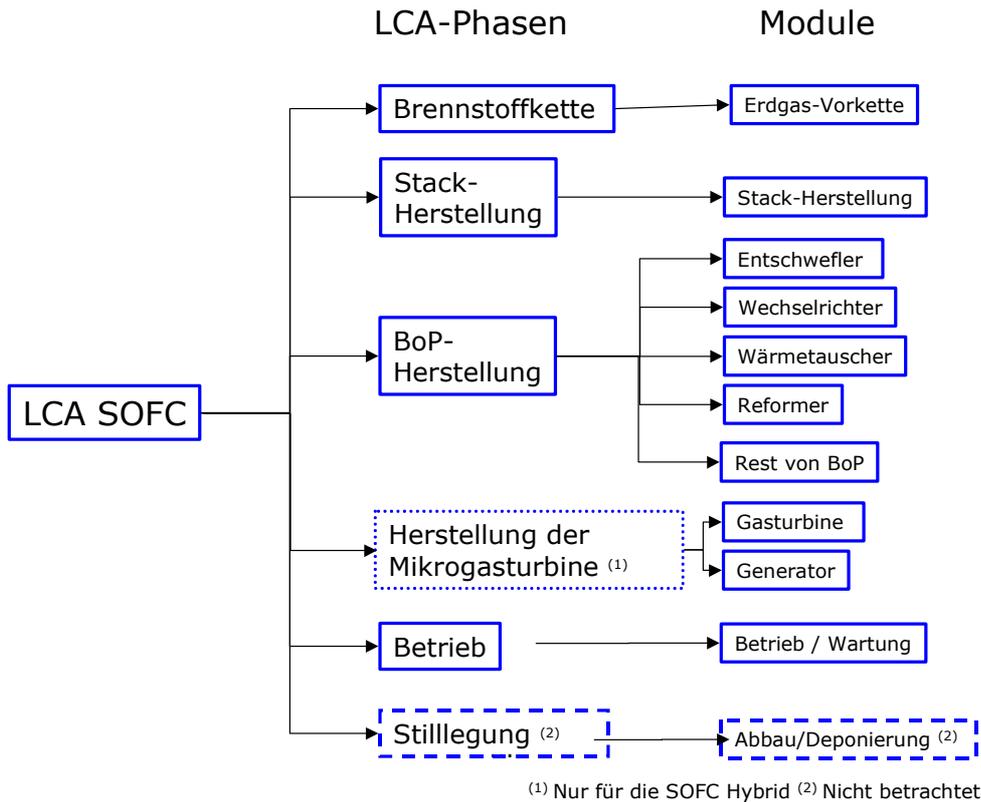


Abbildung 6-6: Aufteilung der LCA-Phasen in Teilmodule

6.2.2 200 kW_{el} PAFC

Bisherige Studien

Aus Schweden existiert eine umfangreiche Studie mit einer Stoff- und Energieflussanalyse einer PAFC /Setterwall 1997/. Schwerpunkt der Studie war die Herstellung und der Betrieb einer ONSI 25 C 200 kW_{el} PAFC. Betrachtet wurden die meisten Inputs an Materialien, einige Inputs an Energie sowie der Transport der Materialien nach Schweden. Eine Umweltwirkungsanalyse wurde nicht durchgeführt. Die Daten aus dieser Studie bilden die Grundlage für die folgende Modellierung in BALANCE.

In einer Projektarbeit an der TU Clausthal wurde ein Vorläufermodell der obigen Anlage, eine ONSI PC 25 A, untersucht und mit einem Erdgas-Blockheizkraftwerk verglichen /Dahms et al. 2002/. Dabei wurden in einer post-mortem Analyse ebenfalls die Herstellung und der Betrieb der PAFC bilanziert. Zur Bewertung und Gewichtung der erhaltenen Emissionswerte wurde ein eigener Ansatz entwickelt, „der auf unscharfe Logik (Fuzzy-Technik) zurückgeht und sowohl Informationen als auch Unsicherheiten unterschiedlichen Charakters berücksichtigt“. Mit einem „Aggregierten Emissionsindikator“ wurden verschiedene Schlüsselemissionen zu einem Gesamtwert aggregiert. Aus dieser Studie wird für dieses Projekt die Zusammensetzung des Katalysators entnommen, der in /Setterwall 1997/ nur pauschal mit 999 kg angegeben ist.

Datenquellen und Datenqualität

Zur Beschreibung der Herstellungsprozesse und des Betriebs der betrachteten 200 kW_{el} PAFC werden folgende Daten genutzt:

- Materialverbrauch bei der Herstellung der Brennstoffzelle: Die Menge der grundlegenden Materialien für die Herstellung von Stack und BoP wird /Setterwall 1997/ entnommen. Energieverbräuche, die bei der Herstellung von Kabeln, Rohren, Gehäuse u.a. sowie beim Zusammenbau der Brennstoffzelle anfallen, sind nicht gegeben und daher nicht berücksichtigt. Die Aufteilung des Katalysators auf seine Bestandteile wird /Dahms et al. 2002/ entnommen.
- Betrieb der Brennstoffzelle: Für den Betrieb der Brennstoffzelle werden die Originaldaten (Emissionen und Verbrauchsmaterialien) aus /Setterwall 1997/ verwendet. Der Wert für CO₂ wird dem CO₂-Emissionsfaktor für europäisches Erdgas angepasst:
- ~~Transport:~~
Für alle Materialien wird pauschal ein Transport von 400 km angenommen.
- Nutzungsgrade:
Die Nutzungsgrade (siehe Tabelle 6-2) sind ebenfalls Setterwall 1997 entnommen.
- Zur Implementation der Module in BALANCE werden folgende Prozesse verwendet: Soweit vorhanden, werden die bestehenden Module aus der aktuellen BALANCE-Datenbank verwendet.

Folgende Module sind nicht in BALANCE gegeben, können jedoch mit Prozessen aus eigenen Datenbeständen modelliert werden:

- Betrieb und Herstellung: *Grafit*

Folgende Module sind ebenfalls nicht in BALANCE gegeben, können jedoch durch andere Prozesse abgeschätzt werden:

- Herstellung BoP: *Stahl, hochlegiert* anstatt von *Incaloy* (Wärmetauscher)
- Für folgende Prozesse standen keine Daten zur Verfügung:
- Herstellung BoP: *Macadam, gereinigte Kieselerde* und „*anderes*“

Eingabedaten des Stacks

Tabelle 6-3 zeigt die verschiedenen Fertigungsprozesse des Stacks sowie die hauptsächlich dabei benötigten Materialien. Daten zum Energieverbrauch der genannten Prozesse sind nicht gegeben, so dass nur die Materialvorketten berücksichtigt werden können.

Tabelle 6-3: Materialien zur Herstellung des Stacks (PAFC)

Prozess	Material	Verbrauch	
		kg/kW	%
Fertigung Stack und Elektroden	Aktivkohle/Graphit	11,5	55
Fertigung Katalysator	Platin	0,006	0,03
Fertigung Rahmen	Stahl	9,5	45
Summe		21,01	100

Die Aufteilung der durch die Materialvorketten verursachten CO₂-Emissionen zeigt Abbildung 6-7. Die Emissionen werden zu 81 % durch die Herstellung des Grafitis dominiert, dessen Anteil am Verbrauch jedoch nur 55 % beträgt. Die Herstellung des Katalysators, der

nur eine verschwindend geringe Menge an Platin benötigt, verursacht alleine 8 % der CO₂-Emissionen.

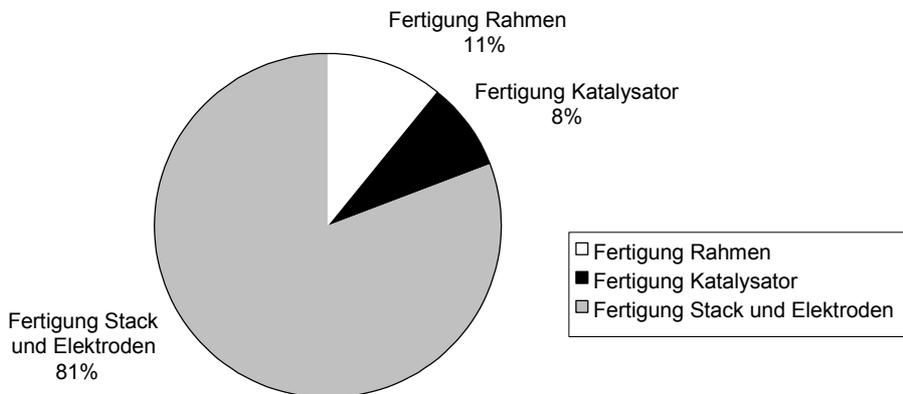


Abbildung 6-7: Aufteilung der CO₂-Emissionen bei der Stackherstellung (PAFC)

Eingabedaten der Peripherie

In Tabelle 6-4 werden analog zum Stack die Eingabedaten zur Herstellung der Peripherie (BoP) dargestellt. Die Materialbilanz wird zu 61 % durch die Vorkette von unlegiertem Stahl (Rahmen der Brennstoffzelle und Prereformer) und zu 11 % durch den Kupferprozess (Kabel und Transformator) dominiert.

Tabelle 6-4: Materialien zur BoP-Herstellung (PAFC)

Material	Verbrauch	
	kg/kW	%
Stahl, unlegiert	50,67	61,45
Kupfer	9,04	10,96
Stahl, hoch legiert	5,50	6,67
Steinwolle	5,25	6,37
Aluminium	4,60	5,57
PVC	3,65	4,43
Andere	3,00	3,64
Keramik	0,55	0,67
PE	0,19	0,23
PP	0,01	0,01
Platin	0,01	0,01
Summe	82,46	100,00

Entsprechend fällt auch die Verteilung der CO₂-Emissionen aus: 51 % werden durch die Produktion des Rahmens der Brennstoffzelle und 19 % durch die Herstellung des Prereformers verursacht.

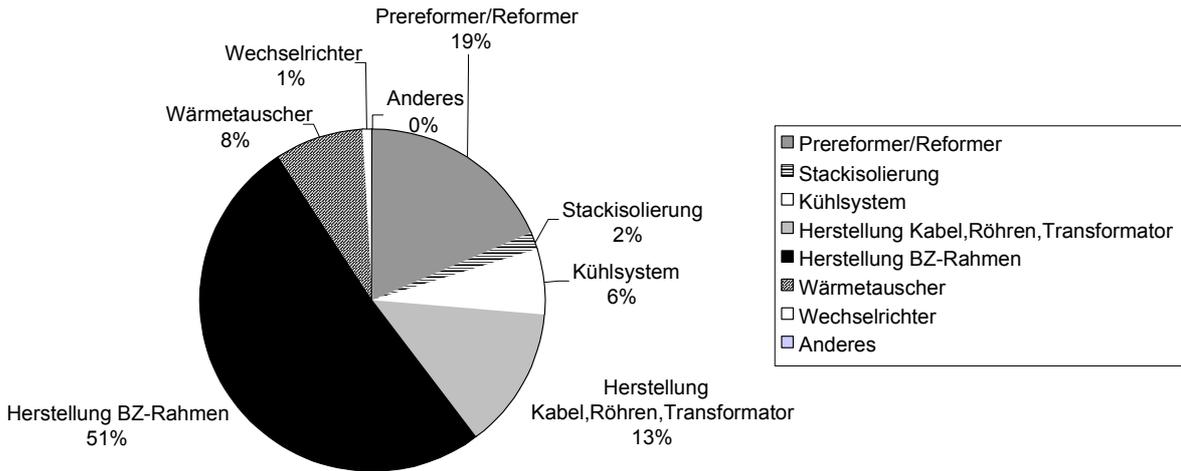


Abbildung 6-8: Aufteilung der CO₂-Emissionen bei der BoP-Herstellung (PAFC)

Vergleich von Stack und BoP

Um eine Abschätzung der für die Herstellung der Brennstoffzelle insgesamt relevanten Prozesse zu erhalten, werden die Bauteile Stack und BoP kombiniert und über die Systemlebensdauer (Lebensdauer des Gesamtsystems) berechnet. Dabei muss beachtet werden, dass zur Herstellung eines Brennstoffzellensystems eine Einheit der Peripherie (mit einer Lebensdauer von 100.000 Stunden) sowie 2,5 Einheiten des Stacks (mit einer Lebensdauer von 40.000 Stunden) benötigt werden. Abbildung 6-9 zeigt die Anteile der einzelnen Prozesse an den CO₂-Emissionen des Gesamtsystems.

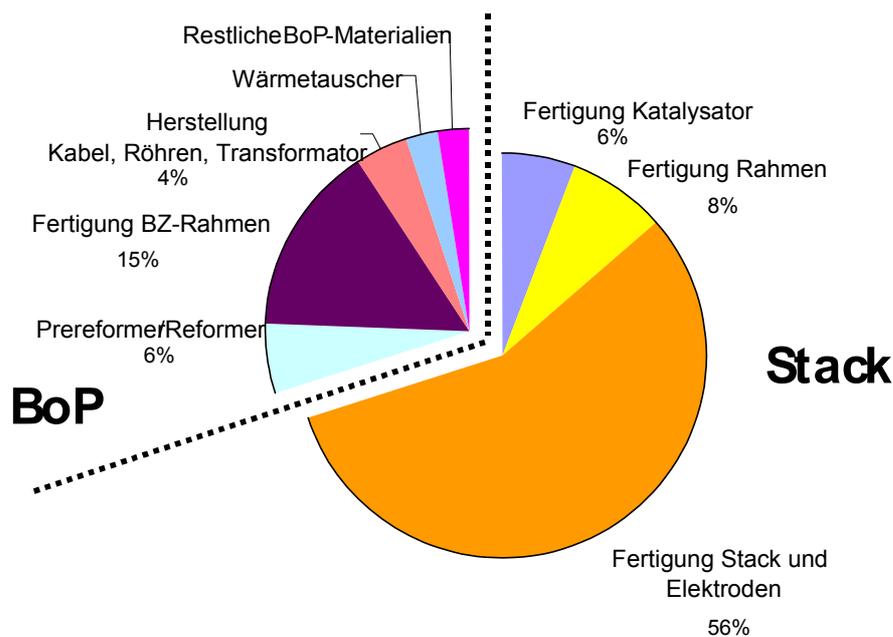


Abbildung 6-9: Aufteilung der CO₂-Emissionen bei der Herstellung des PAFC-Systems

Wie leicht zu sehen ist, werden die CO₂-Emissionen von zwei Prozessen dominiert: der Herstellung des Graphits für die Fertigung von Stack und Elektroden (56 %) sowie der Stahlproduktion für den Brennstoffzellen-Rahmen (15 %). Die nächst kleineren Prozesse sind die Herstellung von Stahl für den Rahmen des Stacks (8 %) sowie die Platinvorkette für den Katalysator (6 %).

Betrieb der Brennstoffzelle

Tabelle 6-5 zeigt die Emissionsfaktoren der PAFC (Spalte zwei) sowie die Gesamtemissionen, berechnet über die Lebensdauer von 100.000 Stunden und den entsprechenden elektrischen Nutzungsgrad von 37 % (Spalte drei).

Tabelle 6-5: Emissionen beim Betrieb der PAFC

Schadstoff	Emission	
	kg/kWh _{in}	kg/Systemlaufzeit
CO ₂	0,20191	10.914.054
VOC	0,61 E-5	330
SO ₂	0,22 E-5	119
CO	2,99 E-5	1.616
NO _x	0,61 E-5	330
Partikel	0,22 E-5	119

In Tabelle 6-6 sind die Materialien enthalten, die während des Betriebs der PAFC verbraucht werden, wiederum getrennt nach Verbrauch pro kWh und Verbrauch in der Systemlebenszeit.

Tabelle 6-6: Materialverbrauch beim Betrieb der PAFC

Material	Verbrauch	
	kg/kWh _{el}	kg/Systemlaufzeit
Aktivkohle	3,25 E-4	6.500
Phosphorsäure	4,17 E-5	834
Glycol	1,08 E-5	216
Destilliertes Wasser	4,23 E-4	8.460
Stickstoff	1,15 E-4	2.300

6.2.3 200 kW_{el} PEFC

Bisherige Studien

Bisher ist nur eine Studie bekannt, in der eine komplette Lebenszyklusanalyse einer PEFC durchgeführt wurde /Pehnt 2002/. Betrachtet wurde die Herstellung und der Betrieb einer 212 kW_{el} Pilotanlage der Firma Ballard Generation Systems.

Datenquellen und Datenqualität

Die Studie Pehnt 2002 baut auf vertraulichen Daten des Herstellers auf, so dass hier keine näheren Informationen über das Inventar der Anlage gegeben werden können. Aus dem Grund steht auch kein Modell innerhalb der in diesem Projekt erstellten BALANCE-Datenbank zur Verfügung. Die Ergebnisse der Bilanzierung werden jedoch auf die hier verwendete Erdgasvorkette angepasst, so dass sie einigermaßen vergleichbar sind. Als Nutzungsgrad wird der für 2010 veröffentlichte Zielwirkungsgrad von 40 % verwendet.

6.2.4 250 kW_{el} SOFC

Bisherige Studien

Für die tubulare SOFC existiert bisher eine einzige Material- und Energieflussanalyse /Karakoussis et al. 2000/. Zusammen mit einer planaren SOFC von Sulzer Hexis wurde eine tubulare SOFC von Siemens-Westinghouse untersucht. Diese Untersuchung stellt jedoch keine Ökobilanz im engeren Sinne dar, da nur die ersten beiden Schritte einer LCA (Zieldefinition und Sachbilanz), aber keine Umweltwirkungsanalyse durchgeführt wurden.

Schwerpunkt der Studie war die *Herstellung* der Brennstoffzelle, unterteilt in Stack, Balance of Plant (BoP) und Zusammenbau. Hierfür wurde eine 100 kW_{el} SOFC betrachtet, die Osaka Gas/Tokyo Gas von 1995–1997 in Betrieb hatte. Für die einzelnen Bereiche wurden die wichtigsten Materialverbräuche sowie der notwendige Energieeinsatz ermittelt, basierend auf Auskünften von Herstellern. Zur Berechnung der Vorketten wurden verschiedene LCA-Datenbanken und Programme verwendet. Transporte wurden nicht betrachtet.

Für die Beurteilung des *Betriebs* der Brennstoffzelle wurde in der Studie auf vorhergehende Untersuchungen der Autoren zurückgegriffen, in denen der Betrieb verschiedener Brennstoffzellen mit anderen Anlagen zur Energieerzeugung verglichen wurde /Bauen und Hart 1998, Hart und Hörmandinger 1998/. Diese Untersuchungen bezogen sich auf in England gefördertes Erdgas. Zum Berechnen der stromrelevanten Emissionen wurden der aktuelle Strommix in England sowie Strom eines GuD-Kraftwerks verwendet.

Datenquellen und Datenqualität

Zur Beschreibung der Herstellungsprozesse und des Betriebs der betrachteten 250 kW_{el} SOFC werden folgende Daten genutzt:

- Materialverbrauch bei der Herstellung der Brennstoffzelle:
Die Menge der grundlegenden Materialien für die Herstellung von Stack und BoP wird /Karakoussis et al. 2000/ entnommen und von der dort modellierten 100 kW_{el} auf

die 250 kW_{el} SOFC linear hochskaliert. Ebenso ist dort der Energieverbrauch bei der Herstellung des Stacks gegeben. Energieverbräuche zur Fertigung der Peripherie sind nicht gegeben und daher nicht berücksichtigt.

- Betrieb der Brennstoffzelle

Für den Betrieb der Brennstoffzelle werden Originaldaten von Siemens verwendet, die an einer 225 kW_{el} SOFC gemessen wurden /Kabs 2003/. Der Wert für CO₂ wird dem CO₂-Emissionsfaktor für europäisches Erdgas angepasst.

- Transport:

Für alle Materialien wird pauschal ein Transport von 400 km angenommen.

- Nutzungsgrade:

Die Nutzungsgrade (siehe Tabelle 6-2) werden teils von Siemens Deutschland genannt /Schichl und Kabs 2002/, teils wird auf Veröffentlichungen von Siemens-Westinghouse in den USA zurückgegriffen /Morrison 2001/, teils werden sie selber geschätzt.

Zur Implementation der Module in BALANCE werden folgende Prozesse verwendet:

Soweit vorhanden, werden die bestehenden Module aus der aktuellen BALANCE-Datenbank verwendet.

- Die Grunddaten zur Herstellung der typischen Stackmaterialien *LaMnO₃*, *LaCrO₃*, *YCl₃*, *ZrCl₄* und *ZrO₂(Y₂O₃)* werden Pehnt 2002 entnommen (das sind *Lanthanoxid*, *Zirkoniumoxid* und *Yttriumoxid*). Die Stackmaterialien werden modelliert, indem diese Grundmaterialien mit *Mangan*, *Chrom* und *Chlor* über die Molmassen kombiniert wurden. Die Bilanzen dieser Materialien werden eigenen Datenbeständen entnommen. Diese Vorgehensweise wird ebenfalls für *Nickeloxid* (NiO) gewählt.
- Für folgende Module, die nicht in BALANCE gegeben sind, wird der Stromverbrauch zur Herstellung berücksichtigt, der in /Karakoussis et al. 2000/ angegeben ist:
- Herstellung Stack: *Polyvinylbutyral*, *Ethanol* und *Dibutylphthalat*

Folgende Module sind ebenfalls nicht in BALANCE gegeben, können jedoch mit Prozessen aus eigenen Datenbeständen modelliert werden:

- Herstellung Stack: *Polyethylenglykol*
- Folgende Module sind zwar nicht in BALANCE gegeben, können jedoch durch andere Prozesse abgeschätzt werden:
- Herstellung BoP: Aluminium anstatt von Aluminiumoxid und Aluminiumoxid-Kieselerde; Stahl, hochlegiert anstatt von Incaloy; Polypropylen anstatt von Plastik
- Für folgende Prozesse standen keine Daten zur Verfügung:
- Herstellung BoP: *gereinigte Kieselerde* (Wechselrichter)

Eingabedaten des Stacks

Tabelle 6-7 zeigt die verschiedenen Fertigungsprozesse des Stacks, deren Energieverbrauch sowie die hauptsächlich dabei benötigten Materialien.

Tabelle 6-7: Materialien zur Herstellung des Stacks (SOFC)

Prozess	Prozessstrom		Material	Verbrauch	
	MJ/kg	%		kg/kW	%
Kathode: Stoffherstellung	0,36	0,1	Dotiertes LaMnO3	4,26	64,1
Kathode: Kleberherstellung			Wasser	0,98	14,7
Kathode: Extrudieren	0,82	0,3			
Kathode: Sintern	8,15	3,0			
Interkonnektor: Plasmaspritzen	207,36	75,5	Dotiertes LaCrO3	0,06	0,9
Maskieren	0,60	0,2			
Brennen	0,61	0,2			
Elektrolyt (EVD)	46,29	16,9	ZrCl4	0,83	12,5
			YCl3	0,12	1,8
Demaskieren	1,83	0,7			
Nickelbeschichtung	0,12	0,0	Ni	0,0001	0,0
			NiO	0,08	1,2
Remaskieren	0,06	0,0			
Anode: Stoffherstellung	0,24	0,1	YSZ	0,08	1,2
			Polyvinylbutyral	0,03	0,5
			Ethanol	0,19	2,9
			PolyetCHPlenglycol	0,01	0,2
			Dibutylphthalat	0,01	0,2
Anode: Beschichten	0,12	0,0			
Anode: Sintern	8,15	3,0			
Summe	274,71	100,0		6,65	100,0

Wie deutlich zu sehen ist, wird der Materialverbrauch von drei Vorketten dominiert: dotiertes LaM_nO_3 für die Stoffherstellung der Kathode (64,1 %), Wasser zur Kleberherstellung für die Kathode (14,7 %) und ZrCl_4 für die Elektrolytherstellung (12,5 %). Sowohl die Herstellung des dotierten LaM_nO_3 als auch die Produktion des ZrCl_4 sind sehr energieintensiv und verursachen daher hohe CO_2 -Emissionen, wie Abbildung 6-10 zeigt. Neben diesen beiden Prozessen ist die Herstellung des Interkonnektors der dritte große Emittent von CO_2 (verursacht durch einen entsprechend hohen Stromverbrauch).

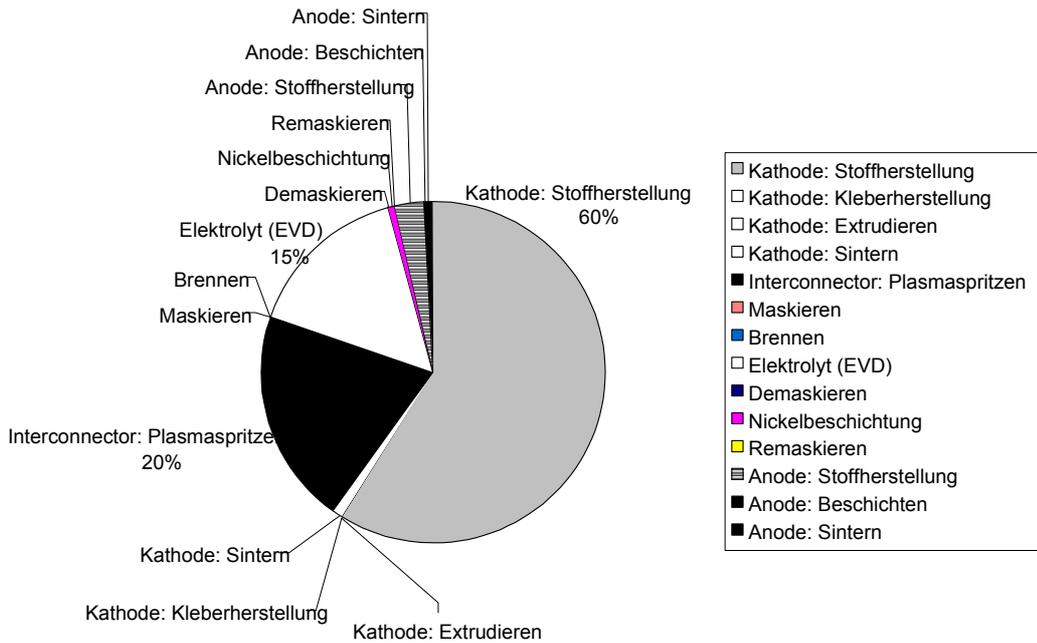


Abbildung 6-10: Aufteilung der CO₂-Emissionen bei der Stackherstellung (SOFC)

Eingabedaten der Peripherie

In Tabelle 6-8 werden analog zum Stack die Eingabedaten der Peripherie (BoP) dargestellt. Berücksichtigt werden sowohl die benötigten Materialien als auch der Stromverbrauch innerhalb der Fertigungsprozesse. Sowohl die Material- als auch die Energiebilanz werden von der Herstellung des Druckkessels dominiert (75,5 % durch die Stahlherstellung und 70 % durch die Fertigungsenergie).

Tabelle 6-8: Materialien zur BoP-Herstellung (SOFC)

Anlagenteil	Prozessstrom		Material	Verbrauch	
	MJ/kg	%		kg/kW	%
Druckkessel	56,00	70,0	Stahl	50	75,5
Isolierung Druckkessel	0,50	0,6	Alumina-Silica	0,5	0,8
Luft-/Brennstoff-Verteilung	5,60	7,0	Stahl	5	7,5
Luftverteilerschacht	3,64	4,6	Alumina	4,2	6,3
Reformer-Platten	2,91	3,6	Nickel	0,2	0,3
Desulphuriser	0,08	0,1	Stahl	0,005	0,0
			Zinn	0,01	0,0
Luftvorwärmer	2,24	2,8	Stahl	2	3,0
Wärmetauscher	4,70	5,9	Stahl	4	6,0
Wechselrichter	4,33	5,4	Aluminium	0,3	0,5
			Gereinigtes Silica	0,004	0,0
			Plastik	0,02	0,0
			Kupfer	0,006	0,0
Summe	80,00	100,0		66,25	100,0

Entsprechend wird auch die Bilanz der CO₂-Emissionen von der Herstellung des Druckkessels dominiert, wie Abbildung 6-11 zeigt:

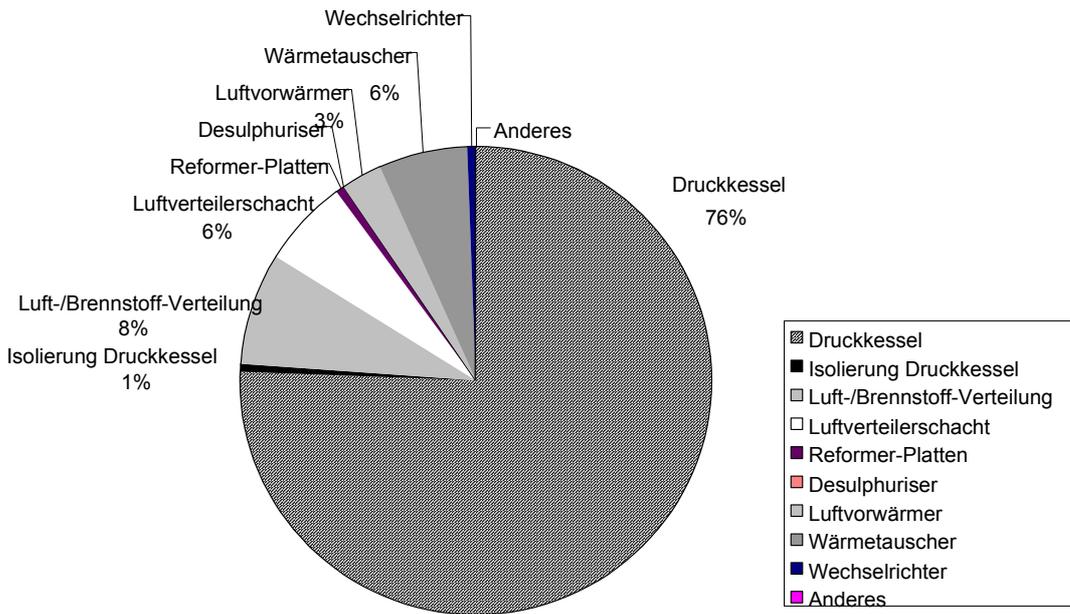


Abbildung 6-11: Aufteilung der CO₂-Emissionen bei der BoP-Herstellung (SOFC)

Vergleich von Stack und BoP

Ebenso wie bei der PAFC werden auch für die SOFC Stack und BoP kombiniert und über die Systemlebensdauer berechnet. Dabei werden wiederum eine Einheit der Peripherie (mit einer Lebensdauer von 100.000 Stunden) sowie 2,5 Einheiten des Stacks (mit einer Lebensdauer von 40.000 Stunden) benötigt. Abbildung 6-12 zeigt die Anteile der einzelnen Prozesse an den CO₂-Emissionen des Gesamtsystems.

Die Gesamtbilanz der CO₂-Emissionen wird durch vier Prozesse bzw. Vorketten dominiert. Sie sind in Tabelle 6-9 noch einmal getrennt dargestellt.

Tabelle 6-9: CO₂-relevante Prozesse bei der Herstellung des SOFC-Systems

Bauteil	Prozess/Material	Relevanter Prozess	Anteil
Stack	Kathode: Stoffherstellung	Herstellung dotiertes LaMnO ₃	41,85 %
BoP	Druckkessel	Stahlherstellung	22,30 %
Stack	Interconnector: Plasmaspritzen	Strombedarf	13,06 %
Stack	Elektrolyt (EVD)	Herstellung ZrCl ₂ und YCl ₃	10,69 %

Um in der Zukunft den Energieverbrauch und damit die CO₂-Emissionen bei der Fertigung gezielt zu verringern, sollten diese Prozesse näher auf Optimierungsmöglichkeiten hin untersucht werden.

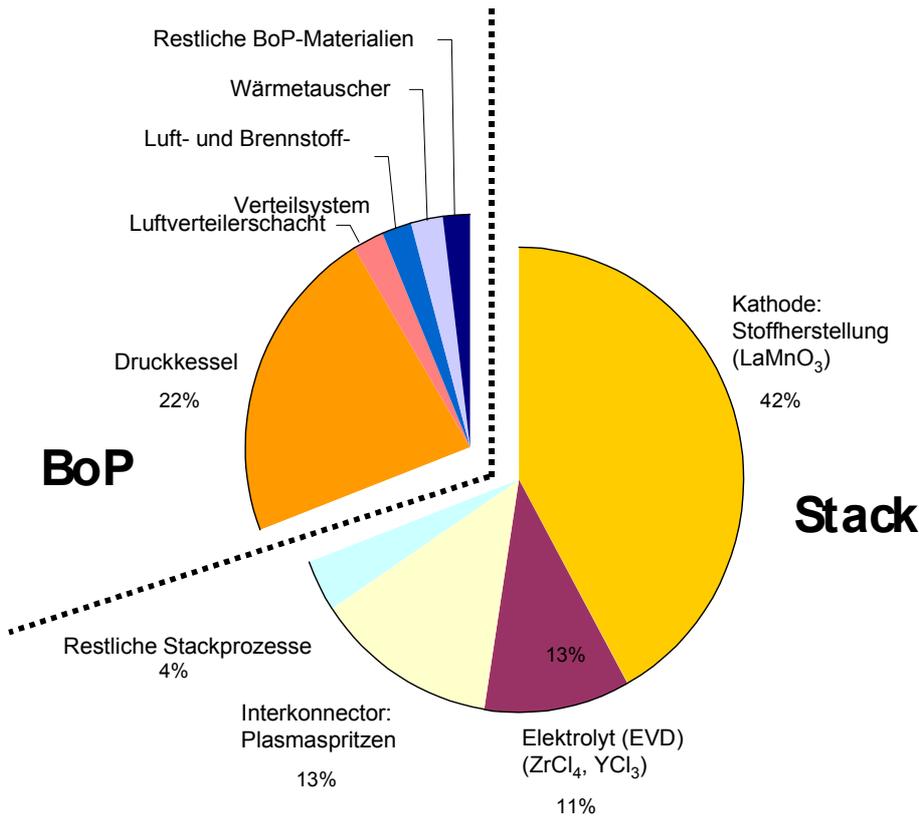


Abbildung 6-12: Aufteilung der CO₂-Emissionen bei der Herstellung des SOFC-Systems

Betrieb der Brennstoffzelle

Tabelle 6-10 zeigt die Emissionsfaktoren der SOFC (Spalte zwei) sowie die Gesamtemissionen, berechnet über die Lebensdauer von 100.000 Stunden und den entsprechenden elektrischen Nutzungsgrad von 47 % (Spalte drei).

Tabelle 6-10: Emissionen beim Betrieb der SOFC

Schadstoff	Emissionen	
	kg/kWh _{in}	kg/Systemlaufzeit
CO ₂	0,20191	10.739.894
CH ₄	0	0
NMHC	0,3588 E-5	191
SO ₂	0	0
CO	0	0
NO _x	0,3588 E-5	191
Partikel	0	0

6.2.5 300 kW_{el} SOFC Hybrid

Bisherige Studien

Für eine SOFC Hybridanlage sind bisher keine Studien verfügbar.

Datenquellen und Datenqualität

Zur Modellierung der SOFC Hybrid werden die Daten der 250 kW_{el} SOFC verwendet und linear auf eine 300 kW_{el} SOFC hochskaliert. Hinzugefügt wird ein Modul für die Gasturbine. Zusätzlich zu den für die 250 kW_{el} SOFC beschriebenen Datenquellen werden folgende Daten genutzt:

- Materialverbrauch bei der Herstellung der Gasturbine:
Nach Angaben von Siemens /Schichl und Kabs 2002/ wird derzeit noch an der Entwicklung einer passenden Mikrogasturbine gearbeitet. Daten zur Modellierung einer Mikrogasturbine standen trotz Anfragen bei Herstellern nicht zur Verfügung. Stattdessen werden die Materialdaten einer herkömmlichen Gasturbine von MAN/GHH mit einem Leistungsbereich von 8 – 10 MW_{el} verwendet und mit dem Exponenten 0,7 auf eine 40 kW_{el} Anlage herunterskaliert. Der Materialverbrauch für die Ausgangsturbine wird /Zapp 1997/ entnommen. Der Energieverbrauch zur Fertigung der Gasturbine ist nicht gegeben und daher nicht berücksichtigt.
- Betrieb der Gasturbine:
Da die Gasturbine der Brennstoffzelle nachgeschaltet ist und deren Abgas nutzt, entstehen keine weiteren Emissionen.

Zur Implementation der Gasturbine in BALANCE werden folgende Prozesse verwendet:

- Soweit vorhanden, werden die bestehenden Module aus der aktuellen BALANCE-Datenbank verwendet.
- Folgende Module sind zwar nicht in BALANCE gegeben, können jedoch durch andere Prozesse abgeschätzt werden:
- Herstellung Gasturbine: *Stahl, hochlegiert* anstatt von *Incaloy*; *Stahl, unlegiert* anstatt von *Gusstahl* und „*Kleinteile*“

Eingabedaten der Gasturbine

Tabelle 6-11 zeigt die zur Herstellung von Gasturbine und Generator benötigten Materialien.

Tabelle 6-11: Materialien zur Herstellung der Gasturbine

Bauteil	Material	Verbrauch kg/MW _{el}
Gasturbine	Stahl, niedrig-legiert	481
	Stahl, hoch-legiert	109
	Gussstahl	549
	Gusseisen	53,5
	Kleinteile	123
Generator	Stahl, niedrig-legiert	420
	Stahl, hoch-legiert	380
	Kupfer	340
	Feinblech	1.680

6.3 Zusammenführende Ergebnisdarstellung

6.3.1 Überblick und Annahmen

Die Darstellung der Ökobilanzergebnisse erfolgt nach einem einheitlichen Muster: Für jede der ausgewählten Brennstoffzellen werden die Emissionen und Ressourcenverbräuche über den gesamten Lebensweg betrachtet. Über die Unterteilung in die einzelnen Phasen *Betrieb*, *Herstellung* und *Erdgasvorkette* werden Schwerpunkte der Emissionen erkennbar. Die Emissionen und Ressourcenverbräuche werden sodann mittels der gewählten Allokationsmethode auf 1 kWh Strom und 1 kWh Wärme aufgeteilt.

Schließlich werden in einer zusammenführenden Betrachtung die vier Brennstoffzellen gegenüber gestellt, so dass die Unterschiede im Ressourcenverbrauch und den Emissionen erkennbar werden.

Annahmen

Neben den Emissionen und den energetischen Ressourcen wird nachrichtlich noch der *Kumulierte Energieaufwand* (KEA) ausgewiesen. Der KEA wird aus den jeweiligen Energieressourcen berechnet, indem die folgenden Umrechnungsfaktoren aus den Schweizer Ökoinventaren /Frischknecht et al. 1996, S. III,18/ angewendet werden (vgl. auch Tabelle 3-1):

Tabelle 6-12: KEA-Umrechnungsfaktoren für energetische Ressourcen

Energieressource	Umrechnungsfaktor MJ/kg
Erdöl	42,6
Erdgas	43,75
Steinkohle	18
Braunkohle	8
Uran	910.080

Die im folgenden dargestellte Lebenswegphase *Herstellung* beinhaltet jeweils die Produktion von Stack und BoP. Die *Allokation* erfolgt exergetisch gemäß den Erläuterungen in Kapitel 2.5 und der Tabelle 6-2.

6.3.2 200 kW_{el} PAFC

Lebenswegbetrachtung

Tabelle 6-13 zeigt einige Schlüsselemissionen, den Verbrauch energetischer Ressourcen sowie den KEA der bilanzierten PAFC, unterteilt in die Lebenswegphasen Betrieb, Herstellung und Erdgasvorkette. Die Daten beziehen sich auf eine Systemlebensdauer von 100.000 Stunden.

Tabelle 6-13: Emissionen und Verbrauch energetischer Ressourcen der bilanzierten PAFC

	Summe	Betrieb	Herstellung	Erdgasvorkette
	kg			
CO₂	12.514.759	11.012.584	204.288	1.297.887
CH₄	37.638	172	553	36.913
SO_x	27.264	847	20.356	6.061
NO_x	6.194	693	546	4.956
Partikel	998	184	310	504
NMVOC	5.024	357	95	4.571
Erdöl	165.350	2.928	9.351	153.071
Erdgas	4.750.814	881	6.472	4.743.461
Steinkohle	173.243	34.096	86.403	52.744
Braunkohle	36.745	7.884	13.922	14.940
Uran	2	0	1	1
	MJ			
KEA	220.268.850	1.140.543	3.087.686	216.040.621

Die folgende Abbildung 6-13 zeigt die Ergebnisse für die Emissionen graphisch. Es ist deutlich zu sehen, dass die Erdgasvorkette die Emissionen von Partikeln, NO_x, NMVOC und Methan zu 51 % bis 98 % der Gesamtemissionen dominiert. Zu den CO₂-Emissionen trägt die Vorkette nur zu 12 % bei, hier ist der Betrieb der Hauptverursacher. Aus der Reihe fallen die SO_x-Emissionen, die zu 44 % durch die Stackherstellung (Grafitvorkette) und zu 30 % durch die BoP-Herstellung entstehen. In beiden Fällen ist hier die Vorkette der Platinherstellung verantwortlich.

Der Anteil des Betriebes an den NMVOC-Emissionen dürfte zu hoch ausgewiesen sein, da in der zitierten Quelle nur VOC-Emissionen angegeben waren, die hier als NMVOC-Emissionen berechnet werden.

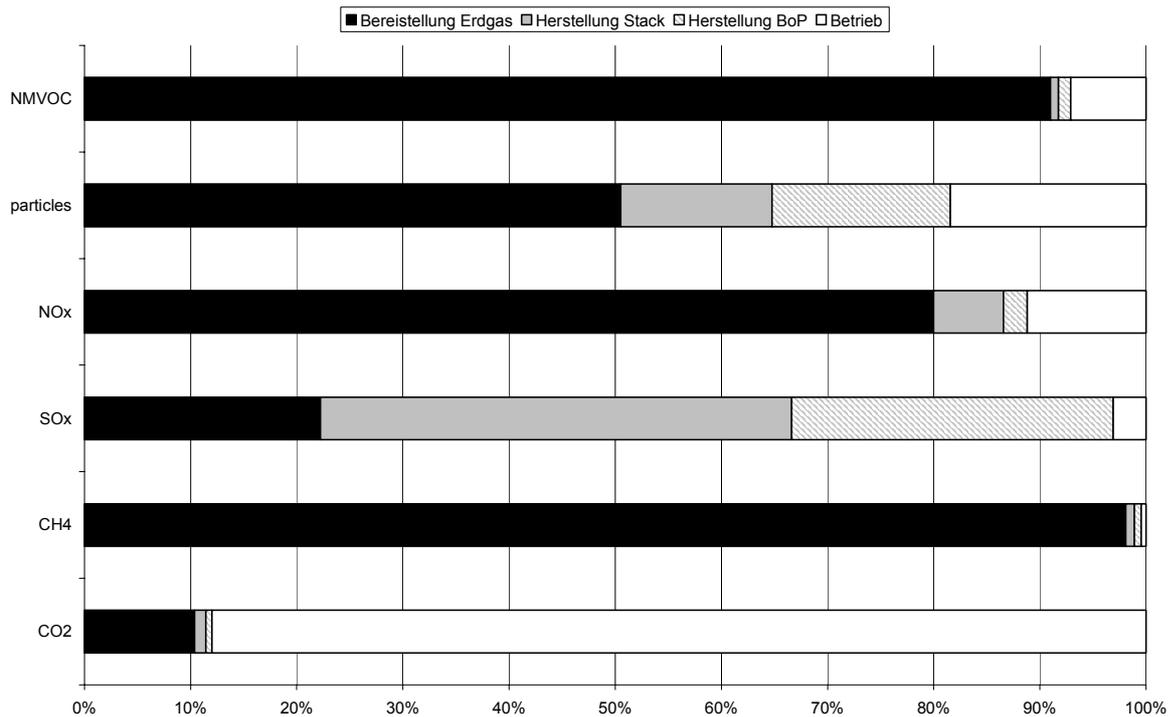


Abbildung 6-13: Aufteilung der Emissionen der bilanzierten PAFC nach Lebenswegphasen

Allokation auf Strom und Wärme

Schließlich werden in Tabelle 6-18 die Emissionen, der Verbrauch energetischer Ressourcen sowie der KEA exergetisch auf 1 kWh Strom und 1 kWh Wärme aufgeteilt. Die Allokationsfaktoren für die PAFC sind 0,87 für Strom und 0,13 für Wärme (siehe Tabelle 6-2).

Tabelle 6-14: Allokation von Emissionen und Verbrauch energetischer Ressourcen der PAFC

	Summe		Betrieb		Herstellung		Erdgasvorkette	
	mg/kWh _{el}	mg/kWh _{th}						
CO ₂	544.392	60.196	479.047	52.971	8.887	983	56.458	6.243
CH ₄	1.637,2	181,0	7,47	0,83	24,07	2,66	1.605,7	177,6
SO _x	1.186,0	131,1	36,84	4,07	885,48	97,91	263,7	29,2
NO _x	269,5	29,8	30,13	3,33	23,75	2,63	215,6	23,8
Partikel	43,4	4,8	8,00	0,88	13,48	1,49	21,9	2,4
NMVOC	218,5	24,2	15,54	1,72	4,15	0,46	198,8	22,0
Erdöl	7.192,72	795,33	127,37	14,08	406,77	44,98	6.658,58	736,27
Erdgas	206.660,40	22.851,41	38,32	4,24	281,51	31,13	206.340,57	22.816,05
Steinkohle	7.536,05	833,30	1.483,20	164,00	3.758,51	415,60	2.294,35	253,70
Braunkohle	1.598,42	176,74	342,93	37,92	605,59	66,96	649,90	71,86
Uran	0,09	0,01	0,01	0,00	0,04	0,00	0,04	0,00
KEA	MJ/kWh _{el}	MJ/kWh _{th}						
	9,58	1,06	0,05	0,01	0,13	0,01	9,40	1,04

6.3.3 200 kW_e PEFC

Lebenswegbetrachtung

Tabelle 6-15 zeigt einige Schlüsselemissionen, den Verbrauch energetischer Ressourcen sowie den KEA der bilanzierten PEFC, unterteilt in die Lebenswegphasen Betrieb, Herstellung und Erdgasvorkette. Die Daten beziehen sich auf eine Systemlebensdauer von 100.000 Stunden.

Tabelle 6-15: Emissionen und Verbrauch energetischer Ressourcen der bilanzierten PEFC

	Summe	Betrieb	Herstellung	Erdgasvorkette
			kg	
CO ₂	11.444.659	10.095.300	148.474	1.200.885
CH ₄	36.028	1.494	295	34.239
SO _x	6.947	0	1.377	5.570
NO _x	5.135	162	397	4.576
Partikel	935	0	268	668
NMVOG	4.312	54	58	4.200
Erdöl	202.007	0	13.007	189.000
Erdgas	4.473.693	0	9.693	4.464.000
Steinkohle	108.006	0	33.306	74.700
Braunkohle	33.066	0	17.766	15.300
Uran	2	0	1	1
			MJ	
KEA	208.631.131	0	2.849.502	205.781.629

Die folgende Abbildung zeigt die Ergebnisse für die Emissionen graphisch.

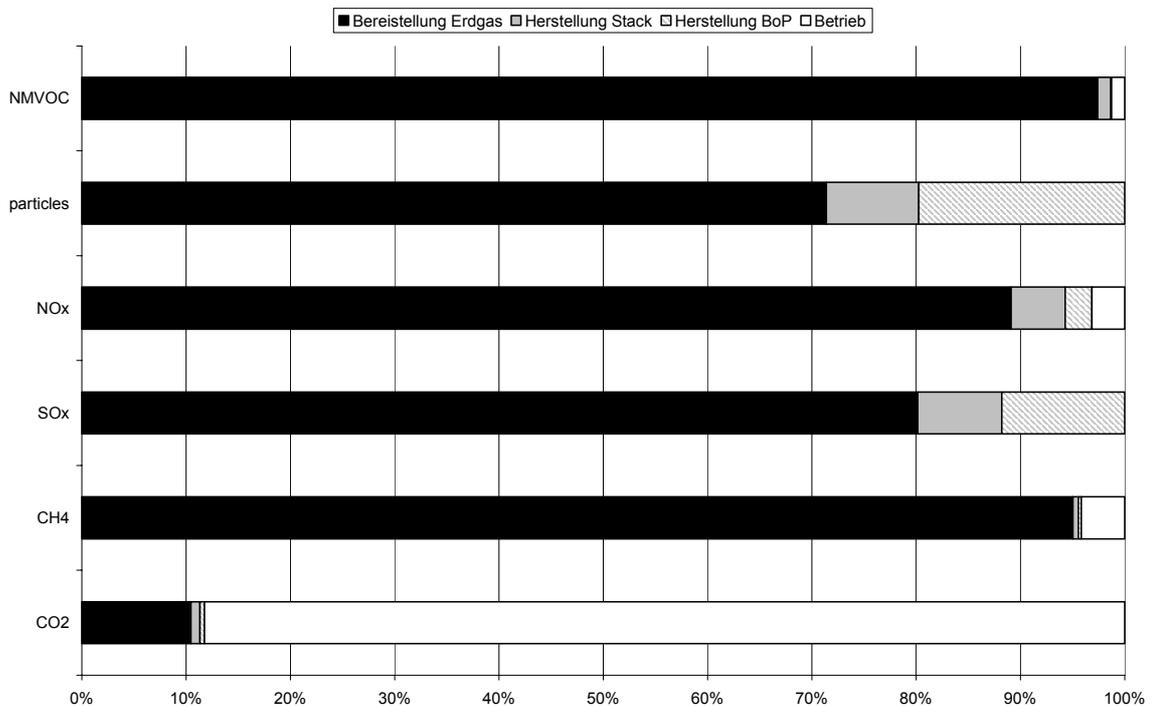


Abbildung 6-14: Aufteilung der Emissionen der bilanzierten PEFC nach Lebenswegphasen

Es ist deutlich zu sehen, dass die Erdgasvorkette die Emissionen von SO_x, Partikeln, NO_x, NMVOC und Methan zu 71 % bis 97 % der Gesamtemissionen dominiert. Zu den CO₂-Emissionen trägt die Vorkette nur zu 11 % bei, hier ist der Betrieb der Hauptverursacher.

Allokation auf Strom und Wärme

Schließlich werden in Tabelle 6-16 die Emissionen, der Verbrauch energetischer Ressourcen sowie der KEA wiederum exergetisch auf 1 kWh Strom und 1 kWh Wärme aufgeteilt. Die Allokationsfaktoren für die PEFC sind 0,9 für Strom und 0,1 für Wärme (siehe Tabelle 6-2), d.h. mit steigendem elektrischen Nutzungsgrad (40 % gegenüber 37 % bei der PAFC) wird auch der Stromoutput höher gewichtet.

Tabelle 6-16: Allokation von Emissionen und Verbrauch energetischer Ressourcen der PEFC

	Summe		Betrieb		Herstellung		Erdgasvorkette	
	mg/kWh _{el}	mg/kWh _{th}						
CO ₂	515,010	57,223	454,289	50,477	6,681	742	54,040	6,004
CH ₄	1.621,3	180,1	67,23	7,47	13,29	1,48	1.540,7	171,2
SO _x	312,6	34,7	0,00	0,00	61,98	6,89	250,6	27,8
NO _x	231,1	25,7	7,29	0,81	17,86	1,98	205,9	22,9
Partikel	42,1	4,7	0,00	0,00	12,04	1,34	30,1	3,3
NMVOC	194,1	21,6	2,43	0,27	2,61	0,29	189,0	21,0
Erdöl	9.090,32	1.010,04	0,00	0,00	585,32	65,04	8.505,00	945,00
Erdgas	201.316,17	22.368,46	0,00	0,00	436,17	48,46	200.880,00	22.320,00
Steinkohle	4.860,28	540,03	0,00	0,00	1.498,78	166,53	3.361,50	373,50
Braunkohle	1.487,95	165,33	0,00	0,00	799,45	88,83	688,50	76,50
Uran	0,10	0,01	0,00	0,00	0,06	0,01	0,05	0,01
KEA	MJ/kWh _{el}	MJ/kWh _{th}						
	9,39	1,04	0,00	0,00	0,13	0,01	9,26	1,03

6.3.4 250 kW_{el} SOFC

Lebenswegbetrachtung

Tabelle 6-17 zeigt einige Schlüsselemissionen, den Verbrauch energetischer Ressourcen sowie den KEA der bilanzierten SOFC, unterteilt in die Lebenswegphasen Betrieb, Herstellung und Erdgasvorkette. Die Daten beziehen sich auf eine Systemlebensdauer von 100.000 Stunden.

Abbildung 6-15 zeigt die Ergebnisse für die Emissionen graphisch. Es ist deutlich zu sehen, dass die Erdgasvorkette die Emissionen von SO_x, Partikeln, NO_x, NMVOC und Methan zu 68 % bis 99 % der Gesamtemissionen dominiert. Zu den CO₂-Emissionen trägt die Vorkette nur zu 11 % bei, hier ist der Betrieb der Hauptverursacher.

Tabelle 6-17: Emissionen und Verbrauch energetischer Ressourcen der bilanzierten SOFC

	Summe	Betrieb	Herstellung	Erdgasvorkette
			kg	
CO ₂	12.176.299	10.739.894	159.193	1.277.211
CH ₄	36.705	0	380	36.325
SO _x	6.740	0	775	5.965
NO _x	5.374	191	307	4.877
Partikel	730	0	234	496
NMVOC	4.788	191	99	4.498
Erdöl	160.722	0	10.090	150.632
Erdgas	4.677.093	0	9.196	4.667.897
Steinkohle	88.895	0	36.992	51.903
Braunkohle	54.977	0	40.274	14.702
Uran	2	0	1	1
			MJ	
KEA	246.356.483	0	2.770.693	212.599.070

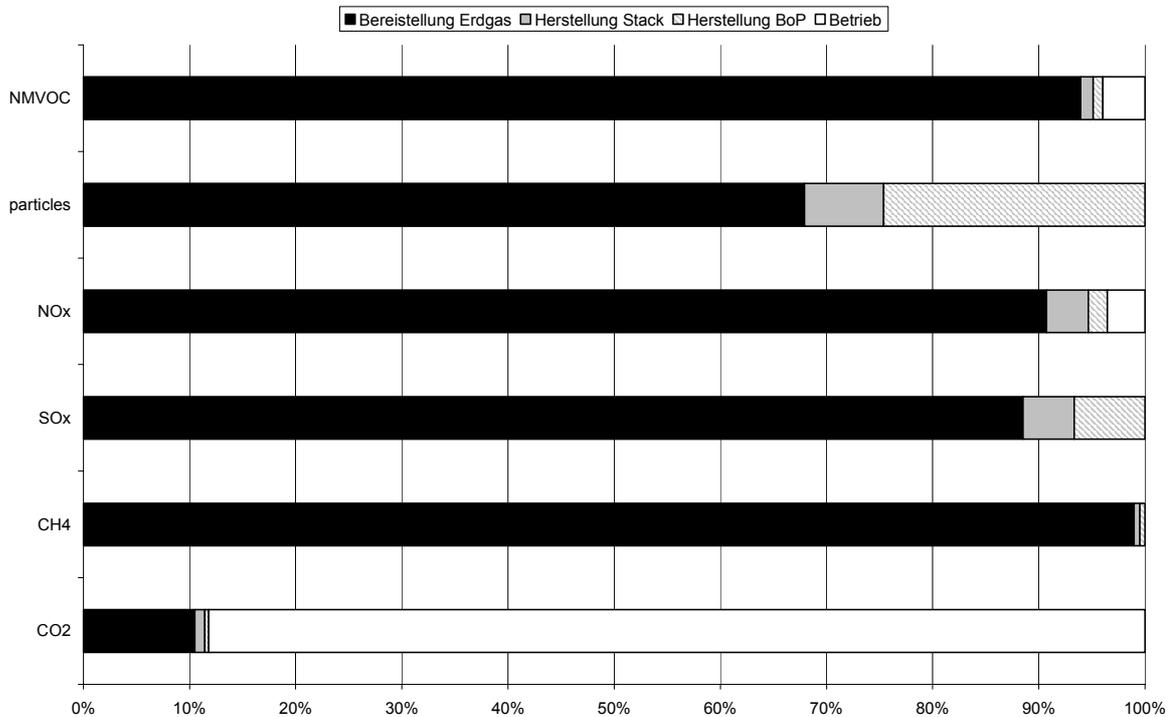


Abbildung 6-15: Aufteilung der Emissionen der bilanzierten SOFC nach Lebenswegphasen

Detaillierter Blick auf Herstellung und Betrieb

Auch wenn die Auswirkungen von Betrieb und Herstellung (bis auf die CO₂-Emissionen) relativ klein bis vernachlässigbar ist, so soll am Beispiel der SOFC ein etwas detaillierterer Blick auf diese beiden Lebenszyklusphasen geworfen werden. Damit können weitere Verbesserungsmöglichkeiten aufgezeigt werden. Abbildung 6-16 zeigt die Phasen *Stackherstellung*, *BoP-Herstellung* und *Betrieb* als einen Auszug aus Abbildung 6-15.

Vergleicht man die *Herstellung* mit dem *Betrieb*, ergeben sich folgende Schlussfolgerungen:

- CO₂ und NMVOC werden mit 99 % bzw. 66 % hauptsächlich durch den Betrieb verursacht.
- NO_x wird zu etwa einem Drittel durch den Betrieb verursacht.
- Alle anderen Emissionen entstehen nur durch die Produktion der Brennstoffzelle.

Vergleicht man weiter die Herstellung von Stack und BoP untereinander, folgt dass

- CO₂, NMVOC, NO_x und CH₄ hauptsächlich bei der Produktion des Stacks entstehen (jeweils etwa 64 % durch die Vorkette von LaMnO₃ und 23 % durch den Strombedarf)
- SO_x und Partikel hauptsächlich von der Herstellung der BoP verursacht werden (Vorkette von Stahl und Aluminium)

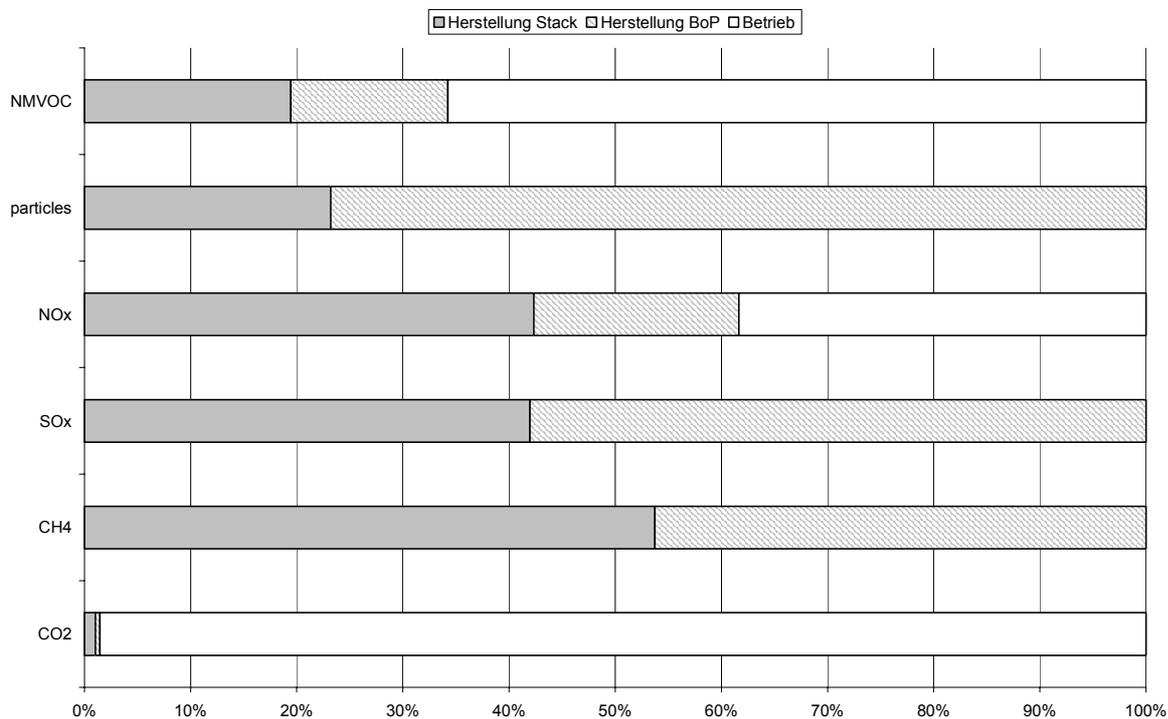


Abbildung 6-16: Aufteilung der Emissionen der bilanzierten SOFC (nur Herstellung und Betrieb)

Allokation auf Strom und Wärme

Wie bei den vorherigen Brennstoffzellen werden in Tabelle 6-18 wiederum die Emissionen, der Verbrauch energetischer Ressourcen sowie der KEA exergetisch auf 1 kWh Strom und 1 kWh Wärme aufgeteilt. Die Allokationsfaktoren für die SOFC betragen 0,93 für Strom und 0,07 für Wärme (siehe Tabelle 6-2), entsprechend dem höheren elektrischen Nutzungsgrad der SOFC im Vergleich zu PAFC und PEFC.

Tabelle 6-18: Allokation von Emissionen und Verbrauch energetischer Ressourcen der SOFC

	Summe		Betrieb		Herstellung		Erdgasvorkette	
	mg/kWh _{el}	mg/kWh _{th}						
CO ₂	452.958	48.558	399.524	42.829	5.922	635	47.512	5.093
CH ₄	1.365,4	146,4	0,00	0,00	14,14	1,52	1.351,3	144,9
SO _x	250,7	26,9	0,00	0,00	28,82	3,09	221,9	23,8
NO _x	199,9	21,4	7,10	0,76	11,41	1,22	181,4	19,4
Partikel	27,2	2,9	0,00	0,00	8,72	0,93	18,5	2,0
NMVOOC	178,1	19,1	7,10	0,76	3,70	0,40	167,3	17,9
Erdöl	5.978,87	640,94	0,00	0,00	375,35	40,24	5.603,52	600,70
Erdgas	173.987,87	18.651,68	0,00	0,00	342,08	36,67	173.645,79	18.615,01
Steinkohle	3.306,90	354,50	0,00	0,00	1.376,10	147,52	1.930,81	206,98
Braunkohle	2.045,13	219,24	0,00	0,00	1.498,21	160,61	546,92	58,63
Uran	0,08	0,01	0,00	0,00	0,04	0,00	0,04	0,00
KEA	MJ/kWh _{el}	MJ/kWh _{th}						
	8,01	0,86	0,00	0,00	0,10	0,01	7,91	0,85

6.3.5 300 kW_{el} SOFC Hybrid

Lebenswegbetrachtung

Die *Emissionen aus der Herstellung* der SOFC Hybrid entsprechen denjenigen der SOFC, da der gleiche Stack und die gleiche BoP verwendet werden.

Die *Betriebsemissionen* verändern sich nur aufgrund des besseren elektrischen Nutzungsgrades (58 % anstatt von 47 %). Die nachgeschaltete Gasturbine hat keine weiteren Emissionen, da die Abwärme aus der Brennstoffzelle verwendet wird. Die Gesamtemissionen gehen also deutlich zurück.

Innerhalb der Herstellungsphase muss nur die zusätzliche *Mikrogasturbine* berücksichtigt werden. Wie aus Tabelle 6-19 zu sehen ist, sind ihre (indirekten) Emissionen vernachlässigbar gering. Die Daten beziehen sich auf eine Systemlebensdauer von 100.000 Stunden.

Tabelle 6-19: Emissionen und Verbrauch energetischer Ressourcen der bilanzierten SOFC Hybrid

	Summe	Betrieb	Herstellung BZ	Herstellung Gasturbine	Erdgasvorkette
	kg				
CO ₂	10.064.284	8.703.017	159.193	1.561	1.200.512
CH ₄	34.528	0	380	5	34.143
SO _x	6.429	0	775	47	5.607
NO _x	5.049	155	307	3	4.584
Partikel	705	0	234	4	466
NMVOOC	4.484	155	99	2	4.228
Erdöl	151.836	0	10.090	159	141.586
Erdgas	4.396.849	0	9.196	73	4.387.580
Steinkohle	86.368	0	36.992	589	48.786
Braunkohle	54.256	0	40.274	163	13.819
Uran	2	0	1	0	1
KEA	MJ				
	202.635.327	0	2.770.693	32.610	199.832.024

Allokation auf Strom und Wärme

Wie bei den vorherigen Brennstoffzellen werden in Tabelle 6-18 wiederum die Emissionen, der Verbrauch energetischer Ressourcen sowie der KEA exergetisch auf 1 kWh Strom und 1 kWh Wärme aufgeteilt. Die Allokationsfaktoren für die SOFC betragen 0,96 für Strom und 0,04 für Wärme (siehe Tabelle 6-2), entsprechend dem erheblich höheren elektrischen Nutzungsgrad der SOFC Hybrid (58 %) im Vergleich zur SOFC (47 %). Insgesamt hat dies um 12 – 16 Prozent niedrigere allokierte Werte der SOFC Hybrid im Vergleich zur SOFC zur Folge.

Tabelle 6-20: Allokation von Emissionen und Verbrauch energetischer Ressourcen der SOFC Hybrid

	Summe		Betrieb		Herstellung BZ		Herstellung Gasturbine		Erdgasvorkette	
	mg/kWh _{el}	mg/kWh _{th}	mg/kWh _{el}	mg/kWh _{th}	mg/kWh _{el}	mg/kWh _{th}	mg/kWh _{el}	mg/kWh _{th}	mg/kWh _{el}	mg/kWh _{th}
CO ₂	333.163	36.597	288.100	31.647	5.270	579	52	6	39.741	4.365
CH ₄	1.143,0	125,6	0,00	0,00	12,58	1,38	0,17	0,02	1.130,3	124,2
SO _x	212,8	23,4	0,00	0,00	25,65	2,82	1,57	0,17	185,6	20,4
NO _x	167,1	18,4	5,12	0,56	10,15	1,12	0,11	0,01	151,7	16,7
Partikel	23,3	2,6	0,00	0,00	7,76	0,85	0,14	0,02	15,4	1,7
NMVOG	148,4	16,3	5,12	0,56	3,29	0,36	0,05	0,01	140,0	15,4
Erdöl	5.026,28	552,13	0,00	0,00	334,02	36,69	5,26	0,58	4.687,00	514,86
Erdgas	145.550,85	15.988,54	0,00	0,00	304,41	33,44	2,41	0,27	145.244,02	15.954,84
Steinkohle	2.859,07	314,06	0,00	0,00	1.224,56	134,52	19,51	2,14	1.615,00	177,41
Braunkohle	1.796,07	197,30	0,00	0,00	1.333,22	146,45	5,39	0,59	457,46	50,25
Uran	0,07	0,01	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00
KEA	MJ/kWh _{el}	MJ/kWh _{th}	MJ/kWh _{el}	MJ/kWh _{th}	MJ/kWh _{el}	MJ/kWh _{th}	MJ/kWh _{el}	MJ/kWh _{th}	MJ/kWh _{el}	MJ/kWh _{th}
	6,71	0,74	0,00	0,00	0,09	0,01	0,00	0,00	6,62	0,73

6.3.5.1 Vergleich von PAFC, PEFC, SOFC und SOFC Hybrid

Schließlich werden die Ergebnisse der oben ausgewerteten Bilanzierungen gegenübergestellt, um ein Bild der unterschiedlichen Verhältnisse der Emissionen und energetischen Ressourcen der verschiedenen Brennstoffzellen zu erhalten (Tabelle 6-21).

Tabelle 6-21: Vergleich der allokierten Emissionen und Verbräuche energetischer Ressourcen der betrachteten Brennstoffzellen

Unit	PAFC 200	PEFC 200	SOFC 250	SOFC 300 Hybrid
CO ₂ g/kWh _{el}	544	515	453	333
CH ₄ mg/kWh _{el}	1.637	1.621	1.365	1.143
SO _x mg/kWh _{el}	1.186	313	251	213
NO _x mg/kWh _{el}	269	231	200	167
Partikel mg/kWh _{el}	43	42	27	23
NMVOG mg/kWh _{el}	219	194	178	148
Erdöl mg/kWh _{el}	7.193	9.090	5.979	5.026
Erdgas g/kWh _{el}	207	201	174	146
Steinkohle mg/kWh _{el}	7.536	4.860	3.307	2.859
Braunkohle mg/kWh _{el}	1.598	1.488	2.045	1.796
Uran µg/kWh _{el}	94	103	76	66
KEA kJ/kWh _{el}	9.582	9.388	8.012	6.708

Abbildung 6-17 zeigt die allokierten Emissionen im Vergleich. Es ergibt sich in allen Fällen eine Reihung von der PAFC über die PEFC und SOFC bis hin zur SOFC Hybrid. Diese Ordnung ist analog zum elektrischen Nutzungsgrad, der von 37 % bis 58 % ansteigt (siehe Tabelle 6-2). Entsprechend zum steigenden Nutzungsgrad nehmen die spezifischen Emissionen ab. Auffallend sind die hohen SO_x -Emissionen der PAFC, die wie oben erwähnt aus der Vorkette der Platinherstellung herrühren.

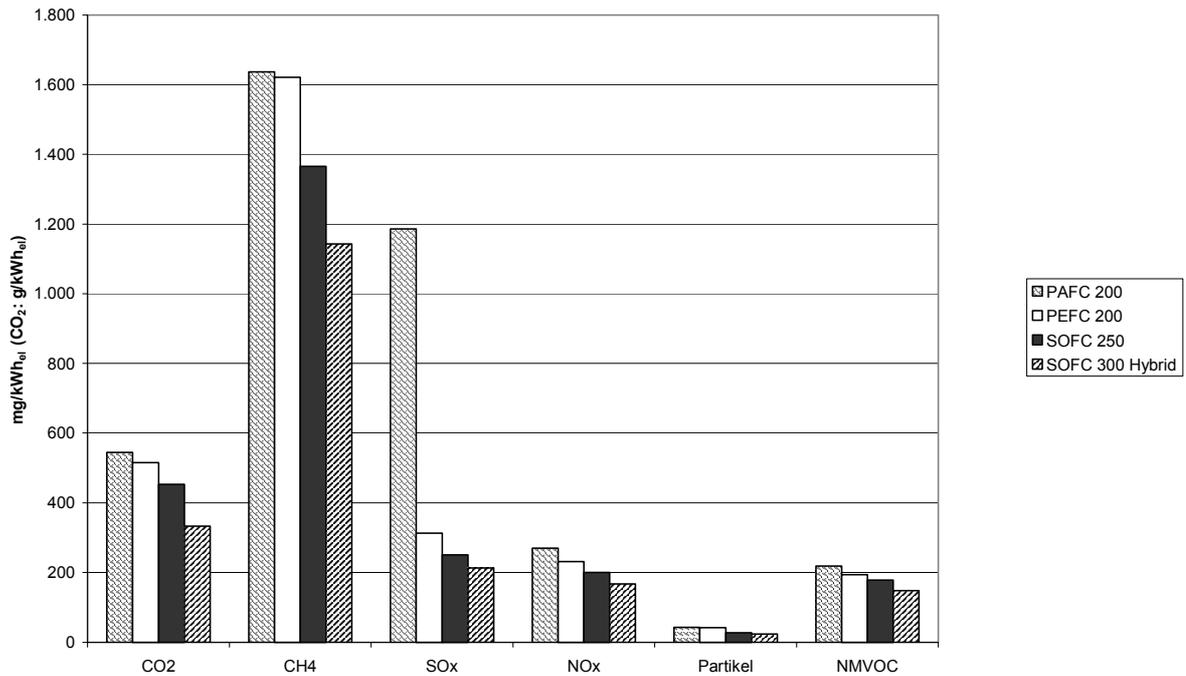


Abbildung 6-17: Allokierte Emissionen der betrachteten Brennstoffzellen

In Abbildung 6-18 werden die verschiedenen energetischen Ressourcen dargestellt, bei denen sich bis auf den Erdöl- und den Braunkohleverbrauch eine ähnliche Reihung wie bei den Emissionen ergibt.

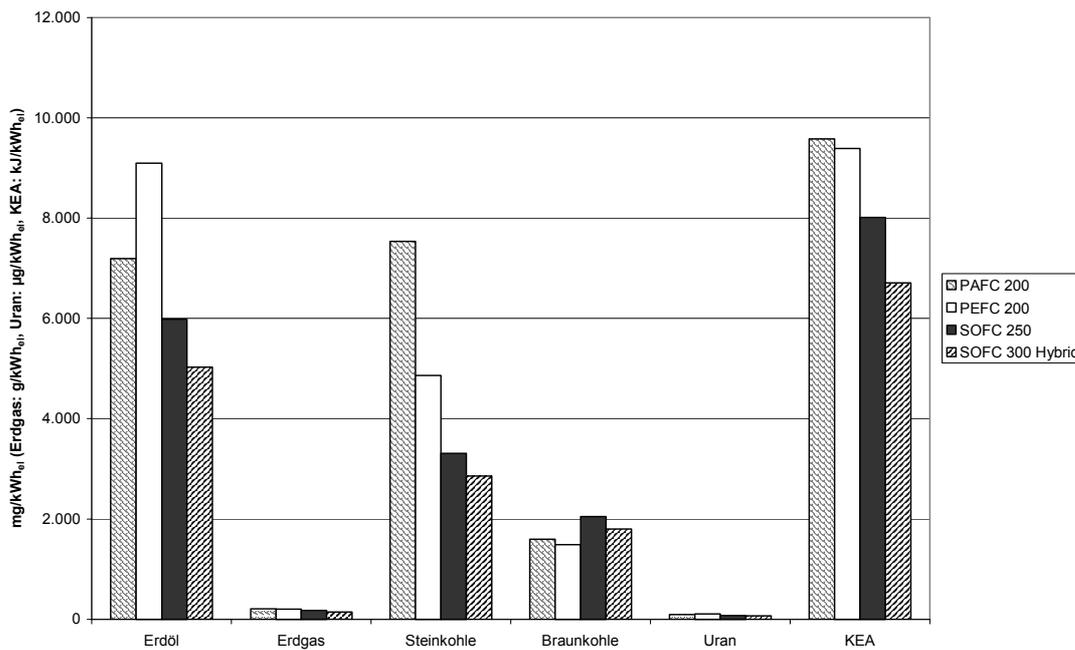


Abbildung 6-18: Allokierte Verbräuche energetischer Ressourcen der betrachteten Brennstoffzellen

6.4 Ergänzende Kommentierung

Nutzer der bereit gestellten Daten sollten folgende Hinweise beachten, um eine sachgerechte Verwendung der Daten zu gewährleisten:

- In den Ergebnissen wurden nur einige wenige Schlüsselemissionen und energetische Ressourcenverbräuche betrachtet, jedoch keine Umweltwirkungsanalyse durchgeführt. Letztere wäre jedoch eine Voraussetzung für eine komplette Ökobilanz im Sinne der ISO 14.040. Alle Schlussfolgerungen sollten daher unter diesem Aspekt betrachtet werden.
- Für die Herstellung der Stacks werden einige „exotische“ Materialien wie Yttrium, Zirkonium oder Lanthan eingesetzt; zudem werden zum Teil Materialien verwendet, die wie Nickel oder Platin auch in Konkurrenzanwendungen wie Stahllegierungen oder Autokatalysatoren benötigt werden. Hinsichtlich der Reichbarkeit und möglicher Verknappung dieser Ressourcen wurden in diesem Projekt keine Untersuchungen durchgeführt, so dass auch keine Beurteilungen gegeben werden können.
- Der im Rahmen des Kapitels 6 verwendete Erdgasmix stellt die Situation Mitte der neunziger Jahre in Europa dar. Aufgrund des großen Einflusses der Erdgasvorkette auf die Bilanzergebnisse sollten auch Sensitivitätsanalysen hinsichtlich eines aktuellen Mixes oder einer möglichen Situation in 2010 durchgeführt werden. Für die in Abschnitt 4 dargestellten Ergebnisse wurde der Erdgasmix für Deutschland im Jahr 2010 frei MD-/ND-Ebene entsprechend Abschnitt 3.1 verwendet.
- Einige Materialien bei der Herstellung der Brennstoffzellen konnten bei der Bilanzierung nicht berücksichtigt werden oder wurden durch ähnliche Materialien abge-

- schätzt. Dies sollte berücksichtigt werden, auch wenn der Einfluss der Herstellung wie gezeigt relativ klein ist.
- Partikelemissionen wurden nur als Ganzes ausgewiesen und nicht weiter unterteilt in PM_{2,5}, PM₁₀ u.a., da keine geeigneten Daten zur Verfügung standen.

6.5 Schlussbetrachtung

Zentrale Ergebnisse

- Wie aus den Lebenswegbetrachtungen ersichtlich wurde, ist bei allen untersuchten Brennstoffzellen ein ähnliches Muster hinsichtlich der Aufteilung der Emissionen und energetischen Ressourcen erkennbar: Alle Emissionen (außer CO₂) werden zum überwiegenden Teil durch die Erdgasvorkette verursacht, ihr Anteil schwankt je nach Schadstoff zwischen 51 % und 99 %. Auf der anderen Seite bedeutet dies, dass die Emissionen aus der Herstellung der Brennstoffzellen entweder vernachlässigt werden können (wie beim Methan) oder im Vergleich zu denjenigen aus der Erdgasvorkette relativ gering sind (wie bei NMVOC, Partikeln, NO_x und SO_x). Ebenso können die Emissionen aus dem Betrieb vernachlässigt werden. Allein die CO₂-Emissionen entstehen mit Anteilen von 88 % bis 89 % beim Betrieb der Brennstoffzellen.
- Materialeinsparungen bei der Herstellung von Stack und BoP werden daher die Ökobilanzergebnisse nicht sehr beeinflussen, können jedoch zu Kosteneinsparungen beitragen.
- Die Ergebnisse der Ökobilanzierung hängen direkt vom elektrischen Nutzungsgrad ab, weniger zum Typ der Brennstoffzelle.
- Alle Ergebnisse müssen unter der Einschränkung gesehen werden, dass nur einige Schlüsselemissionen und die energetischen Ressourcenverbräuche ausgewertet wurden.

„Hotspots“ der Brennstoffzelleninventare

Der Energieverbrauch und damit die CO₂-Emissionen bei der Herstellung der Brennstoffzellensysteme werden von nur einigen wenigen Prozessen dominiert:

- Bei der Produktion der PAFC sind es die Grafitvorkette für die Fertigung von Stack und Elektroden (56 %), die Stahlproduktion für den Rahmen des Stacks (8 %) und die Platinvorkette für den Katalysator (6 %).
- Die Fertigung der SOFC wird dominiert von der Vorkette des dotierten LaMnO₃ für die Kathode (42 %), der Stahlherstellung für den Druckkessel (22 %), dem Strombedarf für den Interkonnektor (13 %) sowie der Vorkette für das yttrium-dotierte Zirkonoxid (ZrCl₂ and YCl₃) (11 %), das für den Elektrolyten benötigt wird.

Datenqualität

- Zur Bilanzierung von PAFC und SOFC wurden Literaturquellen ausgewertet, die die Situation in 1997 bzw. 1998 betrachtet haben. Die Bilanz der PEFC beruht dagegen auf aktuellen (vertraulichen) Industriedaten. Die Betriebsemissionen der SOFC wurden ebenfalls vom Hersteller zur Verfügung gestellt.

- Die Nutzungsgrade der PAFC entsprechen dem Stand der Technik, wogegen für die SOFC und die PEFC Herstellerangaben vorlagen, die auf die Situation von 2010 fortgeschrieben wurden.

Literatur zu Kapitel 6

/Bauen und Hart 1998/

Bauen, Ausilio; Hart, David: Further Assessment of the Environmental Characteristics of Fuel Cells and Competing Technologies. Final Report. 1998

/Dahms et al. 2002/

Dahms, Arne; Dragosch, Simona; Gulden, Thomas; Laubrock, Malte: Ökobilanzen eines Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerks im Vergleich zu einem konventionellen Erdgas-Blockheizkraftwerk. Projektarbeit am Institut für Technische Mechanik der TU Clausthal. 2002

/Frischknecht et al. 1996/

Frischknecht, Rolf; Hofstetter, Patrick; Knoepfel, Ivo; Ménard, Martin; Dones, Roberto; Zollinger, Erich: Ökoinventare von Energiesystemen. Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz. Zürich 1996.

/Hart und Hörmandinger 1998/

Hart, David; Hörmandinger, Günter: Environmental benefits of transport and stationary fuel cells. In: Journal of Power Sources. London: Elsevier Science Ltd.. ISSN 0378-7753. 71 (1998) 348-353.

/Kabs 2003/

Kabs, Hermann: Persönliche Mitteilung vom Februar 2003. Siemens Erlangen.

/Karakoussis et al. 2000/

Karakoussis, Vasilis; Leach, Matthew; van der Vorst, R.; Hart, David; Lane, Jon; Pearson, Peter; Kilner, John: Environmental Emissions of SOFC and SPFC . System Manufacture and Disposal. 2000

/Ledjeff-Hey et l. 2001/

Ledjeff-Hey, Konstantin; Mahlendorf, Falko; Roes, Jürgen (Hrsg) 2001: Brennstoffzellen. Entwicklung, Technologie, Anwendung. 2. Auflage, Heidelberg: C.F. Müller. ISBN 3-7880-7629-1.

/Morrison 2001/

Morrison, J.: Siemens Westinghouse Solid Oxide Fuel Cell Program. USACA Meeting, November 1, 2001. Pittsburgh, PA.

/Pehnt 2002/

Pehnt, Martin: Ganzheitliche Bilanzierung von Brennstoffzellen in der Energie- und Verfahrenstechnik. Düsseldorf: VDI Verlag. ISBN 3-18-347606-1, 2002

/Schichl und Kabs 2002/

Schichl, Hermann; Kabs, Hermann: Persönliche Mitteilungen vom September 2002. Siemens Erlangen.

/Setterwall 1997/

Setterwall, Caroline: LCA Bränsleceller – PAFC ONSI PC25C 200 kW_{el}. Vatenfall, Sweden, 1997. (In Swedish)

/VDI 2002/

VDI (Verband der Deutschen Industrie): PEM-Brennstoffzelle setzt sich zunehmend durch, VDI nachrichten Nr. 47 vom 22.11.2002.

/Zapp 1998/

Zapp, Petra 1998: Ganzheitliche Material- und Energieflußanalyse von SOFC-Hochtemperaturbrennstoffzellen. Jülich 1998

7 Photovoltaik

Dr.-Ing. Dirk Gürzenich, Dipl.-Ing. Rodoula Tryfonidou

Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft (LEE), Ruhr-Universität Bochum

Dipl.-Phys. Roger Corradini, Dipl.-Ing. Stefan Richter

Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), München

7.1 Auswahl der zu untersuchenden Photovoltaik-Systeme

Weltweit betrug die Produktion von Photovoltaikmodulen im Jahr 2001 rund $360 \text{ MW}_{\text{peak}}$ bis $390 \text{ MW}_{\text{peak}}$ bei einer bis dahin installierten Leistung von ca. $1.600 \text{ MW}_{\text{peak}} - 2.000 \text{ MW}_{\text{peak}}$ (vgl. /Räuber02/). Da der PV-Weltmarkt in den letzten Jahren sehr stark wuchs, wird prognostiziert, dass die kumulierte installierte Leistung im Jahr 2010 etwa $8.500 \text{ MW}_{\text{peak}}$ (pessimistisches Szenario) bis $28.000 \text{ MW}_{\text{peak}}$ (optimistisches Szenario) beträgt [vgl. Allnoch00, S.346].

Im Jahre 1999 waren in Deutschland 10.472 netzgekoppelte Photovoltaikanlagen mit einem Anschlusswert von $40 \text{ MW}_{\text{peak}}$ (einschließlich Inselanlagen: $60 \text{ MW}_{\text{peak}}$) in Betrieb, welche insgesamt 19,1 GWh einspeisten /Wagner00, S.16/. Es wird geschätzt, dass im Jahr 2010 ca. 1,5 % der gesamten Kraftwerksleistung durch PV-Anlagen gedeckt werden.

Tabelle 7-1 gibt einen Überblick zu Herstellung und Nutzung von Photovoltaik.

Tabelle 7-1: Übersicht zur Herstellung und installierten Leistung von Photovoltaik

Jahr	Herstellung weltweit [$\text{MW}_{\text{peak}}/\text{a}$]	Kumulierte installierte Leistung weltweit [MW_{peak}]	Kumulierte installierte Leistung Deutschland* [MW_{peak}]
1999	200	1.000 – 1150	40
2001	360 – 390	1.600 – 1.800	180
2010	bis zu 700	8.500 - 28.000	900 -2.500

*netzgekoppelt

Nach /Butz01/ kann die Produktionsmenge verschiedener Solarzellentechnologien abgeschätzt werden (vgl. Abbildung 7-1). Es zeigt sich, dass derzeit monokristalline (sc-Si), multikristalline (pc-Si), sowie amorphe Siliziumzellen (a-Si) das Marktgeschehen bestimmen. Es wird erwartet, dass Zellen aus diesen Materialien auch in Zukunft dominieren werden, wobei aber besonders die Technologie der amorphen Si-Zellen an Bedeutung gewinnen dürfte, da Zellen diesen Typs besonders günstig zu produzieren sind.

Nachstehend werden neben Zellentypen, die auf sc-Si, pc-Si und a-Si basieren, auch CIS-Zellen untersucht.

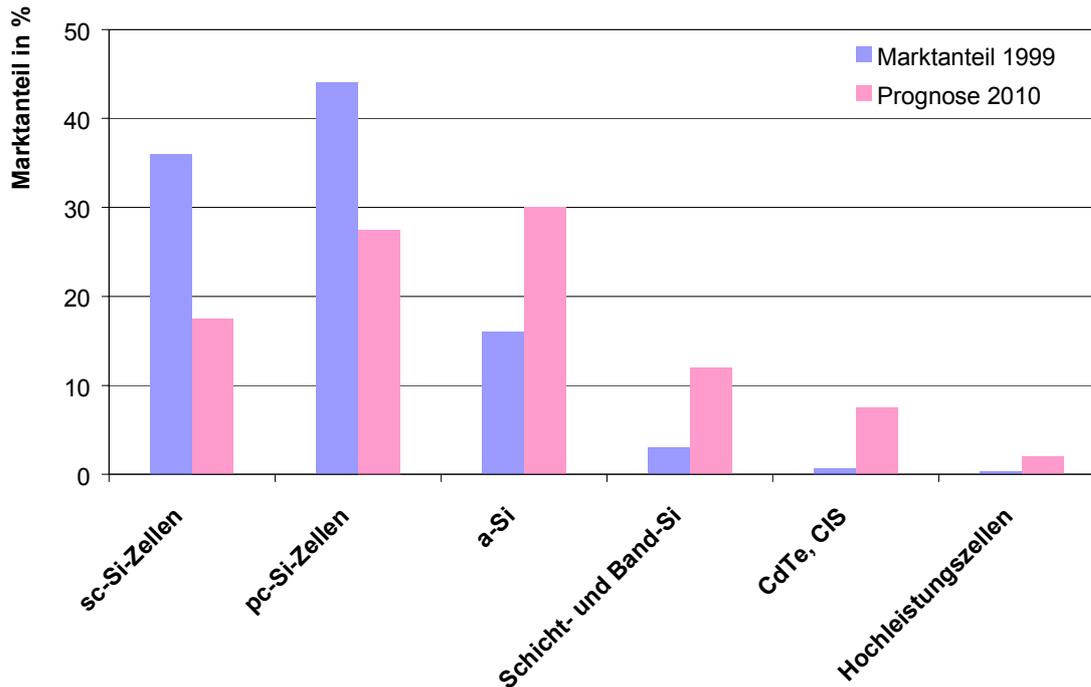


Abbildung 7-1: Marktvolumen verschiedener PV-Techniken weltweit in 2000 und Prognose des maximalen Marktvolumens für 2010

Es zeigt sich, dass derzeit monokristalline (sc-Si), multikristalline (pc-Si), sowie amorphe Siliziumzellen (a-Si) das Marktgeschehen bestimmen. Es wird erwartet, dass Zellen aus diesen Materialien auch in Zukunft dominieren werden, wobei aber besonders die Technologie der amorphen Si-Zellen an Bedeutung gewinnen dürfte, da Zellen diesen Typs besonders günstig zu produzieren sind.

Nachstehend werden neben Zelletypen die auf sc-Si, pc-Si und a-Si basieren auch CIS-Zellen untersucht.

7.2 Systemgrenzen

In den folgenden Untersuchungen werden Systemgrenzen sogenannter zweiter Ordnung in Ansatz gebracht. Das bedeutet, dass zum einen die direkt in die einzelnen Prozessschritte einfließenden Material- und Energieaufwendungen, sowie die direkten Prozessemissionen bilanziert werden. Zum anderen werden auch die durch die Material- und Energiebereitstellung bedingten Aufwendungen aus der Vorkette berücksichtigt.

Vorerst nicht berücksichtigt werden dagegen indirekte Aufwendungen, die zur Herstellung der Produktionsstätte und der Produktionsanlagen selbst notwendig sind oder z.B. für Raumheizung und Klimatisierung benötigt werden. Dies geschieht aus Gründen der Vergleichbarkeit, da diesbezügliche Daten nur unzureichend für die betrachteten PV-Systeme vorliegen. Eine Untersuchung des Einflusses der ermittelten bzw. abgeschätzten Zahlen zur Herstellung von Produktionsanlagen und Gebäuden, sowie des Energiebedarfs für Raumkonditionierung auf das Gesamtergebnis wird in einer Sensitivitätsanalyse durchgeführt.

Auch der Energieaufwand für den Transport von Gütern zu und von den Produktionsstätten, sowie Energieaufwendungen, die durch das Verkehrsaufkommen der Mitarbeiter verursacht werden, werden bei diesen Betrachtungen nicht berücksichtigt, denn diese sind stark von den spezifischen Produktionsbedingungen und den ungleichen firmeninternen Ansprüchen abhängig und würden so einen Vergleich erschweren. Außerdem zeigen grobe Abschätzungen, dass ihr Einfluss auf die Bilanzierung von Kumulierten Energieaufwendungen begrenzt ist.

Die Bilanzgrenze wird also um den eigentlichen Fertigungsprozess mit den hinein und heraus fließenden Energie- und Stoffströme gelegt.

Zu den betrachteten Systemkomponenten einer PV-Anlage gehören:

- monokristalline, multikristalline und amorphe Silizium-, sowie CIS-Module,
- Netzeinspeisung (Wechselrichter),
- die Aufständigung der PV-Module und
- die Verkabelung von Modulen und Wechselrichter.

Aufständigung und Verkabelung werden als Balance of System (BOS) zusammengefasst.

Zuerst wird die Sachbilanz für alle betrachteten Solarmodule mit Bezug auf 1m^2 Zellenfläche dargestellt, um eine möglichst flexible Nutzung der Daten zu gewährleisten. Anschließend wird mittels abgeschätzter zukünftiger Modulwirkungsgrade auf jeweils $1\text{ kW}_{\text{peak}}$ und schließlich auf die erzeugte Arbeit (kWh) bezogen.

Wie in Kapitel 2 erläutert, wird bei der Lebenszyklusanalyse der gesamte Lebensweg eines Produktes oder einer Dienstleistung berücksichtigt. Abweichend davon betrachtet die vorliegende Arbeit die Entsorgung der Photovoltaik-Systeme nicht. Es wird zwar davon ausgegangen, dass ein Recycling von Teilen der PV-Systeme (Module, Wechselrichter, Aufständigung, Kabel) möglich ist, jedoch werden diesbezüglich keine Gutschriften dem berechneten KEA zugeschrieben, da zum Recycling keine verlässlichen Daten verfügbar sind.

Nach [Löwenstein03] kann davon ausgegangen werden, dass die Energieaufwendungen zur Auftrennung von Solarmodulen vernachlässigbar gering sind und bei weitem nicht die Aufwendungen für den Transport der Module zur Recyclinganlage erreichen.

7.3 Systembeschreibung

7.3.1 Solarmodule

Zur Berechnung der Lebenszyklusinventare der betrachteten Systeme sind eine Vielzahl von Annahmen in Bezug auf einzelne Prozessparameter und technische Eigenschaften der Solarzellen und Module zu treffen. Tabelle 7-2 gibt alle relevanten Annahmen wieder.

Tabelle 7-2: Annahmen zu relevanten Prozessschritten und technischen Daten der Solarmodule

Annahmen	sc-Si Module	pc-Si Module	a-Si Module	CIS Module
Fläche Einzelmodul	1,25 m x 0,8 m	1,25 m x 0,8 m	1,25 m x 0,8 m	1,65 m x 0,65 m
Peakleistung	170 W/m ²	150 W/m ²	80 W/m ²	120 W/m ²
Modulwirkungsgrad	16 – 18 %	14 - 16 %	8 %	12 %
Zellen pro Modul	40	40	---	---
Wafergröße	15 x 15 cm ²	15 x 15 cm ²	---	---
Waferdicke	150 µm	150 µm	---	---
Sägeverlust	150 µm	150 µm	---	---
Ausbeute Zellentest	95 %	95 %	---	---
Modulpackungsfaktor	0,90	0,90	---	---
Ausbeute Modultest	99 %	99 %	99 %	99 %
Modulaufbau	3mm Glasabdeckung	3mm Glasabdeckung	EVA / Tefzel	3mm Glasabdeckung
	0,25 mm EVA Folie	0,25 mm EVA Folie	Prozessiertes Substrat (Stahl)	0,48 mm EVA Folie
	Solarzellen	Solarzellen	EVA / Tefzel	CIS-Dünnschicht
	0,25 mm EVA Folie	0,25 mm EVA Folie	Stahlrückplatte	3mm Glassubstrat
	125 µm Tedlar/Al/Tedlar Verbundfolie	125 µm Tedlar/Al/Tedlar Verbundfolie		0,48 mm EVA Folie

7.3.2 Wechselrichter

Die Recherche der Lebensdauer von PV-Wechselrichtern (WR) ergibt ein recht differenziertes Bild. So geben einige Hersteller an, dass Wechselrichter über die gesamte Lebensdauer der Solarmodule ohne Reparatur betrieben werden können. Bei den Garantiebedingungen (die allerdings häufig eher von juristischen und wirtschaftlichen als von technischen Überlegungen geprägt sind) werden jedoch im Regelfall nur die gesetzlichen Garantiebedingungen von 2 Jahren oder optional 5 Jahren gewährt.

Nach /Sauter98/ kann nicht davon ausgegangen werden, dass Wechselrichter die Lebensdauer von Photovoltaikmodulen erreichen, da die elektrisch Beanspruchung der Schaltung, sowie die Umgebungstemperatur einen fortwährenden Verschleiß hervorrufen. Abbildung 7-2 zeigt den Temperatureinfluss der sich mittels einer Lebensdauerberechnung bestimmen lässt (vgl. /Sauter98/).

Bendel /Bendel02/ hält es für sinnvoll, nur kurze Lebenszeiten von 5 Jahren zu garantieren, um die Wechselrichter danach durch neue, effizientere Modelle ersetzen zu können.

Auch die Argumentation nach /Wiesner02/ ist einleuchtend, der schätzt, dass eine Lebensdauer von 10 – 15 Jahren realistisch ist, und dass die Reparatur der WR nach langer Lebensdauer eher kritisch zu betrachten ist, da die Produktzyklen bei Halbleiterbauelementen eher von geringerer Dauer sind und es schwierig sein wird, Ersatzteile zu beschaffen.

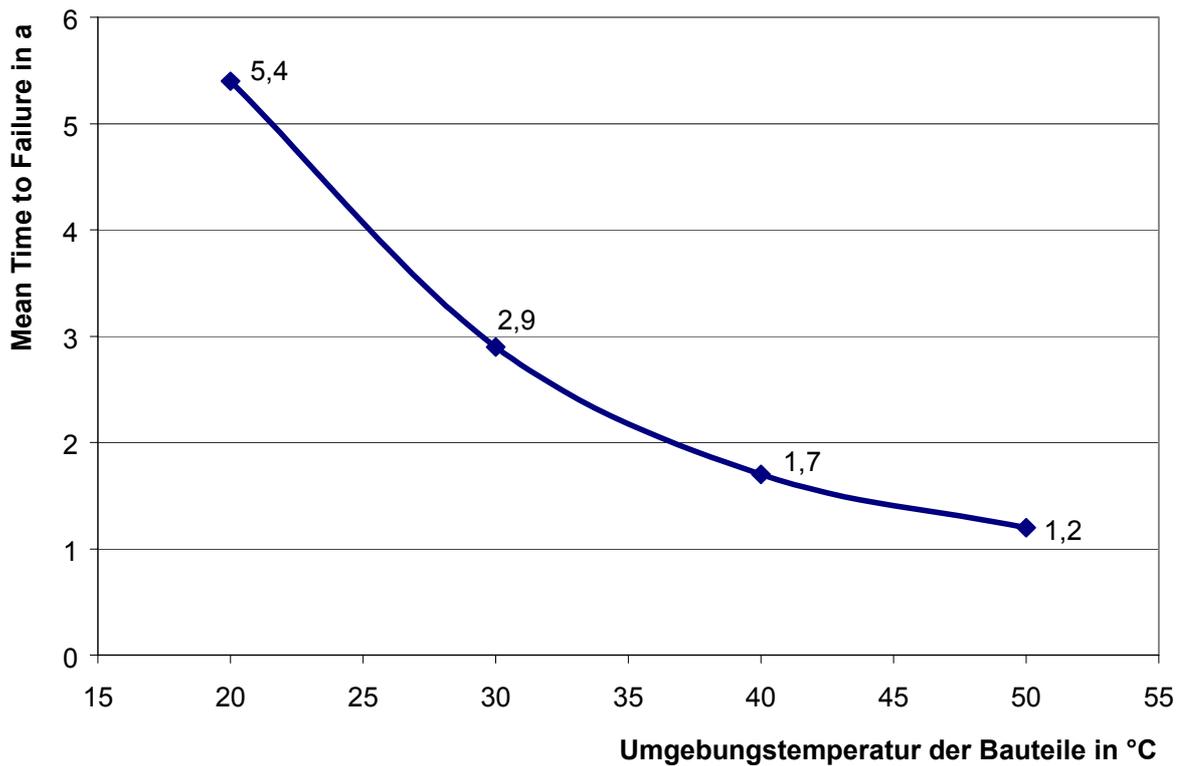


Abbildung 7-2: Mean Time To Failure (MTTF) eines Wechselrichters

Für die Lebensdauer der eingesetzten Wechselrichter wird im hier betrachteten Standardfall ein Wert von fünf Jahren angenommen. Es wird vorausgesetzt, dass eine Reparatur der Wechselrichter aufgrund der kurzen Produktzyklen bei elektronischen Bauelementen nicht möglich ist. Der Wechselrichter ist daher nach seiner Lebensdauer komplett auszutauschen. In der Sensitivitätsanalyse wird im Anschluss das gesamte Spektrum von fünf bis zwanzig Jahren betrachtet.

Tabelle 7-3: Annahmen zu relevanten Daten der Wechselrichter

Leistung Wechselrichter	3 kW _{peak}
Spannungsebene	230 V
Lebensdauer Wechselrichter	5 a

7.3.3 Aufständigung und Verkabelung

Bei der Art der Installation der PV-Anlagen wird davon ausgegangen, dass im Jahr 2010 der Großteil (95 %) der PV-Module in Form von Dachanlagen installiert wird. Eine Unterscheidung zwischen Aufdach- und Indach-Anlagen wird nicht getroffen, da der Materialaufwand für die Befestigung und Verkabelung für beide Arten vergleichbar ist und keine Gutschrift für benötigte Dachziegel angerechnet wird.

Der Anteil von PV-Kraftwerken auf Freiflächen wird mit 5 % der gesamten installierten Leistung angenommen. Zwar wurden in den letzten Jahren aufgrund der günstigen Rahmenbedingungen durch die Förderung des EEG zahlreiche Großanlagen errichtet, jedoch überwiegen insgesamt nach wie vor kleinere Aufdachanlagen. Auch sieht ein Referentenentwurf des Bundesumweltministeriums zur Änderung des EEGs vor, die Förderung auf PV-Kraftwerke zu beschränken, die auf versiegelten Flächen bzw. auf in Grünland umgewidmetes Ackerland errichtet werden /IWR 03/. Ein überproportionaler Zuwachs an Freiflächenanlagen ist somit eher unwahrscheinlich.

7.4 Material- und Energieaufwendungen sowie Prozessemissionen bei der Herstellung von Photovoltaikmodulen

7.4.1 Qualität der Daten

Die in dieser Arbeit für die ganzheitliche Bilanzierung verwendeten Daten stammen größtenteils aus der einschlägigen Fachliteratur oder wurden von Herstellern genannt. Ebenso fließen Informationen von Verbänden oder aus Gesprächen mit Fachleuten in die Berechnungen ein. An Stellen, an denen keinerlei Information von extern bezogen werden konnten, wurden nach ausführlicher Diskussion im Projektteam konservative Abschätzungen getroffen.

7.4.2 Massivkristalline Solarzellen

Bei der Herstellung von massivkristallinen Wafern unterscheidet man im Wesentlichen zwei Herstellungsverfahren. So werden aus gegossenen Siliziumblöcken multikristalline Siliziumscheiben hergestellt, während monokristalline Wafer aus gezogenen Einkristallen mittels des sog. Czochralski-Verfahrens gewonnen werden.

Für massivkristalline Solarzellen wird high-purity-Silizium als Grundmaterial verwendet. Dieses wird mittels eines Reduktionsprozesses und anschließenden Refraktionierungs- und Reinigungsschritten aus Siliziumoxid gewonnen.

Die Rohmaterialien für die Produktion von Siliziumoxid sind Quarz und Sand. Nach ihrer Förderung werden sie transportiert, klassifiziert und gewaschen. Um daraus Silizium zu gewinnen wird das Siliziumoxid in einer energieintensiven Schmelzflusselektrolyse reduziert. Das so gewonnene Silizium wird als solar-grade Silizium (sog-Si) oder high purity Silizium (hp-Si) bezeichnet.

Um diese Qualität zu erreichen, werden als Ausgangsmaterialien nur solche mit sehr hoher Reinheit eingesetzt. Siliziumdioxid, sowie der für die Reduktionsreaktion verwendete Kohlenstoff werden dabei einem Reinigungsprozess unterzogen, der verschiedene Waschstufen, Flotation und den Einsatz von Salzsäure umfasst. Der Bereitstellung von solar-grade-Si schließt sich in der Produktionskette die Herstellung der mono- bzw. multikristallinen Siliziumblöcke an. Zur Orientierung geben Abbildung 7-3 und Abbildung 7-4 einen groben Überblick über die Prozessabfolge.

Anstelle des Czochralski-Verfahrens (Cz) tritt bei der Herstellung multikristalliner Siliziumblöcke das Blockgießverfahren, welches im Vergleich zum Kristallziehverfahren wesentlich weniger Energie benötigt und aufgrund dessen auch weitaus kostengünstiger als das Cz-Verfahren ist. Der Schmelzvorgang des sog-Si wird unter einer Schutzatmosphäre (Argon) vorgenommen. Zur Gewinnung der massivkristallinen Wafer werden sowohl die monokristallinen zylindrischen Blöcke des Czochralski-Verfahrens als auch die multikristallinen Quader mit Hilfe einer Drahtsäge in Wafer zerschnitten. Dabei können mehrere Tausend Wafer mit einer Dicke von 150 μm gleichzeitig erzeugt werden. Bei diesem Verfahren entstehen Sägeverluste von 50 % (also ebenfalls 150 μm), wobei das Material, welches beim Zersägen als Span anfällt, recycelt wird.

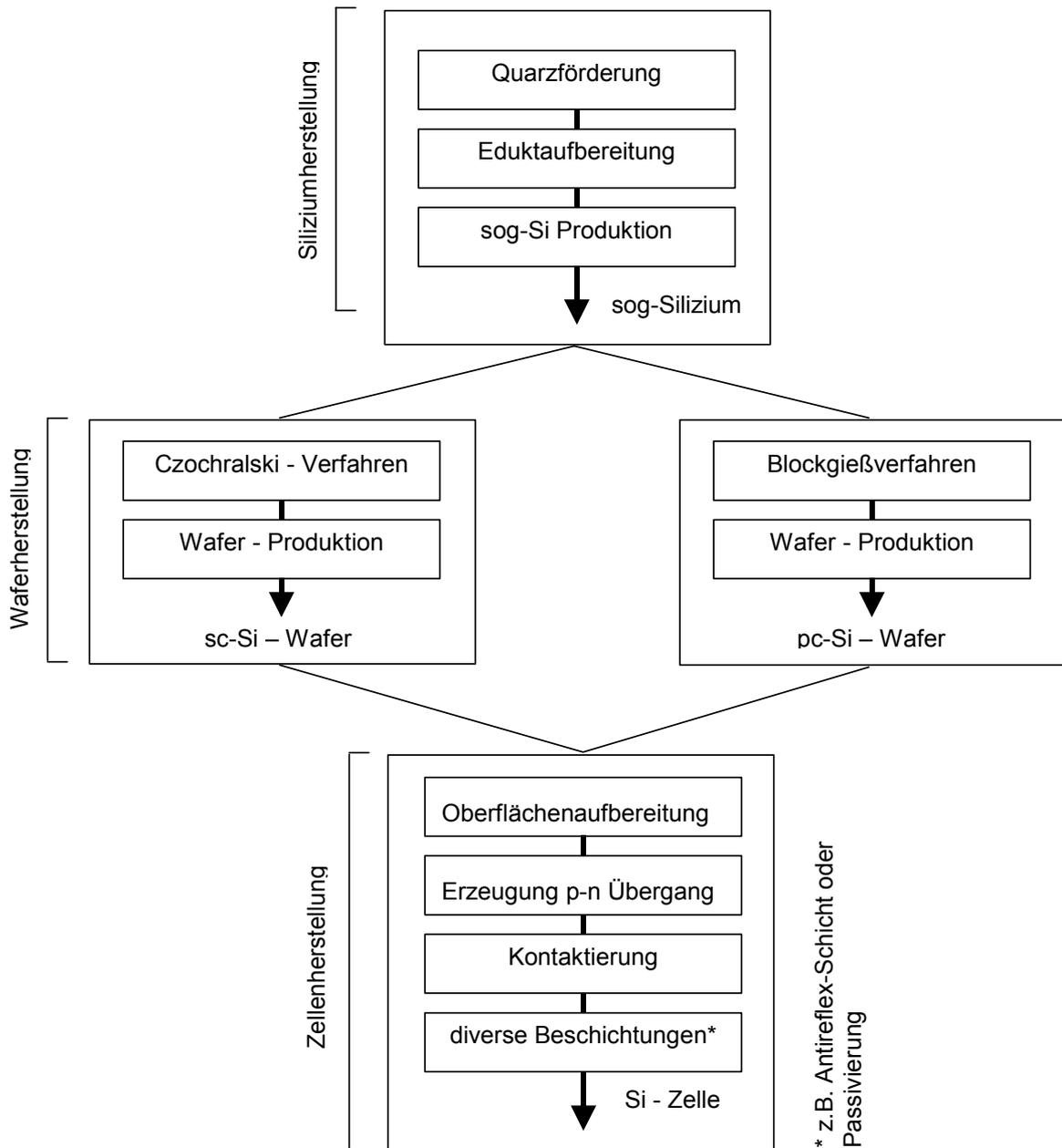


Abbildung 7-3:

Prozesskette zur Herstellung von mono- und mulikristallinen Solarzellen

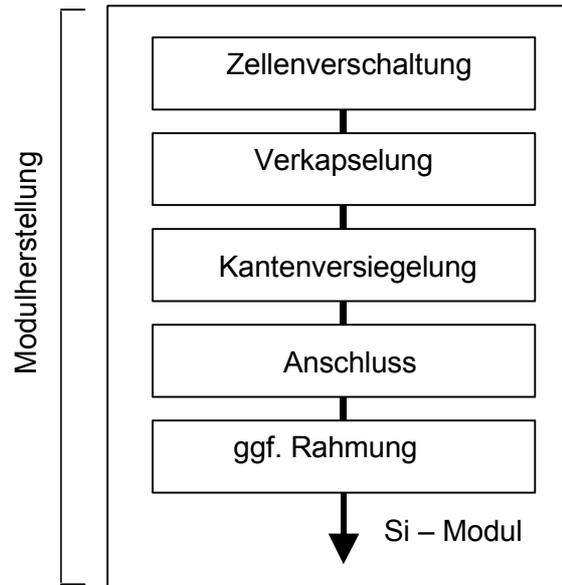


Abbildung 7-4: Prozesskette zur Herstellung von mono- und mulikristallinen Solarmodulen

Auch die weiteren Verfahrensschritte zur Herstellung von massivkristallinen Zellen sind weitestgehend identisch. Da die Oberfläche der Wafer durch das Sägen beschädigt ist, wird sie durch Ätzungen und Texturierungen bearbeitet, wobei wiederum Verluste zu verzeichnen sind. Durch die Bearbeitung entsteht eine definierte, für die folgenden Prozessschritte geeignet gestaltete Oberflächenstruktur. In der vorliegenden Untersuchung wird das Ätzen in einer Lösung von NaOH in Wasser betrachtet.

Die Erzeugung des p-n-Übergangs erfolgt in der Regel durch Eindiffusion von Phosphoratomen in die Waferoberfläche. Hier wird von einem Siebdruckverfahren mit einer phosphorhaltigen Paste ausgegangen, wobei die Diffusion in einem Hochtemperatur-Infrarotofen erfolgt.

Zum Auftragen der metallischen Kontakte auf der Front- und Rückseite werden Silber- bzw. Aluminium-Pasten und ebenfalls die kostengünstige Siebdrucktechnik in Verbindung mit einem Infrarotofen verwendet. Abschließend wird eine Antireflex-Beschichtung (Titandioxid) auf die Frontseite der Zelle aufgebracht.

Zur Erreichung der erforderlichen Spannung und Leistung werden die Einzelzellen mit konventioneller Löttechnik zum eigentlichen Modul verschaltet. Die Module werden anschließend zwischen Ethylvinylacetat-Folie (EVA) einlamiert und auf eine ca. 3 mm Frontabdeckplatte aus chemisch gehärtetem Glas montiert. Die Rückseite des Moduls wird mit einer Verbundfolie aus Tedlar-Aluminium-Tedlar abgedeckt. Dieser gesamte Sandwich-Aufbau wird mit einem Polysulfid-Elastomer verschweißt, so dass die Solarzellen dauerhaft geschützt sind. Eine Aluminiumrahmung der Module wird dann vorgenommen, wenn diese für die Montage notwendig ist.

7.4.2.1 Multikristalline Si-Solarmodule nach dem Blockgießverfahren

Die Anzahl der Informationen und Veröffentlichungen, die hinreichend genaue Details für eine LCI-Auswertung liefern, ist recht gering. Auf Seiten der Veröffentlichungen sind hier /Phylipsen95/, /Komiyama96/ und /Inaba93/] zu nennen.

Die Daten der Quelle /Phylipsen95/ enthalten ausführliche Angaben zu drei verschiedenen multikristallinen Produktionsprozessen: Prozess 1 (worst case) beinhaltet den Material- und Energiebedarf multikristalliner Herstellungsprozesse mit dem Stand 1995, Prozess 2 (base case) ist eine Weiterentwicklung dieser Produktionsprozesse mit verringertem Material- und Energiebedarf. Dieser Prozess wird vermutlich in naher Zukunft (bis 2005) Stand der Technik sein. Schließlich ist Prozess 3 (best case) ein erheblich modifizierter Produktionsprozess mit vermindertem Material- und Energiebedarf, der vermutlich bis 2010 realisierbar sein wird.

Aus diesem Grund wird im Folgenden gemäß der Aufgabenstellung des Projektes nur der dritte Prozess untersucht. Hierzu wird ein Ablaufschema des Herstellungsprozesses erstellt, welches die zugehörigen Material-, Prozessenergiebedarfe und Emissionen beinhaltet. Die in /Phylipsen95/ wiedergegebenen Daten für die Herstellung von multikristallinen Wafern (vgl. Tabelle 7-4), sowie die Prozessschritte der Zellen- und Modulfertigung sind mittels eines Vergleiches des KEA verifizierbar. Dieser liegt in der Gesamtsumme in der gleichen Größenordnung wie nach /Komiyama96/.

7.4.2.2 Monokristalline Si-Solarmodule nach dem Czochralski-Verfahren

Wie bereits im vorherigen Kapitel erwähnt bilden schon erfolgte Untersuchungen, die sich mit der Herstellung von PV – Modulen beschäftigen, das Grundmaterial dieser Ausführungen. Wichtigstes Ziel ist es, die vorhandenen Untersuchungen der letzten Jahre so aufzubereiten, dass eine Abschätzung bezüglich der zukünftigen Energie- und Materialaufwendungen möglich ist. Was die Untersuchungen zur Herstellung monokristalliner Solarmodule betrifft, gab es in den vergangenen Jahren nur wenige veröffentlichte Untersuchungen aus denen hinreichend detailgenaues Datenmaterial gezogen werden kann. Hier sind die Arbeiten von Alsema /Alsema98b, Alsema98c/ sowie Kato /Kato97, Kato98/ zu nennen.

Aus den Daten der Quellen /Alsema98b/ und /Alsema98c/ wird unter Ergänzung nach /Phylipsen95/ ein generischer Fall der Herstellung von monokristallinen PV-Modulen, konstruiert. Hierzu wird die Produktion von sog-Si, die schon für die Herstellung von multikristallinen Zellen Verwendung findet, sowie die Zellen- und Modulherstellung nach /Phylipsen95/ bilanziert. Für die Einkristallerzeugung wird der Energieaufwand für einen fortschrittlichen Czochralski-Prozess /Jester02/ bilanziert. Ein Vergleich mit Daten nach /Hagedorn92/ liefert den notwendigen Input an Argon in diesen Prozessschritt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 7-5 dargestellt.

Tabelle 7-4: LCI multikristalliner PV-Module pro m² Zellenfläche (vgl. [Phylipsen95], best case)

Input	Masse [kg]	Name im Datenbestand	spez. KEA [MJ/kg]	KEA,M [MJ]
Ag	0,003	Silber	8,10	0,02
Al	0,0052	Al-Mix frei Halbzeugwerk (D)	155,00	0,81
Al ₂ O ₃	0,76	Tonerde	23,02	17,49
Argon	0,26	Argon	5,94	1,54
CaCO ₃	1,29	Kalksteinmehl	0,66	0,85
Cu	0,0198	Kathoden-Cu-Mix frei Halbzeugwerk (D)	38,52	0,76
EVA	0,55	EVA	97,80	53,79
Glasabdeckung	8,12	Flachglas	14,36	116,60
Graphitelektroden	0,84	Graphitelektroden	101,75	85,47
H ₂ SO ₄	0,45	H ₂ SO ₄	2,04	0,92
HCl (20 %)	43	Chlor	19,50	838,50
Lösemittel	0,002			0,00
Mineralöl	0,46	Schmieröl	42,73	19,66
N ₂	0,1	Stickstoff	5,93	0,59
Na ₂ CO ₃	0,69	Soda	34,26	23,64
NaOH	0,61	NaOH	21,80	13,30
Polyester	0,49	Polyester	180,00	88,20
Polysulfid Elastomer	0,67	Gummi	116,80	78,26
Reinigungsmittel	0,159	Reinigungsmittel	36,00	5,72
SiC Partikel	0,6	SiC	113,37	68,02
SiO ₂	2,03	Quarz	0,34	0,69
Sn	0,0022	Zinn	67,37	0,15
Tedlar	0,1598	Extrudiertes PVC	59,94	9,58
Titanium Isopropoxide	0,009			0,00
Summe Material	61,28			1.424,56
Prozessenergieaufwand [kWh _{End}]	36,48	Strommix 2010		

Tabelle 7-5: LCI monokristalliner Silizium PV-Module pro m² Modulfläche

Input	Masse [kg]	Name im Datenbestand	spez. KEA [MJ/kg]	KEA,M [MJ]
Ag	0,003	Silber	8,10	0,02
Al	0,005	Al-Mix frei Halbzeugwerk (D)	155,00	0,77
Al in Tedlar	0,0002	Al-Mix frei Halbzeugwerk (D)	155,00	0,03
Al ₂ O ₃	0,76	Tonerde	23,02	17,49
Argon	0,77	Argon	5,94	4,57
CaCO ₃	1,29	Kalksteinmehl	0,66	0,85
Cu	0,0198	Kathoden-Cu-Mix frei Halbzeugwerk (D)	38,52	0,76
EVA	0,55	EVA	97,80	26,90
Glasabdeckung	8,12	Flachglas	14,36	116,60
Graphitelektroden	0,84	Graphitelektroden	101,75	85,47
H ₂ SO ₄	0,45	H ₂ SO ₄	2,04	0,92
HCl (20 %)	43	Chlor	19,50	838,50
Lösemittel	0,002			0,00
Mineralöl	0,46	Schmieröl	42,73	19,66
N ₂	0,1	Stickstoff	5,93	0,59
Na ₂ CO ₃	0,69	Soda	34,26	23,64
NaOH	0,61	NaOH	21,80	13,30
Polyester	0,49	Polyester	180,00	88,20
Polysulfid Elastomer	0,67	Gummi	116,80	78,26
Reinigungsmittel	0,159	Reinigungsmittel	36,00	5,72
SiC Partikel	0,6	SiC	113,37	68,02
SiO ₂	2,03	Quarz	0,34	0,69
Sn	0,0022	Zinn	67,37	0,15
Tedlar	0,1598	Extrudiertes PVC	59,94	9,58
titanium iso-propoxide	0,009			0,00
Summe Material	61,79			1.427,59
Prozessenergieaufwand [kWh _{End}]	43,502	Strommix 2010		

7.4.3 Dünnschichtzellen

Treibende Kraft der Weiterentwicklungen auf dem Gebiet der Dünnschicht-Technologie ist die Absenkung der Produktionskosten durch Materialeinsparung und weitergehende Automatisierung durch Vermeidung von Batchprozessen, wie das Aufschmelzen der Siliziumblöcke in einem Tiegel und das anschließende Erstarren.

Im Wesentlichen werden derzeit vier verschiedene Dünnschichttechnologien entwickelt, sind im Pilot- oder Erprobungsstadium oder werden bereits industriell gefertigt. Sie unterscheiden sich hauptsächlich durch die photoaktiven Halbleitermaterialien und deren Struktur, sowie die zur Schichtherstellung benutzten Depositionsverfahren. Hierbei wird eine Unterscheidung in amorphe Dünnschichtzellen, die hauptsächlich aus einfachen amorphen Siliziumzellen und Tandemzellen bestehen, und Verbundhalbleiter-Dünnschichtzellen (GaAs, CdTe und CuInGaSe₂) getroffen.

7.4.3.1 Amorphe Si-Solarmodule

Amorphes Silizium ist derzeit das am weitesten verbreitete Material in der Dünnschichtzellen-Technik. Die a-Si-Zellen zeichnen sich dadurch aus, dass ihnen die Ordnung der regelmäßig zueinander angeordneten Atombausteine im Kristall fehlt. Die Herstellung von Solarzellen aus amorphem Silizium, aber auch anderer Dünnschichtzellen, erfolgt nach der nachfolgend beschriebenen Methode (vgl. Abbildung 7-5).

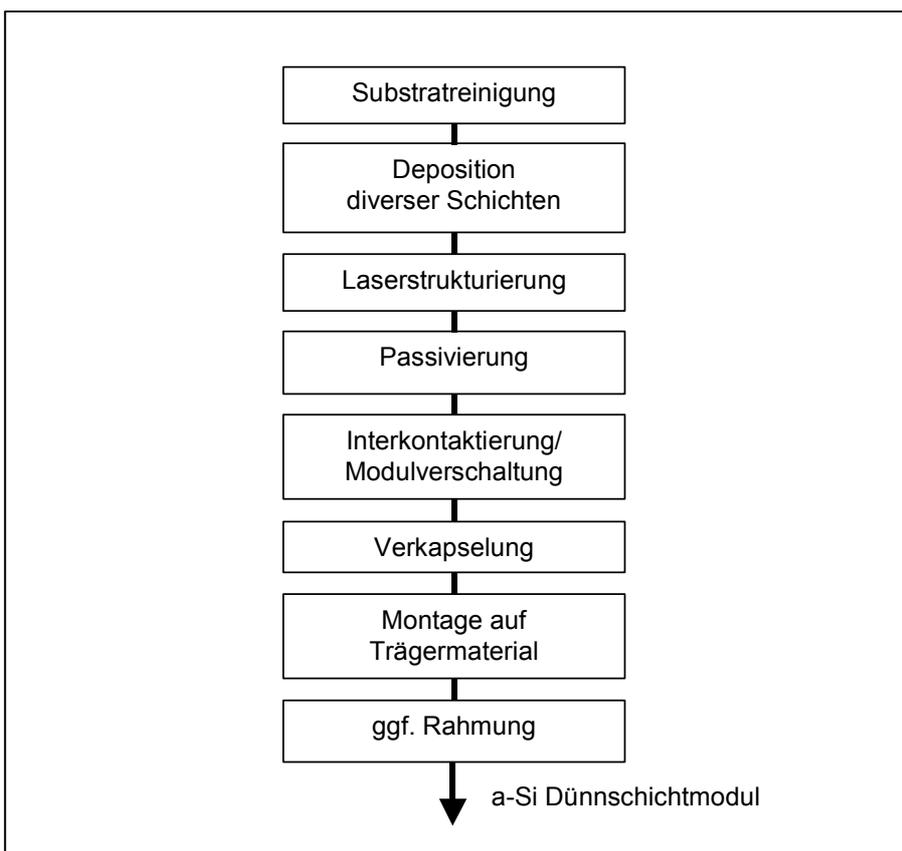


Abbildung 7-5: Prozessabfolge zur Herstellung amorpher Si-Dünnschichtmodule

Das Substrat wird zunächst gereinigt und anschließend großflächig mit einer leitenden Frontelektrode aus Metall oder transparentem Metalloxid (z.B. Indium-Zinn-Oxid) versehen. Mittels eines Lasers oder einer mechanischen Vorrichtung wird es in ca. 0,5 – 1 cm breite Streifen strukturiert [vgl. /Aulich96, S. 86/].

Im zweiten Schritt wird die photoaktive Halbleiterschicht, hier amorphes Silizium, großflächig aufgebracht und ebenfalls strukturiert. Hierzu wird Silan im Gemisch mit Wasserstoff gespalten, so dass a-Si dann als nächste Schicht auf das Substrat abgeschieden werden kann. Die notwendigen p- und n- Dotierungen werden durch Zugabe von Diboran (B_2H_6) bzw. Phosphin (PH_3) erreicht [vgl. /Goetzberger94, S.177/].

Nachdem die photoaktive Schicht ebenfalls strukturiert wurde, erfolgt analog zum ersten Depositionsschritt die Abscheidung der leitenden Rückelektrode, ebenfalls aus TLO oder Metall, sowie eine erneute Strukturierung. Durch den Strukturierungsprozess wird die Verbindung der Frontelektrode mit der Rückelektrode hergestellt und damit die Serienschaltung der Einzelzellen zu Untermodulen erreicht. Die Verkapselung der beschichteten Platten zum Schutz gegen Umwelteinflüsse erfolgt mit Ethylvinylacetat (EVA). Sie werden danach auf eine zweite Trägerschicht (Stahl oder Glas) montiert. Zum Schluss werden die äußeren Kontakte angebracht und das Modul ggf. mit Aluminium oder Kunststoff gerahmt.

Ähnlich wie bei Aufstellung von LCI Daten für die Herstellung mono- und multikristalliner PV-Module werden auch in diesem Fall bereits erfolgte Untersuchungen ausgewertet.

Sowohl /Keoleian97a/ als auch /Keoleian97b/ beziehen sich auf dieselbe Untersuchung und enthalten relativ detaillierte Daten zu Material- und Energieaufwendungen zur Herstellung amorpher Si-Dünnschichtmodule. Die Daten sind auf ein konkretes Modul (UPM-880 von United Solar) mit einer Peakleistung von $22 W_p$ und Abmessungen von $1194 \times 343 \times 38$ mm, bei einem $\eta = 5 \%$ bezogen. Die nachfolgend aufgeführten Daten beziehen sich auf $1 m^2$ Modulfläche.

In einer vergleichenden Literaturbetrachtung bezüglich der Primärenergieaufwendungen wurde 1998 von Alsema ein weiterer Dünnschichtprozess untersucht [vgl. /Alsema98a/]. Detaillierte Daten für eine Prozessketten- und Materialanalyse liefert diese Quelle nicht. Der Vergleich des KEA erbringt jedoch in der Endsumme ein ähnliches Bild. Die in der folgenden Tabelle 7-6 wiedergegebenen LCI-Daten beziehen sich auf einen Fertigungsprozess, wie er Mitte bis Ende der 90er Jahre Stand der Technik war. Eine Abschätzung des flächenbezogenen Material- und Energieinventars für eine zukünftige Zellenproduktion ist nicht möglich. Es wird allerdings davon ausgegangen, dass sich bis 2010 mit diesem Zellentyp höhere Wirkungsgrade darstellen lassen. Die in dieser Untersuchung geforderte energiebezogene Sachbilanz, mit einer funktionellen Einheit von 1 kWh gelieferter Elektrizität, wird sich somit gegenüber den hier dargestellten flächenbezogenen Daten aufgrund des erhöhten Wirkungsgrades verbessern.

Tabelle 7-6: LCI amorpher Silizium PV-Module pro m² Modulfläche

Input	Masse [kg]	Name im Datenbestand	spez. KEA [MJ/kg]	KEA,M* [MJ]
rostfreier Stahl (Typ 430)	1	Feinblech unbeschichtet (Oxygenstahlblech)	27,08	27,08
div. Materialien				0,69
Depositionsmaterialien				17,69
TOC	z.v.			
Metallpasten, div. Mat.	z.v.			
div. Materialien				4,82
EVA/Tefzel, Diverses	2,22	EVA	97,80	216,63
galvanized mild Stahl	2,18	Elektrolytisch verzinnertes Weißblech	29,97	106,82
Summe Material				373,73
Prozessenergieaufwand [kWh _{End}]	46,40	Strommix 2010		

* KEA,M: Kumulierter Energieaufwand der Bereitstellung der Materialien nach [Keoleian97a], sofern Massenangaben fehlen

7.4.3.2 Kupfer-Indium-Diselenid-Solarmodule

Für die Herstellung von Kupfer-Indium-Diselenid-Dünnschichten (CIS) und Solarzellen ist eine Vielzahl verschiedener Techniken entwickelt worden. In der weiteren Betrachtung wird eine Variante beschrieben, die heutzutage von Shell Solar im großtechnischen Maßstab angewendet wird. Eine schematische Darstellung des Herstellungsprozesses zeigt Abbildung 7-6.

Als Substrat für die CIS-Zelle wird eine großflächige Fensterglasscheibe verwendet, die in einem ersten Schritt mit vollentsalztem Wasser (VE-Wasser) und geringen Mengen Reinigungsmittel gesäubert wird. Die Molybdän-Rückelektrode wird mittels Sputtern auf das Substrat in einer Stärke von 0,5 µm aufgetragen. Für die integrierte Serienschaltung einzelner Zellsegmente wird diese Schicht durch ca. 50 µm breite Furchen in Längsstreifen unterteilt. Hierfür wird die Glasscheibe auf einem xy-Tisch unter einem Festkörper-Laser bewegt und die Molybdän-Beschichtung teilweise verdampft. Alternativ kann die Unterteilung der Zelle durch mechanisches Ritzen oder durch die Verwendung von organischen Zwischenschichten und Leitpasten erfolgen.

Die Absorberschicht wird nach einem weiteren Reinigungsschritt in VE-Wasser aufgetragen. Sie bestand früher aus reinem CuInSe₂, heutzutage werden meist Legierungen aus CuInSe₂ und CuGaSe₂ verwendet. Durch den Gallium-Anteil von 10 bis 30 % lassen sich deutlich höhere Zellwirkungsgrade erreichen [Dirnstorfer99]. Aufgebracht werden kann die Absorberschicht durch Koverdampfung oder das sogenannte Zweistufen-Verfahren (Beschichten + Tempern).

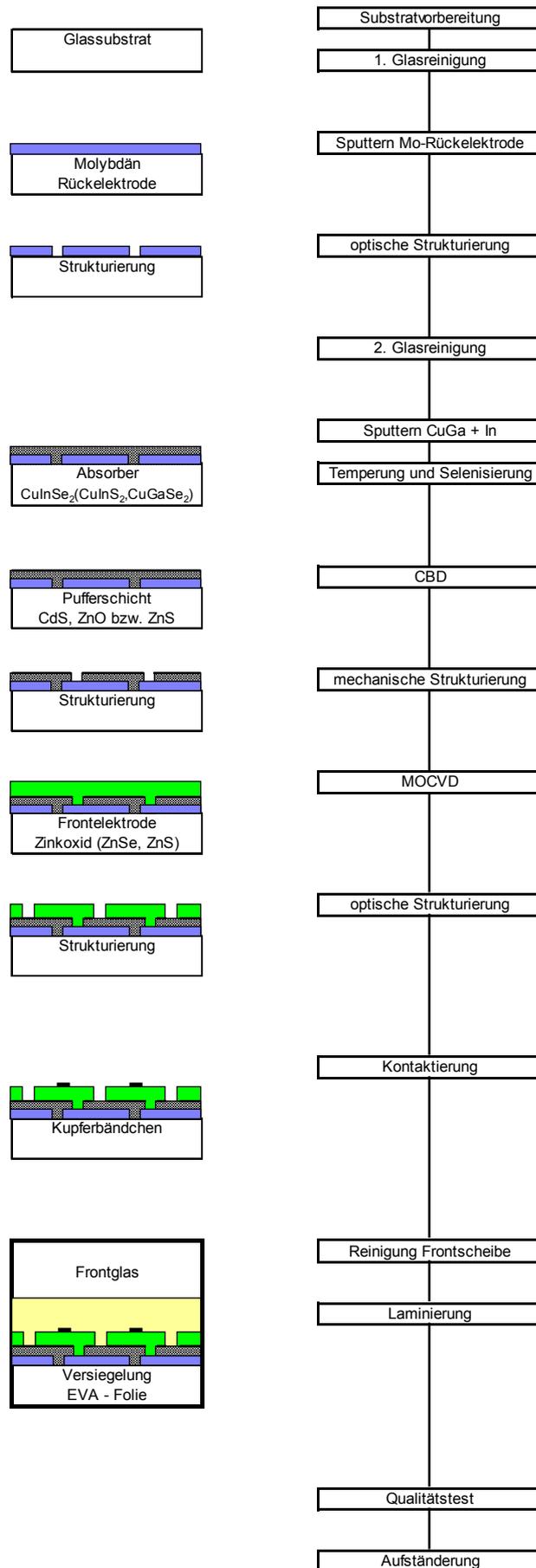


Abbildung 7-6:

Verfahrenschema zur CIS-Herstellung

Beim Zweistufenverfahren werden im ersten Schritt die Metalle (Cu, In, Ga) bei Raumtemperatur in einem DC-Magneto-Sputterprozess nacheinander aufgetragen. Anschließend wird das Selen mit einem Linearverdampfer großflächig aufgedampft. Im zweiten Schritt, der als langsamer Ofenprozess, aber auch als schnelle „RTP“-Temperung ausgeführt werden kann, wird die Beschichtung durch Halogenlampen für einige zehn Sekunden bis Minuten auf 500 bis 550 °C erhitzt. Die Einzelkomponenten Cu, In, Ga und Se reagieren zu den Halbleiterverbindungen CuInSe_2 sowie CuGaSe_2 und es bildet sich ein polykristalliner CIS-Film mit einer Korngröße bis zu 1 μm . /Karg00/.

Nach der Herstellung der CIS-Schicht wird eine Pufferschicht zur Frontelektrode aufgetragen, die bislang aus Cadmiumsulfid besteht. Aufgrund seiner schädlichen Wirkung auf die Umwelt und dem damit verbundenem EU-weiten Verbot wurden Verfahren entwickelt, das CdS durch Zinkoxid oder Zinksulfid zu ersetzen. ZnS wird ähnlich dem CdS in einem Tauchverfahren (Chemical Bath Deposition, CBD) mittels einer Lösung aus VE-Wasser und verschiedenen Komplexbildnern chemisch abgeschieden. Durch die ätzende Lösung findet gleichzeitig eine Reinigung der CuInSe_2 -Oberfläche statt, so dass eine defektfreie Grenzfläche entsteht.

Dem folgt das mechanische Strukturieren der Trennschicht und anschließend wird die ZnO-Frontelektrode mit einer Stärke von ca. 1 μm durch einen MOCVD (Metal Organic Chemical Vapour Deposition)-Prozess aufgetragen. Alternativ kann die Frontelektrode auch durch Sputtern eines $\text{ZnO-Al}_2\text{O}_3$ -Targets oder durch ein Sol/Gel-Verfahren hergestellt werden, allerdings ermöglicht das CVD-Verfahren ein sehr rasches Abscheiden hochwertiger Schichten /Ampenberger98/.

Ein weiterer mechanischer Strukturierungsprozess komplettiert die interne Verschaltung der Zelle und es ergibt sich die in Abbildung 7-7 schematisch dargestellte Serienschaltung.

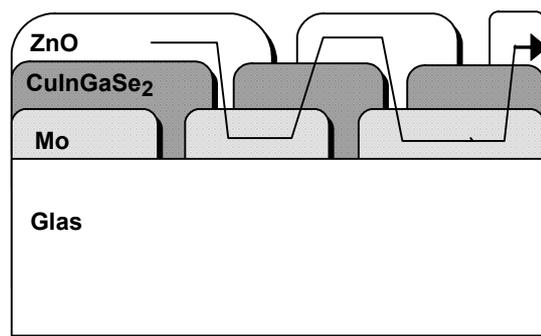


Abbildung 7-7: Integrierte Serienschaltung mit drei Einzelschnitten (der Stromfluss benachbarter Zellen ist als Pfeil angedeutet)

Bei der Modulmontage wird in einem ersten Schritt Schichtmaterial, das bei der Fertigung über die Zellränder hinausgetreten ist, manuell entfernt. Anschließend werden für die Stromableitung verzinnte Kupferbänder auf die Front- und Rückelektrode gelötet.

Zum Schutz vor Umwelteinflüssen, insbesondere Feuchtigkeit, und zur elektrischen Isolierung wird die Zelle mit einer ca. 0,5 mm starken Ethylvinylacetat-Folie (EVA) lami-

niert. In einem Laminator wird die Folie unter Vakuum erhitzt und die Deckglasscheibe aufgedrückt. Nach dem Aushärten des Polymers bei Raumtemperatur ist das Substrat abgedichtet und blasenfrei mit dem Deckglas verbunden.

Vor dem abschließenden Leistungstest werden die Kupfer-Kontaktstreifen über einen Anschlusskasten mit dem Stromableiterkabel angeschlossen und das Modul wird bei Bedarf in einen Aluminiumrahmen montiert. Der Qualitätstest der Photovoltaikmodule erfolgt durch eine visuelle Kontrolle und durch Aufnahme einer Strom-Spannungs-Kennlinie in einem Sonnensimulator /Ampenberger98/.

7.4.4 Wechselrichter

Die vorliegende Sachbilanz der Wechselrichterfertigung geht zurück auf eine veröffentlichte Material- und Energiebilanz von Sauter /Sauter98/. Dieser Wechselrichter wurde bereits mit dem Ziel eines möglichst geringen kumulierten Energieaufwandes konstruiert. Es wird angenommen, dass der dort angegebene fertigungsbedingte Prozessenergieaufwand aus dem Einsatz von Elektrizität resultiert. Die dafür ausgewiesenen 437 MJ Primärenergie beziehen sich auf eine Peakleistung von 1,2 kW_{peak} und können anhand des Strommixes 2010 in Endenergie umgerechnet werden. Tabelle 7-7 gibt das Inventar eines Wechselrichters an.

Tabelle 7-7: LCI eines Solarwechselrichters mit 1,2 kW_{peak} Leistung

Input Stoffe	Inputmasse [kg]	Bemerkung
Fe	7,96	Stahlblech, elektrol. verzinkt
PVC	0,02	
Stahl	2,94	hochlegiert
Biopolymere	1,20	geschätzt
Cu	3,59	primär, ungünstigster Fall
Epoxi	0,23	Gießharz
Al	4,64	primär
Pb	0,02	primär
Sonstige	0,40	
Prozessenergieaufwand [kWh _{End}]	41	Strommix 2010

Für eine 3-kW_{peak}-Anlage werden zwei Wechselrichter benötigt, für die im Folgenden ein nach der Materialbilanz ermittelter KEA von jeweils 2.361 MJ verwendet wird.

7.4.5 Aufständerung und Verkabelung (BOS-Komponenten)

Wie in Kapitel 7.3.3 ausgeführt, wird ein Großteil der PV-Anlagen auf Dachflächen installiert. Für die Montage der PV-Module werden Aluminiumprofile verwendet, die mittels Stahlwinkel an den Dachsparren befestigt sind. Bei monokristallinen Siliziummodulen wiegt dieses Montagesystem im Durchschnitt ca. 30 kg pro kW installierter Leistung /DGS02/.

Für die Aufständerung von Photovoltaikmodulen in Freiflächenanlagen wird in der Regel ein Betonfundament mit Stahlgerüst verwendet. Zwar wurden bereits auch Großanlagen mit Holzgerüst aufgebaut, was bei entsprechender Lebensdauer einen deutlich niedrigeren KEA verursacht. Inwiefern dies in Bezug auf einen minimalen Wartungsaufwand über die gesamte Nutzungsphase der PV-Anlage von 20 bis 30 Jahren sinnvoll ist, bleibt jedoch abzuwarten.

In Tabelle 7-8 sind die für die Dach- und Freiflächenmontage von Photovoltaikmodulen benötigten Materialien aufgeführt.

Tabelle 7-8: LCI der PV-Aufständerung für ein System mit 1 kW_{peak}

Montageart	Material	kg/kW _{peak} *	kg/m ²
Dachmontage	Alu-Profil	21	2,73
	Stahlbauteile	9	1,17
Freiflächenmontage	Betonfundament	2.944	383
	Stahlprofil	756	98,3

* für heutige monokristalline Solarmodule bei einem Systemwirkungsgrad von 13 %

Die Bilanzierung der Verkabelung von Solarzellen und Wechselrichter geschieht unter Verwendung der von /Suter96/ veröffentlichten Daten. Die dort angegebene Materialbilanz wird in Tabelle 7-9 auf eine Modulgröße von 1m² abgestimmt. Mittels dieser Materialbilanz lässt sich der KEA zu 29 MJ/m² Modulfläche bestimmen.

Tabelle 7-9: LCI der Verkabelung

Komponente	Material	Masse kg/System	Masse g/m ²
Blitzschutz Solarzellenfeld	Kupfer	2,5	37,9
Verkabelung Solarzellenfeld	Kupfer	4,66	70,6
	mehradrige Leitung mit Abschirmung	5,39	81,7
	PVC-Rohr	2,13	32,3
	Kabelbinder, Kunststoff	0,32	4,8
	Kabelschuhe, Kunststoff	0,11	1,7
Klemmenkasten	Kupfer	0,31	4,7
	Stahl	0,77	11,7
	Kunststoff	1,34	20,3
	Messing	0,02	0,3
	Polykarbonat	0,2	3,0
	Polyamid	0,23	3,5
	ZnO	0,04	0,6
	Epoxidharz (Lack)	0,002	0,0
	mehradrige Leitung mit Abschirmung	0,2	3,0
Verkabelung Solarzellenfeld - Wechselrichter			
Litze	Kupferlitze	1,82	27,6
	mehradrige Leitung mit Abschirmung	2,69	40,8
	Kupferabschirmung	0,97	14,7
	Kunststoffband	0,03	0,5
	Kabelkanal Kunststoff	3,6	54,5
Erdungslitze	Kupfer	2,3	34,8
	mehradrige Leitung mit Abschirmung	0,3	4,5
	PE-Schrumpfschlauch	0,02	0,3
	PE-Nageldübel	0,16	2,4
Verkabelung Wechselrichter – Zähler			
Netzkabel	Kupfer	0,25	3,8
	Thermoplast	0,17	2,6
Erdungslitze	Kupfer	1,76	26,7
	mehradrige Leitung mit Abschirmung	0,32	4,8
Leistungsschalter	Kupfer	0,02	0,3
	Kunststoff	0,07	1,1
	Stahl	0,09	1,4
Summe 3 kW		32,792	
Für 1 kW (22 m ²)		10,93	
Für 1 m ² Modulfläche		0,50	

7.5 Zusammenführende Ergebnisdarstellung

7.5.1 Kumulierter Energieaufwand

Aufgrund des modularen Aufbaus lässt sich das Inventar eines Solargenerators ohne weiteres mit wachsender Leistung und damit größerer Modulfläche skalieren. Eine solche leistungsabhängige Skalierung ist dagegen bei Wechselrichtern nicht möglich. Deshalb wird die Leistung des zu betrachtenden Wechselrichters zugrunde gelegt und die Fläche des Solargenerators auf die Leistung des Wechselrichters ausgelegt.

Nach /Brugmann99/ findet sich für netzgekoppelte Solaranlagen ein optimales Leistungsverhältnis von Solargenerator zu Wechselrichter bei $P_{SG}/P_{WR} \cong 1,1$ bis 1,4. Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass die Peakleistung des Solargenerators um den Faktor 1,3 größer ist als die Wechselrichterleistung.

Um die angestrebte Leistung von 3 kW zu erreichen, werden zwei Wechselrichter verwendet, die jeweils eine Leistung von $P_{WR} = 1,2$ kW aufweisen. Die Peakleistung des Systems und damit auch die der Solarmodule erreicht somit 3,12 kW

Unter Berücksichtigung der in Kapitel 7.3 wiedergegebenen Modulwirkungsgrade lassen sich für die verschiedenen Solarmodultypen folgende PV-Flächen bestimmen:

Tabelle 7-10: Photovoltaik-Anlagen gleicher Peakleistung

	sc-Si System	pc-Si System	a-Si System	CIS System
Modulwirkungsgrad	17 %	15 %	8 %	12 %
Peakleistung in kW/m ²	0,17	0,15	0,08	0,12
Anlagenleistung in kW	3,12	3,12	3,12	3,12
PV-Fläche in m ²	18,4	20,8	39	26,1

Um einen Überblick zu den Unterschieden zwischen den verschiedenen Solartechniken zu geben, wird im Folgenden der KEA der Solarsysteme betrachtet. Den in Tabelle 7-11 wiedergegebenen Kumulierten Energieaufwendungen liegen nachstehende Annahmen zugrunde:

- Modulwirkungsgrade von 17 % für sc-Si Systeme, 15 % für pc-Si System, 8 % für a-Si Systeme und 12 % für CIS Systeme,
- Lebensdauer der Systeme von 20 Jahren, ohne Ausfälle bei Solarmodulen und BOS-Komponenten,
- Lebensdauer eines Wechselrichters von 5 Jahren. Wirkungsgrad des Wechselrichters 95 %.

Tabelle 7-11 zeigt den Einfluss der Komponenten auf die Kumulierten Energieaufwendungen der verschiedenen Photovoltaiksysteme bei gleicher Peakleistung. Dabei ist den Photovoltaikmodulen der überwiegende Teil zuzusprechen gefolgt von Wechselrichtern und BOS-Komponenten.

Tabelle 7-11: KEA der untersuchten PV-Systeme mit 3,12 kW Anlagenleistung

	Wechselrichter GJ	PV-Module GJ	BOS- Komponenten* GJ	Gesamtsystem GJ
sc-Si System	18,9	34,7	9,4	63,0
pc-Si System	18,9	37,7	10,6	67,3
a-Si System	18,9	33,8	20,0	72,7
CIS System	18,9	32,7	12,5	64,1

* BOS: Balance of System (Aufständigung, Verkabelung)

Während der Anteil der Wechselrichter bei massivkristallinen und CIS Systemen gegenüber den BOS-Komponenten deutlich überwiegt, sind die Aufwendungen für Aufständigung und Verkabelung bei den a-Si-Dünnschichtsystemen höher als für die Wechselrichter. Dies erklärt sich in dem steigenden Flächenbedarf der a-Si Module bei gleicher Peakleistung aufgrund des niedrigen Wirkungsgrades. Der Kumulierte Energieaufwand für das pc-Si System ist höher als beim sc-Si System, obwohl der KEA der Solarmodule pro m² Modulgröße um weniger als 100 MJ abweicht. Dies ergibt sich ebenfalls durch den besseren Wirkungsgrad der sc-Si Module.

Mittelt man über die Erträge von PV-Anlagen in 2010 mit unterschiedlicher Ausrichtung und Neigung, sowie Standorte innerhalb Deutschlands, kann man einen Jahresenergieertrag je installiertem kW Peakleistung von rund 900 kWh ansetzen (vgl. auch [Gürzenich02]). Daraus ergeben sich, bedingt durch die identische Peakleistung aller betrachteten Anlagen, Jahresendenergieerträge von 2.808 kWh und damit für das Jahr 2010 korrespondierende substituierte Primärenergie von 29.922 MJ.

Damit ergeben sich für die auf die funktionelle Einheit bezogenen Primärenergieaufwendungen für die unterschiedlichen PV-Systeme 1,12 MJ Primärenergie/kWh Elektrizität (sc-Si System), 1,20 MJ/kWh (pc-Si System), 1,30 MJ/kWh (a-Si System) und 1,14 MJ/kWh (CIS-System). Die energetischen Amortisationszeiten (EAZ) ergeben sich somit zu 25,3 Monaten für sc-Si Systeme, 27,0 Monaten für pc-Si Systeme, 29,2 Monate für a-Si Systeme und 25,7 Monate für CIS-Systeme (vgl. Abbildung 7-8).

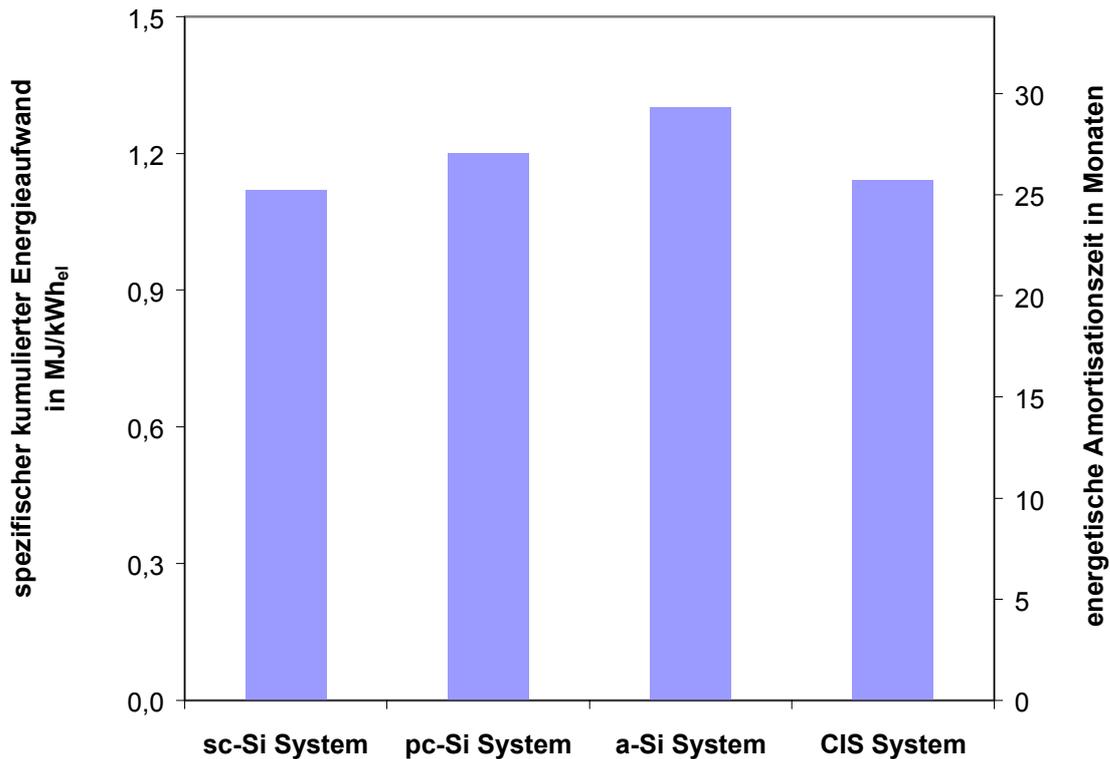


Abbildung 7-8: Energetische Amortisationszeit und kumulierter Energieaufwand je kWh_{el} für vier verschiedene 3,12 kW PV-Anlagen

7.5.2 Emissionen

Die prozess- und materialbedingten Emissionen bei der Herstellung der PV-Systeme werden zu kumulierten Emissionen aufsummiert und auf die funktionelle Einheit bezogen. Den Berechnungen liegen die Annahmen aus Abschnitt 7.5.1 zugrunde. Tabelle 7-12 gibt eine Zusammenfassung für die untersuchten PV Systeme an.

Tabelle 7-12: Kumulierte Emissionen der untersuchten PV-Systeme bezogen auf 1 kWh_{el}

	sc-Si System [g/kWh _{el}]	pc-Si System [g/kWh _{el}]	a-Si System [g/kWh _{el}]	CIS System [g/kWh _{el}]
CO ₂	59	63	68	64
CO	0,065	0,070	0,081	0,066
NO _x	0,111	0,120	0,122	0,124
SO ₂	0,106	0,114	0,133	0,118
CH ₄	0,159	0,170	0,204	0,156
NMVOC	0,020	0,021	0,022	0,018
N ₂ O	0,004	0,004	0,004	0,003
Staub	0,009	0,009	0,012	0,010

Das a-Si System weist in Analogie zum spezifischen KEA wie er in Abbildung 7-8 dargestellt ist die höchsten spezifischen Emissionen auf. Als Ursache ist der erhöhte Materialaufwand aufgrund des schlechteren Wirkungsgrades zu nennen.

Bei allen untersuchten Techniken dominiert der Ausstoß an Kohlendioxid pro kWh erzeugte Elektrizität. Seine Größenordnung liegt bei etwa dem hundertfachen der restlichen Emissionen und kann auf die hohen Emissionsfaktoren der verwendeten Materialien und auf den Einsatz von Elektrizität als Energieträger in der Produktion zurückgeführt werden.

Bei der Emissionsverteilung in Tabelle 7-11 sind ebenfalls Parallelen zur Verteilung des kumulierten Energieaufwands auf die Systemkomponenten erkennbar. Abbildung 7-9 und Abbildung 7-10 zeigen, dass der größte Teil der kumulierten Emissionen der Modulherstellung zuzurechnen ist.

Beim sc-Si System sind über 50 % der Gesamtemissionen an Kohlendioxid, Methan und Lachgas, etwa 45 % der Stickoxide und Schwefeldioxide sowie 30 % an Kohlenmonoxid, Nicht-Methan-Kohlenwasserstoffe und Partikel auf die Herstellung der Module zurückzuführen. Der Anteil der Herstellung der Wechselrichter an den Gesamtemissionen variiert entsprechend zwischen 24 % und 36 %. Die restlichen Emissionen werden durch die Verkabelung und Aufständigung verursacht.

Eine ähnliche Emissionsverteilung ist auch beim pc-Si System festzustellen (siehe Abbildung 7-10).

Die Umkehrung des oben beschriebenen Verhältnisses der Emissionsverteilung ist beim a-Si System in Abbildung 7-11 zu beobachten und kann auf den geringen Modulwirkungsgrad und den damit zunehmenden Einfluss der BOS Komponenten zurückgeführt werden.

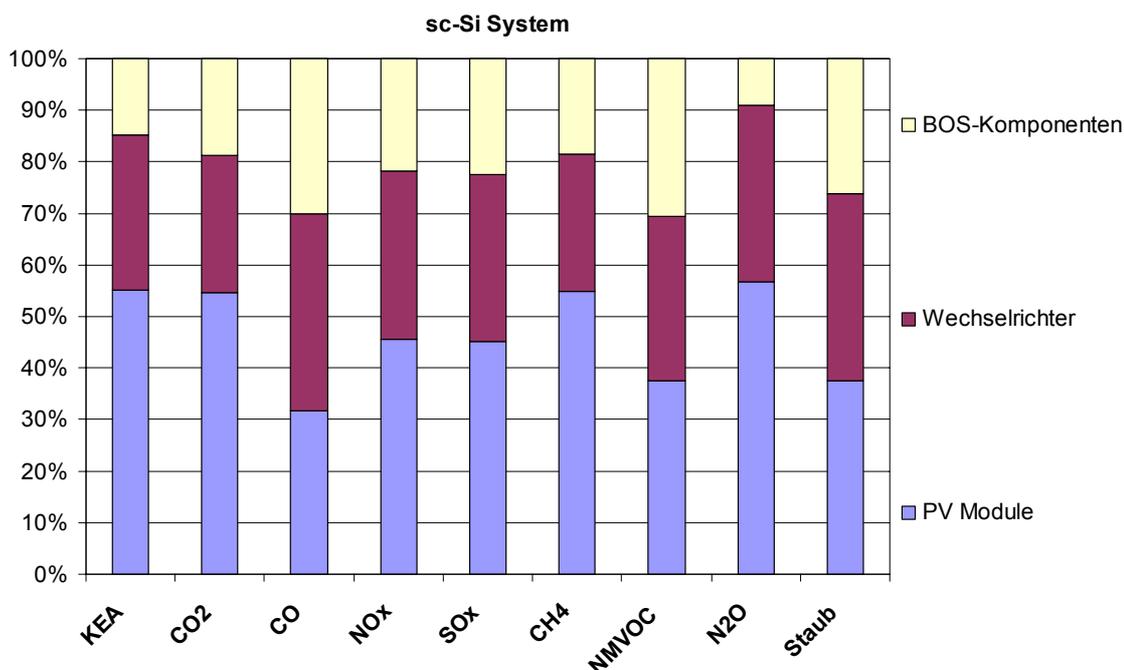


Abbildung 7-9: Verteilung der kumulierten Emissionen bei der Herstellung eines sc-Si PV Systems

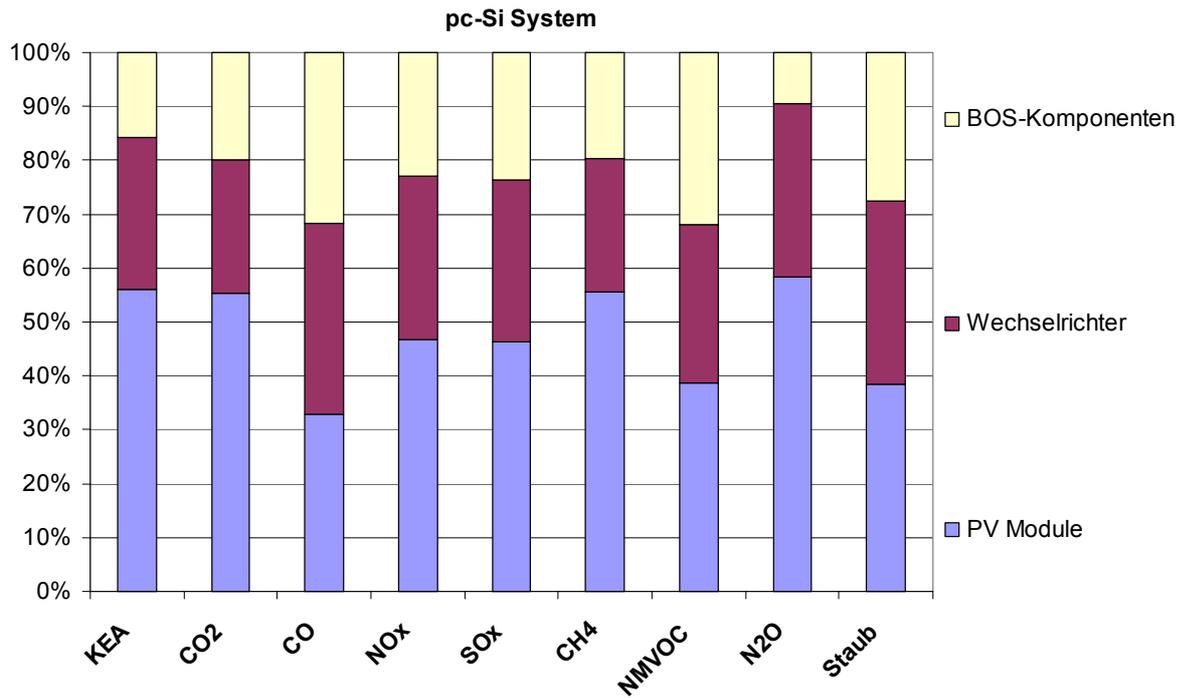


Abbildung 7-10: Verteilung der kumulierten Emissionen bei der Herstellung eines pc-Si PV Systems

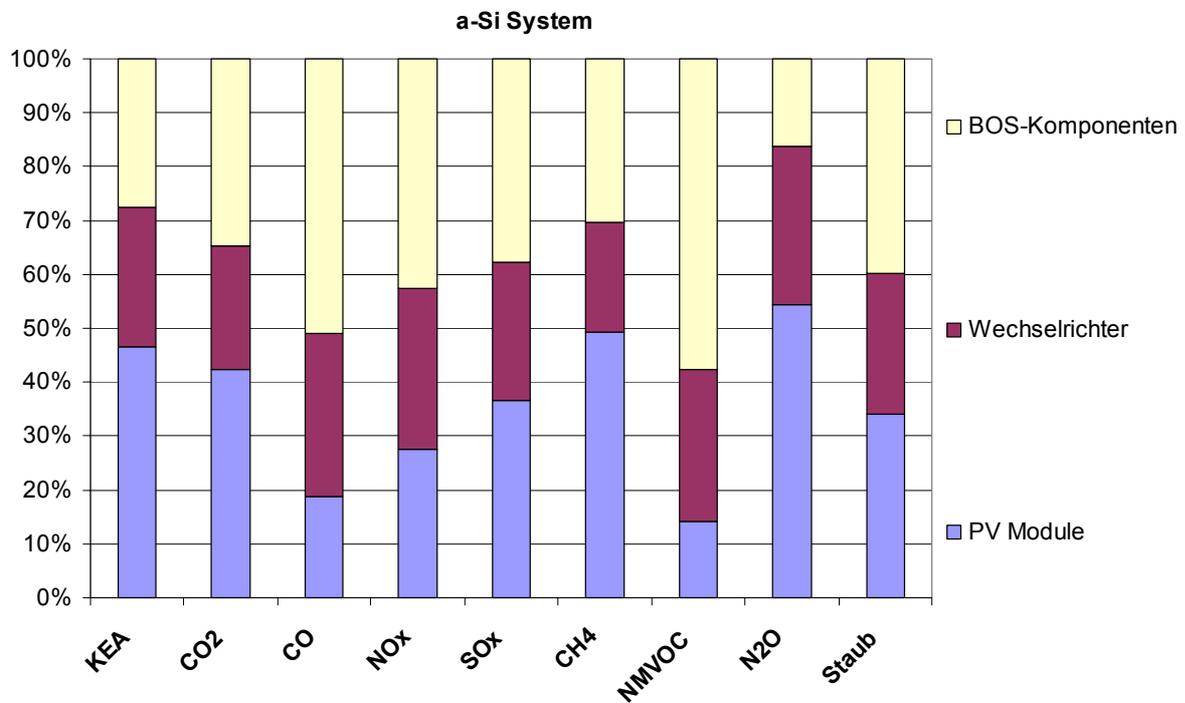


Abbildung 7-11: Verteilung der kumulierten Emissionen bei der Herstellung eines a-Si PV Systems

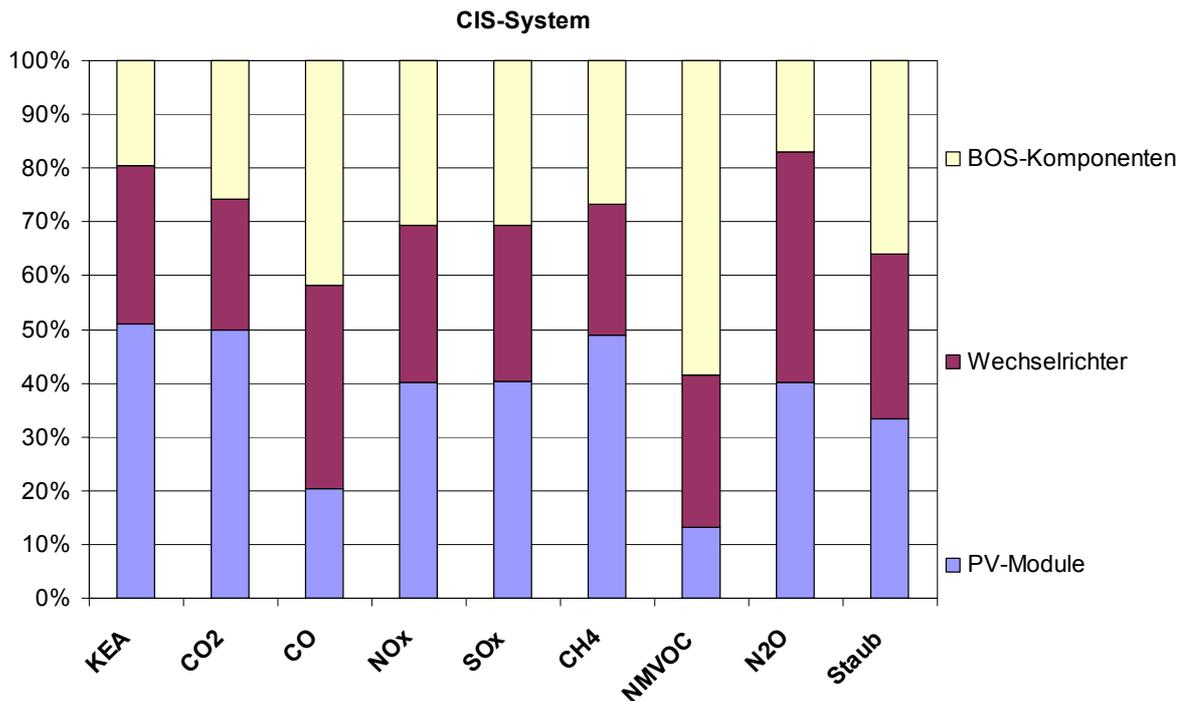


Abbildung 7-12: Verteilung der kumulierten Emissionen bei der Herstellung eines CIS-PV-Systems

Entsprechend sind die relativen Emissionen beim CIS System ähnlich wie bei den Anlagen mit Siliziummodulen stärker durch die Module geprägt. Abgesehen von den CO-, NMVOC und Partikel-Emissionen verursacht ihre Herstellung einen Großteil (40 – 50 %) aller anderen Schadstoffemissionen (vgl. Abbildung 7-12).

7.6 Sensitivitätsanalyse

Bei der Umsetzung der Untersuchungen traten Ungenauigkeiten auf, die vor allem auf Voraussetzungen durch die verwendeten Datenwerke, aber auch auf daraus resultierenden Annahmen methodischer Art zurückzuführen sind. Zu Letzteren zählt, dass der Einfluss der Herstellung von Produktionsstätten und -maschinen nicht berücksichtigt werden konnte, da diesbezüglich nicht für alle untersuchten Techniken die entsprechenden Daten vorlagen. In Bezug auf die Herstellung und Nutzung von Wechselrichtern konnte nur eine Datenquelle verwendet werden. Aus dieser Datenlage resultieren Ungewissheiten bezüglich der Lebensdauer und der Reparaturfähigkeit von Wechselrichtern. Mit den folgenden Betrachtungen sollen einige dieser Probleme aufgegriffen und im Rahmen von Sensitivitätsanalysen untersucht werden.

Auch hinsichtlich des verwendeten Datenwerkes sind im Rahmen dieser Untersuchung einige Unwägbarkeiten entstanden. In den Datensätzen der Bilanzierungssoftware BALANCE, die für die Bilanzierung aller untersuchten Techniken im Rahmen des Verbundprojektes eingesetzt wurde, sind einige Stoffe, die für die Bilanzierung der betrachteten PV-Systemen notwendig sind, nicht enthalten. Daher wurde zu Vergleichszwecken auf ein Datenwerk zurückgegriffen, das größtenteils Daten der Forschungsstelle für Energiewirtschaft enthält und durch Angaben aus den zitierten Literaturquellen ergänzt wurde. Die Ergebnisse

dieser Bilanzierungen auf Basis dieser beiden verschiedenen Datenwerke werden in Kapitel 7.8 dargestellt.

7.6.1 Einfluss der Wirkungsgrade der betrachteten Module

In den vorstehenden Betrachtungen wurden für die im Jahr 2010 erreichbaren Wirkungsgrade Literaturwerte oder Mittelwerte angesetzt und hierzu Referenzsysteme gebildet. So wurde für das multikristalline Siliziummodul, mit zukünftig 18 % Zellenwirkungsgrad /Phylipsen95, eine Bandbreite von 14 % bis 16 % Modulwirkungsgrad angenommen, während für monokristalline Siliziummodule 16 % - 18 % in Betracht gezogen werden können. Beim amorphen Siliziummodul wurde aufgrund konservativer Annahmen ein Wirkungsgrad von 8 % angesetzt, wobei heute in der Literatur durchaus zukünftige Wirkungsgrade bis zu 15 % vorgefunden werden /Jungbluth00/. Für CIS-Module basiert der Wirkungsgrad des Referenzfalles von 12 % auf den heute in der Serienproduktion durchschnittlich erreichten Wert von 9,4 % und auf den in Zukunft angestrebten Wert größer 12 % /Karg02/.

Nachfolgend werden in Anlehnung an diese Werte zwei unterschiedliche Fälle untersucht. In Fall 1 wird von einem geringeren Wirkungsgrad als im Referenzfall ausgegangen, Fall 2 stellt ein Szenario einer Verbesserung der Wirkungsgrade dar (siehe Tabelle 7-13).

Tabelle 7-13: Sensitivitätsanalyse – untersuchte Fälle zum Einfluss der Wirkungsgrade der PV-Module

Modultyp	Fall 1	Standardfall	Fall 2
monokristallines Si-Modul	16 %	17 %	18 %
multikristallines Si-Modul	14 %	15 %	16 %
amorphes Si-Modul	7 %	8 %	9 %
CIS Module	11 %	12 %	13 %

Während die Unterschiede in den Wirkungsgraden der massivkristallinen Module auf die EAZ einen eher geringen Einfluss haben, würden vor allem die amorphen Systeme von einer Wirkungsgradverbesserung profitieren.

In allen drei Fällen liegen die energetischen Amortisationszeiten für die sc-Si Systeme leicht unterhalb derer für pc-Si Systemen. Die energetischen Amortisationszeiten der Dünnschichtmodule sind generell höher, wobei die der CIS Systeme niedriger liegen als die der a-Si Systeme. Im Fall 1 überschreitet sogar die Amortisationszeit beim a-Si System die des sc-Si Systems um sechs Monate und die des pc-Si Systems um vier Monate. Die Abbildung 7-13 zeigt, dass relativ gesehen nur die a-Si Systeme von den Wirkungsgradverbesserungen nennenswert profitieren. So ist die energetische Amortisationszeit der a-Si-Anlage bei einem

Wirkungsgrad von neun Prozent über fünf Monate kürzer als bei einem Wirkungsgrad von sieben Prozent.

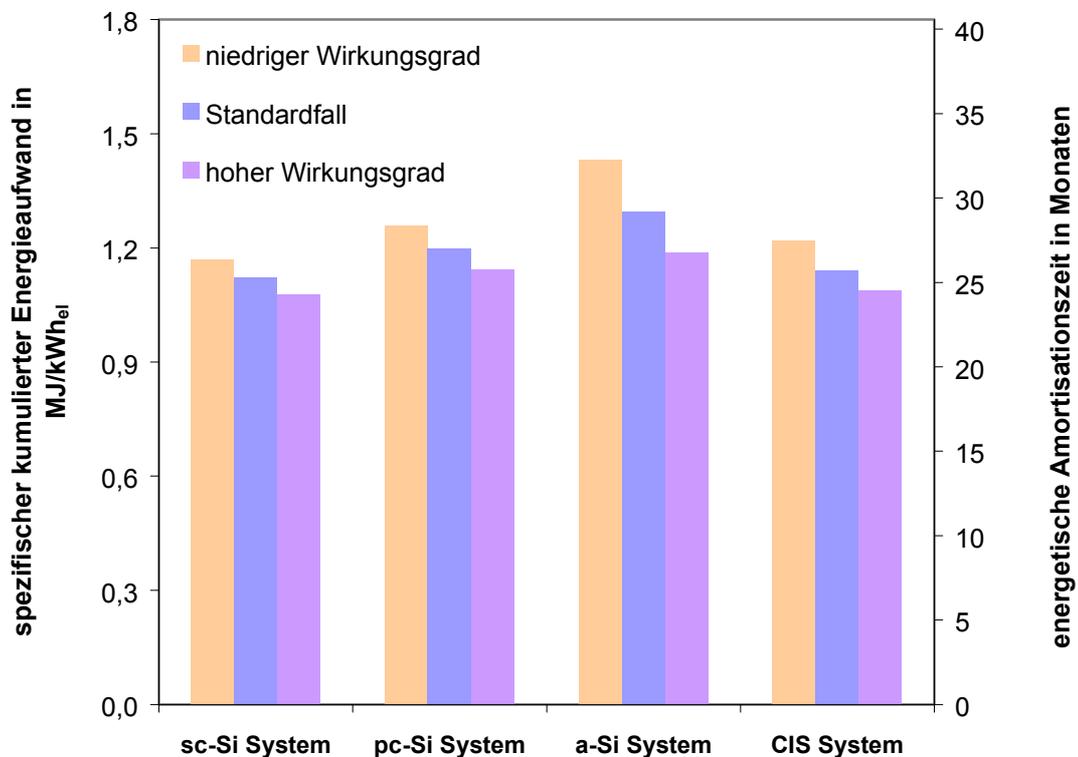


Abbildung 7-13: Einfluss des Modulwirkungsgrades auf den spezifischen Energieaufwand sowie die energetische Amortisationszeiten

7.6.2 Einfluss der Lebensdauer wichtiger Anlagenbauteile

Aufgrund fehlender praktischer Erfahrungen wird die Lebensdauer von Photovoltaik-Systemen sehr unterschiedlich eingeschätzt. Bis heute wurden kaum Anlagen abgebaut. Auch werden für Photovoltaik-Module verschiedene Leistungsgarantien gegeben. Viele Unternehmen garantieren für Dünnschichtmodule (a-Si bzw. CIS) 90 % der Nennleistung für zehn Jahre. Bei Modulen aus mono- und polykristallinen Zellen ist darüber hinaus eine zusätzliche 25-Jahres-Garantie auf 80 % der Nennleistung üblich. Anlagenbauer rechnen, so führt [Suter96] aus, sogar mit einer Lebensdauer von 30 Jahren. Im Folgenden werden zwei Szenarien mit unterschiedlichen Lebensdauern und den damit verbundenen Mehraufwendungen für Wechselrichter betrachtet:

- kurze Lebensdauer der Module von 20 Jahren,
- lange Lebensdauer der Module von 30 Jahren.

Besonders bei den a-Si-Dünnschichtzellen ist allerdings fraglich, ob die Annahme einer Lebenserwartung von 30 Jahren sinnvoll ist, da sich hier in Zukunft noch erhebliche Steigerungen der Wirkungsgrade einstellen werden, zum anderen bei diesen Zellen derzeit die Degradation noch erheblich größer ist als bei den etablierten massivkristallinen Zellen.

Wie in Kapitel 7.3.2 ausgeführt, ist die Bandbreite der für Wechselrichter angegebenen Lebensdauer relativ groß. So hält es Bendel [Bendel02] für sinnvoll, nur kurze Lebenszeiten von fünf Jahren zu garantieren, um die Wechselrichter danach durch neue, effizientere Modelle ersetzen zu können. Da es jedoch nicht möglich ist, diese Effektivitätssteigerungen zu beziffern, wird im folgenden zwar auch eine solch kurze Lebensdauer betrachtet, jedoch von der Berücksichtigung einer etwaigen Steigerung des Wirkungsgrades abgesehen. Ein weiteres Szenario folgt der Argumentation von [Wiesner02], der schätzt, dass eine Lebensdauer von maximal 15 Jahren realistisch ist, und dass von einem kompletten Austausch der WR auszugehen ist, da die Produktzyklen bei Halbleiterbauelementen eher von geringerer Dauer sind und es schwierig sein wird, Ersatzteile zu beschaffen.

Zusammen mit den Szenarien für die Lebensdauer der PV-Module ergeben sich so insgesamt acht zu betrachtende Szenarien (vgl. Tabelle 7-14). Da bei einer Lebensdauer der Module von 20 Jahren und der Wechselrichter von 15 Jahren die zweite Generation Wechselrichter noch eine Restlaufzeit von 10 Jahren aufweist, wird hier der entsprechende KEA-Anteil gutgeschrieben. Somit errechnen sich in diesem Fall die theoretisch benötigten $2\frac{2}{3}$ Wechselrichter-Einheiten. Das Gleiche gilt für den Fall einer Modul-Lebensdauer von 30 Jahren und einer Wechselrichter-Lebensdauer von 20 Jahren.

In Abbildung 7-14 sind die Ergebnisse der Variation der Wechselrichterlebensdauer für PV-Systeme bei einer Modullebensdauer von 20 Jahren relativ zum Referenzfall (Wechselrichterlebensdauer 5 Jahre, Modullebensdauer 20 Jahre) wiedergegeben.

Tabelle 7-14: Untersuchte Szenarien zum Einfluss der Lebensdauer von PV-Komponenten

Lebensdauer PV-Module	Lebensdauer Wechselrichter			
	5 a	10 a	15 a	20 a
20 a	8 WR	4 WR	$2\frac{2}{3}$ WR	2 WR
30 a	12 WR	6 WR	4 WR	3 WR

Während die Amortisationszeiten bei einer Lebensdauer der Wechselrichter von zehn Jahren maximal um 15 % von denen des Referenzfalls abweichen, sind bei nur zwei benötigten Wechselrichtern, d.h. einer Wechselrichterlebensdauer über die gesamte Systemlebensdauer von 20 Jahren, Abweichungen von bis zu 23 % zu verzeichnen.

Sollten zukünftig zum einen die Lebensdauer der Wechselrichter auf 10 bzw. 15 Jahren und die der Solarmodule auf 30 Jahren steigen, so lassen sich die Amortisationszeiten mit den vier benötigten Wechselrichtern gegenüber dem Referenzfall um 15 % auf 21 Monate für das sc-Si-System, um 14 % auf 23 Monate für das pc-Si-System und um 13 % auf 25 Monate für das a-Si System bzw. um 25 % auf 22 Monate für das CIS-System verringern (vgl. Abbildung 7-15).

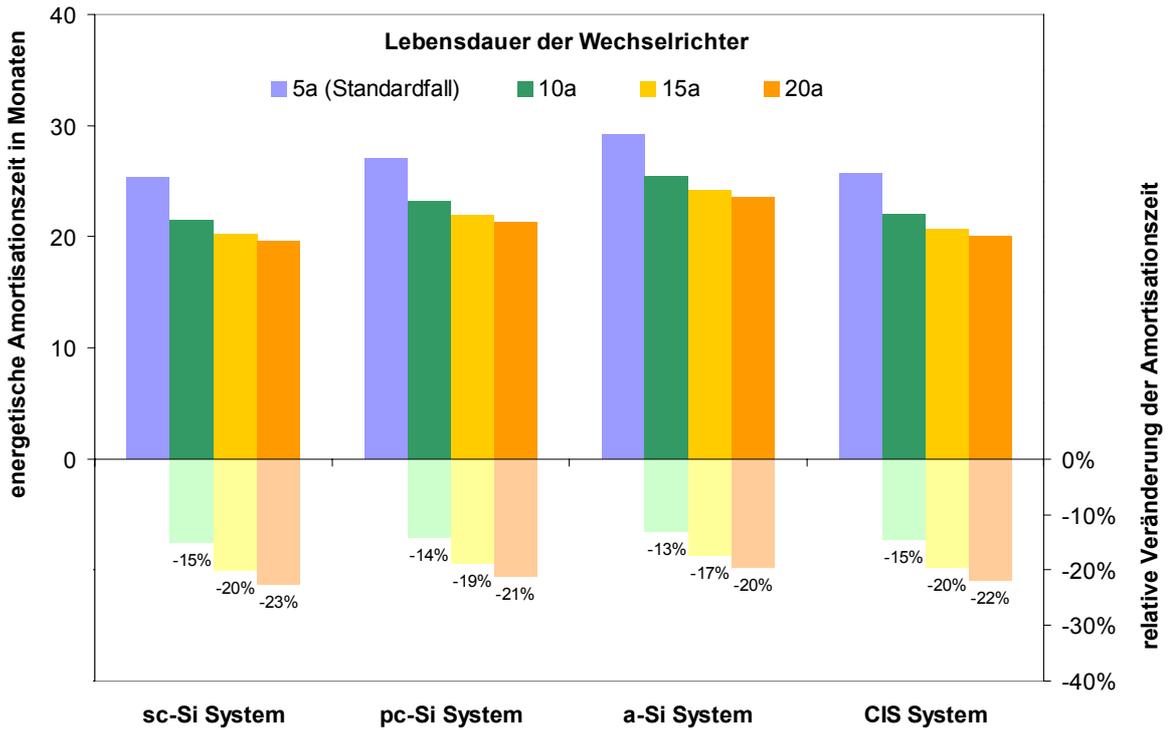


Abbildung 7-14: Relative Veränderung der Amortisationszeit durch längere Lebensdauer der Wechselrichter gegenüber dem Standardfall (Wechselrichter: 5 a) bei einer Modullebensdauer von 20 a

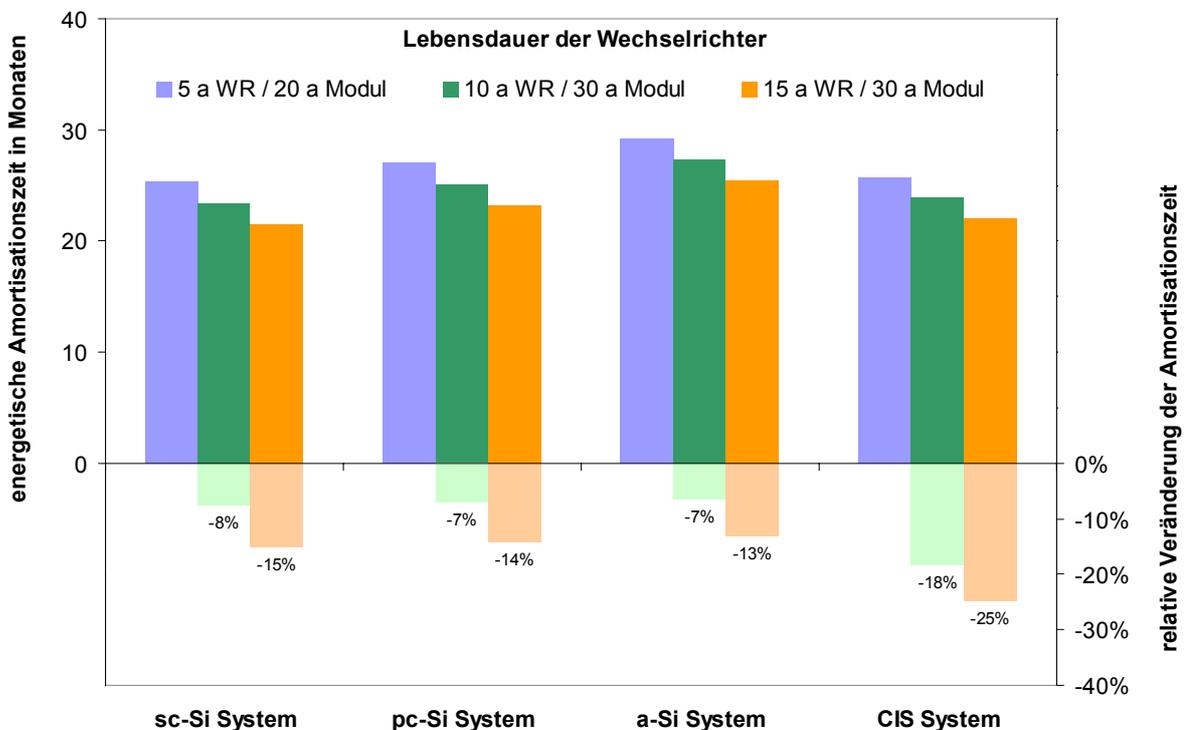


Abbildung 7-15: Amortisationszeiten bei einer Lebensdauer der PV-Module von 30 Jahren und der Wechselrichter von 10 bzw. 15 Jahren im Vergleich zum Standardfall (20 Jahre Modullebensdauer, 5 Jahre Wechselrichterlebensdauer)

7.6.3 Modulrahmen

Solarmodule heutiger Bauart sind zum größten Teil mit Aluminiumrahmen versehen. Es sind nur wenige Module mit Stahlrahmen oder gänzlich ohne Rahmung am Markt verfügbar (vgl. [Kreutzmann02]). Ob die Rahmung bei zukünftigen Modulen bestehen bleibt, wird sehr unterschiedlich eingeschätzt. Viehweg /Viehweg02/ hält es für angebracht, auch zukünftig Modulrahmen vorzusehen. Alsema /Alsema98b, Alsema00b/ hingegen argumentiert, dass heute schon einige Module sowohl mit als auch ohne Rahmen ausgeliefert werden, je nach Art der vorgesehenen Aufständering. Für die vorangegangene Untersuchung wurde angenommen, dass in Zukunft zum Teil auch aus wirtschaftlichen Gründen (Verringerung der Herstellungskosten) auf die Verwendung eines Rahmens verzichtet wird.

Betrachtet man gerahmte Module und setzt eine Masse von $1,7 \text{ kg je m}^2$ Modulfläche für den Aluminiumrahmen an /Karg03/, entspricht dies einem energetischen Mehraufwand von 310 MJ/m^2 . Für sc-Si-Systeme verlängert sich die energetische Amortisationszeit dadurch um 2,3 Monate. Bei pc-Si sind 2,6, bei a-Si 4,9 und bei CIS-Systemen rund 3,1 Monate nötig, um allein die Energieaufwendungen für den Rahmen wiederzugewinnen (siehe Abbildung 7-16).

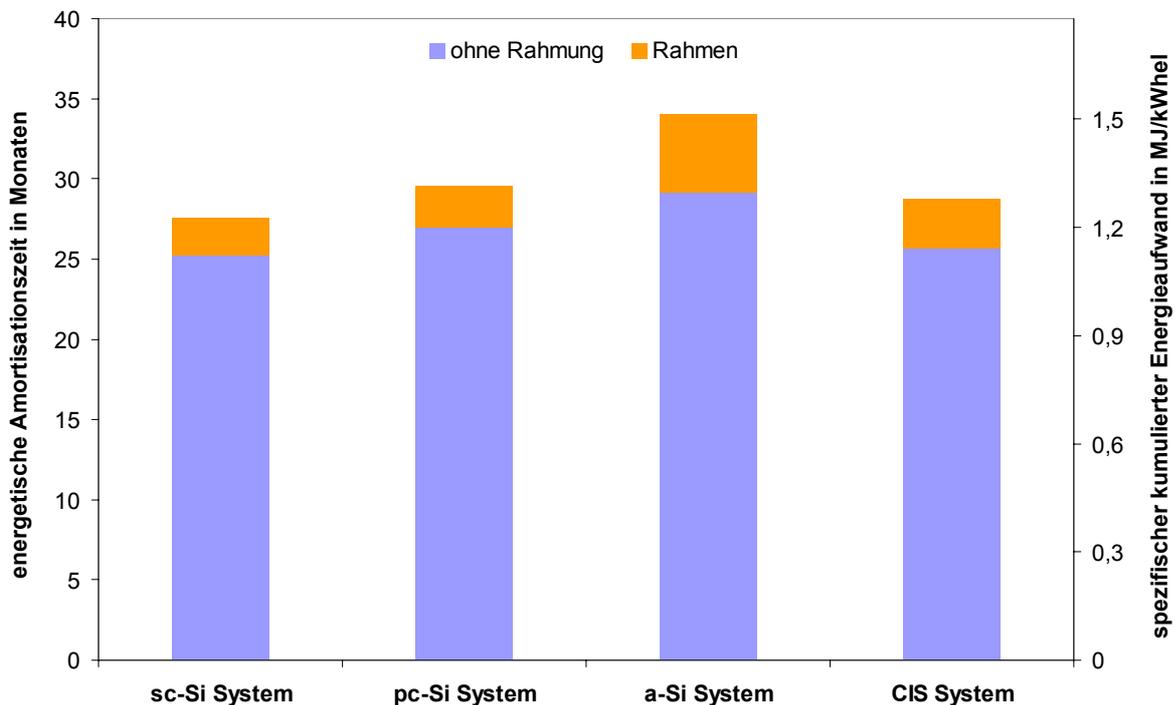


Abbildung 7-16: KEA von $3,12 \text{ kW}_{\text{el}}$ -Systemen mit Rahmung (KEA Betriebsmittel $< 1 \%$)

7.6.4 Variation des Freiflächenanteils

Die Aufständerung einer PV-Anlage auf einer Freifläche benötigt in der Regel bei Weitem mehr Material (insb. Stahlträger und Beton), als die Befestigung der PV-Module auf einer Dachfläche. Da die im Jahr 2010 auf Freiflächen installierte PV-Leistung stark von politischen Rahmenbedingungen abhängig ist, unterliegt die für den Standardfall gemachte Annahme eines Anteils von 5 % für Freiflächen einer erheblichen Unsicherheit, die jedoch auch durch weitere intensive Recherchen nicht verringert werden kann. Aus diesem Grund wurden in der Sensitivitätsanalyse die Extremwerte von 2,5 % (entspricht in etwa dem heutigen Freiflächenanteil) und von 10 % betrachtet.

Obwohl der kumulierte Energieaufwand für die Aufständerung einen Anteil von ca. 20 % am gesamten KEA der PV-Anlagen bewirkt (vgl. Kapitel 7.7), ist die Auswirkung der Verdopplung bzw. Halbierung des Freiflächenanteils unerheblich (vgl. Abbildung 7-17).

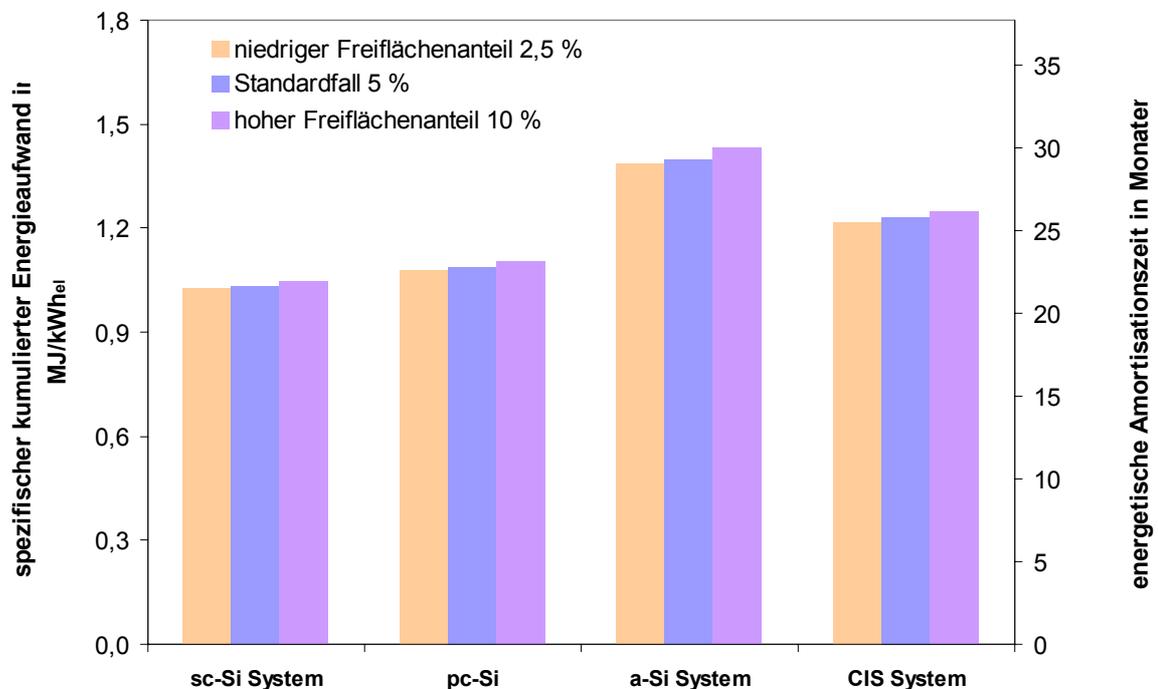


Abbildung 7-17: Variation des Freiflächenanteils

7.6.5 Einfluss der Aufwendungen für Produktionsanlagen, Gebäude und Raumkonditionierung

Wie sich in vielen Studien zum Thema ganzheitliche Bilanzierung gezeigt hat, können die energetischen Aufwendungen für Produktionsanlagen, Gebäuden und Raumkonditionierung bei Photovoltaiksystemen einen erheblichen Beitrag zum gesamten KEA verursachen (vgl. z.B. /Ampenberger98/ und /Alsema98b/).

Problematisch hierbei ist jedoch, dass Daten in diesem Bereich mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind, da sie meist auf vereinfachten Abschätzungen oder volkswirtschaftlichen Input/Output-Analysen beruhen. Messtechnische Untersuchungen, z.B. zur Klimatisierung, sind zwar vereinzelt durchgeführt worden /Hagedorn91/, diese sind aber schwer auf andere Produktionsstätten zu übertragen bzw. schlecht zu verallgemeinern, da sie stark von den äußeren Rahmenbedingungen abhängig sind. So ist z.B. der Strombedarf für die Raumluftkonditionierung eng an die klimatischen Bedingungen des Fabrikstandortes gebunden.

Auch in Rahmen dieses Projektes wurde auf der Basis diverser Herstellerangaben Abschätzungen bezüglich der energetischen Aufwendungen für Produktionsanlagen, Gebäude und Raumkonditionierung getroffen und somit nicht auf eine I/O-Analyse zurückgegriffen. Die gewonnenen Daten wurden im Anschluss mit Literaturwerten verglichen und mit verschiedenen Herstellern diskutiert. Dabei wurde nicht zwischen den vier Herstellungsprozessen unterschieden, da zum einen in allen Fällen hohe Anforderungen an die Raumlufttechnik gestellt werden und zum anderen die benötigte Gebäudefläche für den Betrieb der Maschinen vergleichbar ist.

Wie aus Tabelle 7-15 zu erkennen ist, liegen die primärenergetischen Aufwendungen je Quadratmeter Modulfläche für die Hilfsenergie mehr als eine Größenordnung über den Aufwendungen für Gebäude und Maschinen. Das hat zur Folge, dass der Anteil der Betriebsmittel am Energieaufwand für das Gesamtsystem unter einem Prozent liegt und somit eine stark untergeordnete Rolle spielt. Auch die Hilfsenergie trägt mit acht Prozentpunkten nur zu einem geringen Teil zum kumulierten Energieaufwand bei (vgl. Abbildung 7-18).

Tabelle 7-15: Energetische Aufwendungen für Produktionsanlagen, Gebäude und Raumkonditionierung je m² Modulfläche

	KEA in MJ/m²
Betriebsmittel (Gebäude, Maschinen)	19,5
Hilfsenergie	285

Vergleicht man die Ergebnisse der im Rahmen dieser Studie durchgeführten Abschätzungen mit einer I/O-Analyse, wie sie in /Ampenberger98/ angewandt wurde, zeigen sich erhebliche Unterschiede. So liegen die energetischen Aufwendungen für die Betriebsmittel bei der I/O-Analyse um den Faktor 25 über dem Wert, der mittels Herstellerangaben errechnet wurde. Und auch die Primärenergieaufwendungen für die Hilfsenergie werden auf mehr als das Doppelte bestimmt. Dadurch bedingt beeinflussen diese Faktoren den Gesamtenergieaufwand für das System wesentlich stärker, denn sie haben mit 32 % einen deutlich größeren Anteil als bei der validierten Abschätzung mit 10 %.

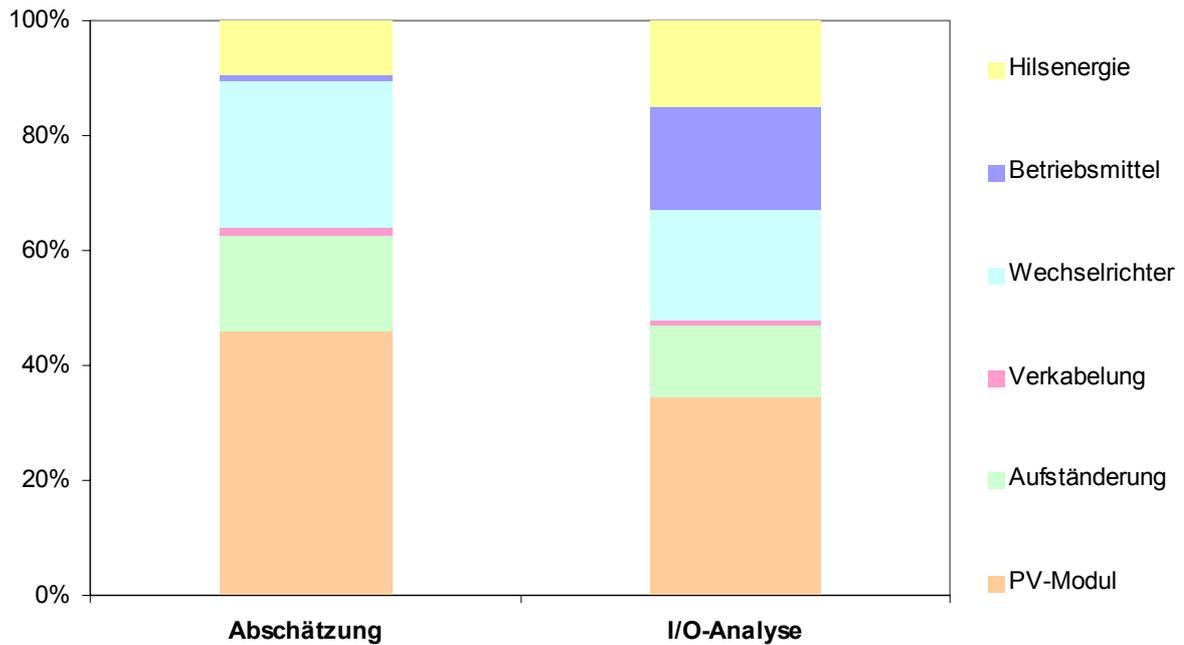


Abbildung 7-18: Anteil der Anlagenkomponenten, Hilfsenergie und Betriebsmittel am Gesamtenergieaufwand – Vergleich von validierter Abschätzung und I/O-Analyse anhand eines CIS-Systems (I/O-Daten nach /Ampenberger98/)

7.7 Zusammenfassende Darstellung

Betrachtet man die 3,12-kW_{el}-Anlagen insgesamt, so zeigt sich, dass nach den hier getroffenen Annahmen und Abschätzungen die energetischen Aufwendungen für Materialien und Prozessenergie deutlich dominieren. Der zusätzliche, und technisch nicht erforderliche, Materialeinsatz für den Aluminiumrahmen liegt primärenergetisch bewertet in der gleichen Größenordnung wie der Hilfsenergieeinsatz für die Raumluftkonditionierung. Gebäude und Betriebsmittel sind für den hier betrachteten KEA nicht relevant (siehe Abbildung 7-19).

In der Abbildung ist weiterhin zu erkennen, dass die BOS-Komponenten, Betriebsmittel und Hilfsenergie bei allen betrachteten PV-Techniken über 50 % des gesamten KEAs verursachen. Eine Optimierung des Systems bezüglich energetischer Amortisationszeit ist somit nicht allein durch die Verbesserung der Modulherstellung zu realisieren. Vor allem bei den Wechselrichtern, die mit 20 % (a-Si) bis 25 % (sc-Si) zum gesamten Primärenergieaufwand beitragen, ist sicherlich noch Verbesserungspotenzial bezüglich der Lebensdauer vorhanden. Nimmt man dagegen eine Lebensdauer des Wechselrichters von 10 Jahren an, reduziert sich der Anteil für die Herstellung des Wechselrichters am gesamten KEA auf etwa 14 % (sc-Si).

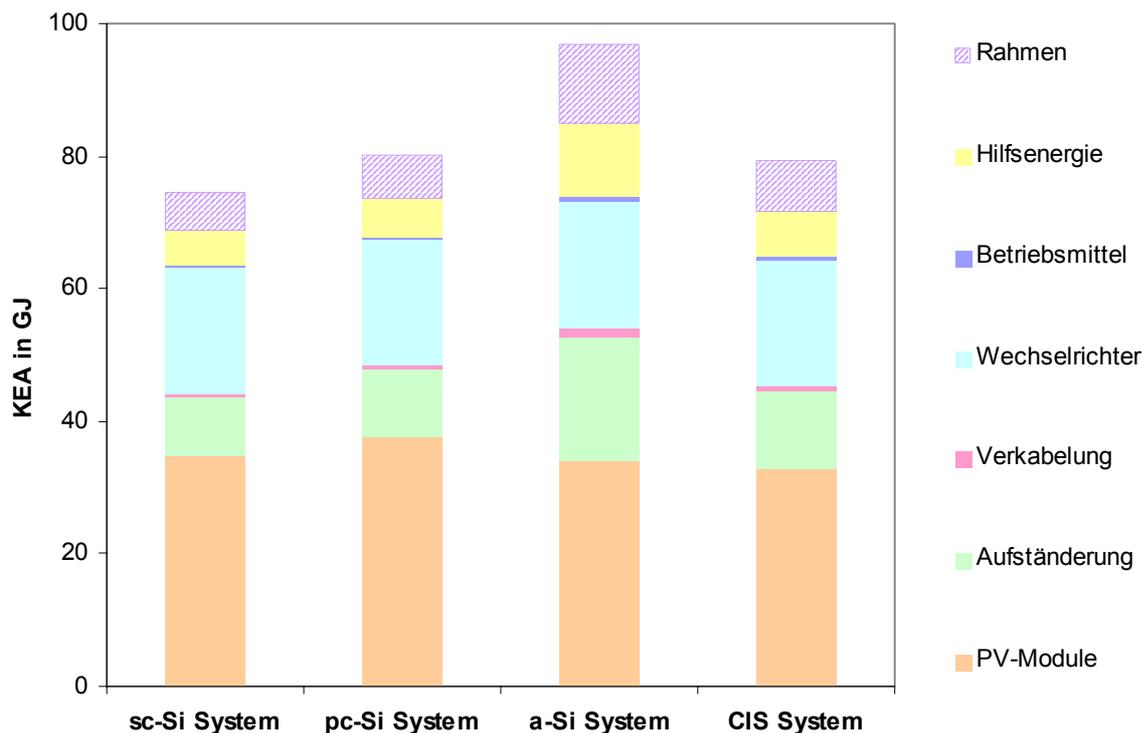


Abbildung 7-19: Kumulierter Energieaufwand der PV-Systeme

Auch die Aufständerung, mit einem Anteil im Bereich von 12 und 20 % für sc-Si- bzw. a-Si-Systeme, verursacht durch ihre große Menge Aluminiumbauteile einen hohen KEA. Zusammen mit dem Einsatz von rahmenlosen Modulen sollten hier Befestigungsmöglichkeiten gefunden werden, die auf der einen Seite zu kurzen Montagezeiten führen und dennoch eine einfache Wartung ermöglichen, andererseits aber auch nicht die Quantität und Qualität der verwendeten Bauteile berücksichtigt. Denn wie in Kapitel 7.6.3 gezeigt, bewirkt allein der Wegfall von 1,7 kg Aluminium pro Quadratmeter Modulfläche durch den Übergang zu rahmenlosen Modulen eine Reduktion der energetischen Amortisationszeit von 2,3 bis 4,9 Monaten, was einem um 5,7 bzw. 12,2 GJ reduzierten Energieaufwand für die hier betrachteten Systeme mit sc-Si bzw. a-Si entspricht.

7.8 Ergebnisse der Bilanzierung mit BALANCE

Bei der Durchführung der Bilanzierung mit dem Programm BALANCE wurde festgestellt, dass spezielle Stoffe, die bei der Produktion von PV-Systemen verwendet werden, nicht in der Datenbank enthalten sind, bzw. dass die Vorketten für die Weiterverarbeitung der Grundstoffe fehlen. Um große Bilanzierungslücken zu vermeiden, wurden - wo dies möglich war - Ersatzstoffe ausgewählt. Die Ungenauigkeiten, die aus dieser Vorgehensweise resultieren, können die Richtigkeit der Bilanzierungsergebnisse beeinträchtigen.

Zur Verdeutlichung der Problematik ist in Tabelle 7-20 im Anhang die getroffene Stoffauswahl aufgeführt. Sie bildet die Grundlage für die im Folgenden dargestellten Ergebnisse.

Tabelle 7-16: Ergebnisse der Bilanzierung der untersuchet PV Systeme mit BALANCE für den Standardfall

	KEA [GJ]	Energetische Amortisa- tionszeit [m]
sc-Si System	66,7	26,0
pc-Si System	71,1	27,8
a-Si System	72,5	38,3
CIS System	65,9	25,7

Bei einem Jahresendenergieertrag von 2.808 kWh für jedes der PV Systeme lassen sich die auf die funktionelle Einheit bezogenen Primärenergieaufwendungen wie folgt er rechnen: 1,19 MJ Primärenergie/kWh Elektrizität für das sc-Si System, 1,27 MJ/kWh für das pc-Si System, 1,29 MJ/kWh für das a-Si System und 1,17 MJ/kWh für das CIS-System.

Vergleicht man die Ergebnisse auf der Basis der BALANCE-Datenbank mit den Ergebnissen der Bilanzierung mittels FfE-Datensatz, fällt auf, dass die KEA-Werte sich um 0,3 % (a-Si) bis 5,9 % (sc-Si) unterscheiden (vgl. Abbildung 7-20).

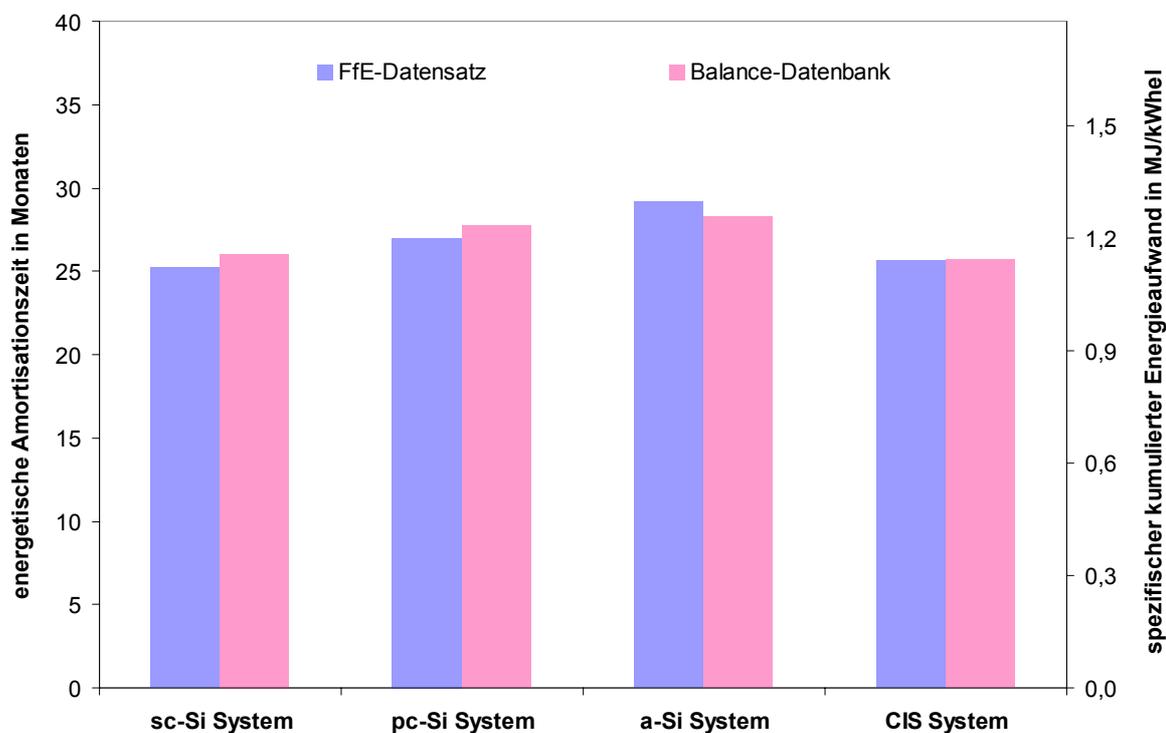


Abbildung 7-20: Vergleich der Ergebnisse mit FfE- bzw. BALANCE-Datensatz

Diese geringen Abweichungen sind dadurch zu erklären, dass die Strombereitstellung bei den hier dargestellten KEA-Bilanzen der dominierende Faktor ist. Die Datensätze der Forschungsstelle für Energiewirtschaft ($KEA_{\text{Strombereitstellung}} = 10,6 \text{ MJ/kWh}_{\text{el}}$) und die verwendeten Daten aus BALANCE ($KEA_{\text{Strombereitstellung}} = 11,1 \text{ MJ/kWh}_{\text{el}}$) stimmen hier relativ gut überein. Die vereinfachten Annahmen bezüglich der Materialbereitstellung, die aufgrund fehlender Stoff-Datensätze in BALANCE gemacht werden mussten, fallen demgegenüber deutlich weniger ins Gewicht.

Literatur zu Kapitel 7

/Ampenberger98/

Ampenberger, A., Hellriegel, E., Köhler, D.: Massen- und Energiebilanzen für die Herstellung von CIS-Dünnschichtsolarmodulen, Teilprojekt im Rahmen des Bayerischen Forschungsverbundes Solarenergie (FORSOL), Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München, 1998

/Allnoch00/

Allnoch, D. N.: Zur weltweiten Entwicklung der regenerativen Energien, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 50. Jg., Heft 5, S. 344 – 348, 2000

/Alsema97/

Alsema, E. A., Baumann, A. E., Hill, R., Patterson, M. H.: Health, safety and environmental issues in thin film manufacturing, Department of Science Technology and Society, Utrecht University, 1997

/Alsema98a/

Alsema, E. A.: Energy requirements of thin-film solar cell modules – a review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2, p. 387 – 415, 1998

/Alsema98b/

Alsema, E. A.: Energy Requirements and CO₂ Mitigation Potential of PV Systems, presented at the BNL/NREL Workshop „PV and the Environment 1998“, Keystone, CO, USA, 23-24 July 1998

/Alsema98c/

Alsema, E. A.: Energy pay-back time of photovoltaic energy systems: present status and prospects, Presented at the 2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, 6 – 10 July 1998

/Alsema00a/

Alsema, E. A.: Environmental life cycle assessment of solar home systems, Department of Science Technology and Society, Utrecht University, Report NWS-E-2000-15, <http://www.chem.uu.nl/nws>

/Alsema00b/

Alsema, E. A., Nieuwlaar, E.: Energy viability of photovoltaic systems, *Energy Policy* 28, p. 999-1010, 2000

/Bendel02/

pers. Kommunikation, Email vom 08.04.2002, Dr.-Ing. Christian Bendel, Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Verein an der Universität Gesamthochschule Kassel

/Butz01/

Butz, C.: Photovoltaik 2001: Markt, Akteure und Prognosen, Sarasin Studie, <http://www.sarasin.ch/sarasin/show/content/0,1002,1000688-2-2,00.html?lang=DE>, Basel, November 2001

/Dirnstorfer99/

Dirnstorfer, I.: Untersuchung an CuIn(Ga)Se₂-Dünnschichten und Solarzellen, Dissertation, Justus-Liebig-Universität Gießen, 1999

/Fritsche00/

Fritsche, U. R., Lenz V.: Kurzstudie: Ökobilanz zu PV- und dieselbetriebenen Bewässerungspumpenanlagen in Entwicklungsländern, Öko-Institut, Darmstadt, 2000

/Gürzenich98/

Gürzenich, D., Schuchardt, R., Wagner, H.-J.: Auswertung von Daten und Durchführung von Berechnungen zum kumulierten Energieaufwand und zu den Kosten von kleinen dezentralen Photovoltaik-Brennstoffzellensystemen, Lehrstuhl für ökologisch verträgliche Energiewirtschaft, Universität - GH - Essen, interner Bericht erstellt im Auftrag der Forschungszentrum Jülich GmbH vertreten durch das Institut für Energieverfahrenstechnik, 1998

/Gürzenich02/

Gürzenich, D.: Methodische Aspekte zu Kumulierten Energieaufwendungen und Emissionen bei Photovoltaikanlagen in der Europäischen Union, Dissertation, Ruhr-Universität Bochum, 2002

/Hagedorn92/

Hagedorn, G.; Hellriegel, E.: Umweltvorsorgeprüfung bei Forschungsvorhaben: am Beispiel von Photovoltaik. 5. Umweltrelevante Stoffströme bei der Herstellung verschiedener Solarzellen, Kernforschungsanlage (Jülich). Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung, Jülich : Forschungszentrum Jülich, 1992

/Hagedorn91/

Hagedorn, G.; Hellriegel, E., Ilmberger, F.: Meßtechnische Untersuchung bei der Fa. Phototronics Solartechnik GmbH (amorphe PV-Modulherstellung) im Rahmen des Projekts: Umweltrelevante Masseneinträge bei der Herstellung verschiedener Solarzellentypen, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München, 1991

/Hirth98/

Hirth, T.: Ökologische Betrachtung von Photovoltaik-Modulen, Diplomarbeit, Fachbereich Verfahrens- und Umwelttechnik, Technische Fachhochschule Berlin, Berlin, 1998

/IWR03/

tagesaktuelle IWR-Meldung, <http://www.iwr.de/news.php?id=5334>, 14.08.2003

Jester02 Jester, T. L.: Crystalline Silicon Manufacturing Prog. Photovolt: Res. Appl. 10, p. 99 – 106, 2002

/Jungbluth00/

Jungbluth, N., Frischknecht, R.: Literaturstudie Ökobilanz Photovoltaikstrom und Update der Ökobilanz für das Jahr 2000, Bundesamt für Energie, Schweiz, Dezember 2000

/Karg00/

Karg, F. H.: Entwicklung und Fertigung von CIS-Solarmodulen bei Siemens Solar, FVS Themen 2000, S. 145 – 150, Berlin, 2000

/Karg02/

persönliche Auskunft von Karg, F.H., Shell Solar, München, 2002

/Karg03/

persönliche Auskunft von Karg, F.H., Shell Solar, München, 2003

/Kato97/

Kato, K., Murata, A., Sakuta, K.: An evaluation on the life cycle of photovoltaic energy system considering production energy of off-grade silicon, Solar Energy Materials and Solar Cells 47, 95 – 100, Elsevier NH, 1997

/Kato98/

Kato, K., Murata, A., Sakuta, K.: Energy Pay-back Time and Life-cycle CO₂ Emission of Residential PV Power System with Silicon PV Module, Prog. Photovolt. Res. Appl. 6, 105 – 115, 1998

/Keoleian97a/

Keoleian, G., Lewis, G.: Application of Life-cycle Energy Analysis to Photovoltaic Module Design, Prog. Photovolt. Res. Appl. 5, p. 287 – 300, 1997

/Keoleian97b/

Keoleian, G., Lewis, G.: Life Cycle Design of Amorphous Silicon Photovoltaic Modules, US Environmental Protection Agency, Office of Research and Development, Washington DC, October 1997

/Löwenstein03/

Pers. Kommunikation: Telefonat vom 06.01.2003 mit Herrn V. Löwenstein, SCHÜCO International KG, Bielefeld

/ÖvE99/

Wagner, H.-J., et al.: Ökologische Bewertung und Kostenanalyse von PV-Systemen, Arbeitsbericht des Fachgebietes Ökologisch verträgliche Energiewirtschaft der Universität Essen, 1999

/Kreutzmann02/

Kreutzmann, A.: Vorgetäuschte Vielfalt – Der Modulmarkt wird durch Fantasie-Namen immer unübersichtlicher, Marktübersicht Solarmodule, Photon – Das Solarstrommagazin, 02/2002, S. 50 ff.

/DGS02/

Haselhuhn, R., Berger, F., et al.: Photovoltaische Anlagen - Leitfaden für Elektriker, Dachdecker, Fachplaner, Architekten und Bauherren, Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, Landesverband Berlin Brandenburg e.V., Berlin, 2002

/Phylipsen95/

Phylipsen, G., Alsema, E.: Environmental life-cycle assessment of multicrystalline silicon solar cell modules, a study by commission of the Netherlands Agency for Energy and the Environment, NOVEM, Report no. 95057, Utrecht, 1995

/Powella00/

Powella, M.: CIS-Dünnschichtsolarmodule, FVS Themen 2000, S. 131 - 137, Berlin, 2000

/Räuber02/

Räuber, A.; Warmuth, W.: Die PV-Szene heute – Markt, Industrie, Technologie, 17. Symposium Photovoltaische Solarenergie, 13.-15. März 2002, Staffelstein

/Sauter98/

Sauter, M.; Fischer, P.: Entwicklung eines recyclingfähigen Solarwechselrichters, Artikel zum 13. Symposium für photovoltaische Solarenergie in Staffelstein 1998, <http://www.wuseltronik.com/tdindex.htm>, S. 1-8, 22.06.00

/Suter96/

Suter, P., Frischknecht, R., et al.: Ökoinventare von Energiesystemen, CD-ROM, Bundesamt für Energiewirtschaft, Bern, Schweiz, 1996

/Viehweg02/

Pers. Kommunikation: Arbeitstreffen vom 29.11.2002 mit J. Viehweg, Projektträger Jülich

/Wagner00/

Wagner, E.: Nutzung erneuerbarer Energien durch die Elektrizitätswirtschaft, Stand 1999, Elektrizitätswirtschaft, Jg. 99 (2000), Heft 24

/Wiesner02/

pers. Kommunikation: Email vom 22.03.2002, Professor Dr.-Ing. Wolfgang Wiesner, Fachbereich Landmaschinentechnik, Fachhochschule Köln

Anhang zu Kapitel 7

Tabelle 7-17: Tabellarisches Ablaufschema zum Herstellungsprozess von multikristalliner PV-Module (Angaben pro m² Zellenfläche)

Prozess-Schritt	Input (Stoff o. Energie)	Input-masse [kg]	Prozess-energie-aufwand [kWh,EE]	Emissionen / Nebenprodukte	Masse [kg]	Bemerkung
Quarzförderung						
	Prozess-energie		0,08			
				Staub (grob)	0,00009	
				Staub (lungengängig)	0,00001	Exploration und Mahlen
sog-Si Produktion						
	SiO ₂	2,03				
	HCl (20 %)	43				Kohlenstoff und SiO ₂ Reinigung
	Na ₂ CO ₃	0,69				Glasfaserherstellung
	CaCO ₃	1,29				Glasfaserherstellung
	Al ₂ O ₃	0,76				Glasfaserherstellung
	Graphit-elektroden	0,84				Reduktion von SiO ₂
	Prozess-energie		9,2			Reduktion von SiO ₂
				CaCl ₂	11,9	Prozess-emission
				NaCl	0,76	Prozess-emission
				CO ₂	4,03	Prozess-emission
				Fluorhaltiger Staub	7,60E-07	Prozess-emission
				Chlorhaltiger Staub	0,002	Prozess-emission
				Si-Reste	0,0008	Festabfall
Gießen / Kontourierung						Elektromagnet. Guss
	Argon	0,26				
	Prozess-energie		8			

Prozess-Schritt	Input (Stoff o. Energie)	Input-masse [kg]	Prozess-energie-aufwand [kWh,EE]	Emissionen / Nebenprodukte	Masse [kg]	Bemerkung
				Argon	0,26	
				kontaminiertes Si	0,036	Randabschnitt
Sägen	Mineralöl	0,46				
	SiC Partikel	0,6				
	Prozess-energie		8			
				Mineralöl	0,46	in Sägeöl
				SiC Partikel	0,6	in Sägeöl
	Al ₂ O ₃	0,76				Glasfaserherstellung
	Graphitelektroden	0,84				Reduktion von SiO ₂
	Prozess-energie		9,2			Reduktion von SiO ₂
				CaCl ₂	11,9	Prozess-emission
				NaCl	0,76	Prozess-emission
				CO ₂	4,03	Prozess-emission
				Fluorhaltiger Staub	7,60E-07	Prozess-emission
				Chlorhaltiger Staub	0,002	Prozess-emission
				Si-Reste	0,0008	Festabfall
Gießen / Kontourierung						Elektromagnet. Guss
	Al ₂ O ₃	0,76				Glasfaserherstellung
	Graphit-elektroden	0,84				Reduktion von SiO ₂
	Prozess-energie		9,2			Reduktion von SiO ₂
				CaCl ₂	11,9	Prozess-emission
				NaCl	0,76	Prozess-emission
				CO ₂	4,03	Prozess-emission
				Fluorhaltiger Staub	7,60E-07	Prozess-emission

Prozess-Schritt	Input (Stoff o. Energie)	Input-masse [kg]	Prozess-energie-aufwand [kWh,EE]	Emissionen / Nebenprodukte	Masse [kg]	Bemerkung
				Chlorhaltiger Staub	0,002	Prozess-emission
				Si-Reste	0,0008	Festabfall
Gießen / Kontourierung						Elektromagnet. Guss
	Argon	0,26				
	Prozess-energie		8			
				Argon	0,26	
				kontaminiertes Si	0,036	Randabschnitt
Sägen	Mineralöl	0,46				
	SiC Partikel	0,6				
	Prozess-energie		8			
				Mineralöl	0,46	in Sägeöl
				SiC Partikel	0,6	in Sägeöl
				Si	0,365	Sägeverlust (in Mineralöl)
Waferreinigung	Reinigungsmittel	0,159		Reinigungsmittel	0,159	Waferreinigung nach Sägen
Zellenherstellung	Prozess-energie		7,6			inkl. Test der Zellen
Saw damage etch und Texturierung	NaOH	0,61				
	H ₂ SO ₄	0,45				Neutralisation von NaOH
	Prozess-energie					
				Na ₂ SO ₄	0,37	
Emitterbildung	Phosphor-paste	z.v.				
mechan. Kantenaufbereitung				Siliziumstaub	z.v.	Polieren
Kontaktierung						
Siebdruck Frontkontakte	Ag-Paste	0,003				hier nur Silberanteil
	Lösemittel	0,001				Anteil in Ag-Paste
Siebdruck Rück	Al-Paste	0,005				hier nur Al-

Prozess-Schritt	Input (Stoff o. Energie)	Input-masse [kg]	Prozess-energie-aufwand [kWh,EE]	Emissionen / Nebenprodukte	Masse [kg]	Bemerkung
kontakt						anteil
	Lösemittel in Al-Paste	0,001				Lösemittelanteil der Al-Paste
	Oxidzwischen-schicht	z.v.	z.v.			zur Passivierung (z.B. SiO ₂)
				H ₂ O + CO ₂	0,001	Prozess-emissionen beim Einbrennen der Kontakte
				Lösemittel	0,002	Terpineol und Dibutylphthalat
Passivierung und Antireflex-Beschichtung	Titanium isopropoxide	0,009				
	N ₂	0,1				flow gas
				TiO _x	0,0002	im Abwasser
				TiO _x	0,0023	als Feststoff
				Isopropanol	0,007	Luftemission
				Wasserdampf	0,001	Luftemission
				N ₂	0,1	Luftemission
Modulproduktion (ohne Rahmung)	Prozess-energie		3,6			z.B. Laminieren (bei 120 - 150°C)
Zellenverschaltung	Cu	0,0198				
	Sn	0,0022				
	Glasabdeckung	8,12				3 mm chem. geh. Glas
	EVA	0,275				Vorseite (0,25 mm)
	EVA	0,275				Rückseite (0,25 mm)
	Oxidzwischen-schicht	z.v.	z.v.			zur Passivierung (z.B. SiO ₂)
				H ₂ O + CO ₂	0,001	Prozess-emissionen beim Einbrennen der Kontakte
				Lösemittel	0,002	Terpineol und

Prozess-Schritt	Input (Stoff o. Energie)	Input-masse [kg]	Prozess-energie-aufwand [kWh,EE]	Emissionen / Nebenprodukte	Masse [kg]	Bemerkung
						Dibutylphtalat
Passivierung und Antireflex-Beschichtung	Litium-isopropoxide	0,009				
	N ₂	0,1				flow gas
				TiO _x	0,0002	im Abwasser
				TiO _x	0,0023	als Feststoff
				Isopropanol	0,007	Luftemission
				Wasserdampf	0,001	Luftemission
				N ₂	0,1	Luftemission
Modulproduktion (ohne Rahmung)	Prozess-energie		3,6			z.B. Laminieren (bei 120 - 150°C)
Zellenverschaltung	Cu	0,0198				
	Sn	0,0022				
	Glasabdeckung	8,12				3 mm chem. geh. Glas
	EVA	0,275				Vorseite (0,25 mm)
	EVA	0,275				Rückseite (0,25 mm)
	Tedlar-Al-Tedlar	0,1598				Dicke = 125 Mikrometer
	Al in Tedlar	0,0002				Dicke = 50 Mikrometer
Kantenversiegelung	Polysulfid Elastomer	0,67				
Anschlussdose	Polyester	0,49				
				EVA	0,024	Abfall
				Polysulfid Elastomer	0,054	
				Abgas	n.b.	

Tabelle 7-18: Tabellarisches Ablaufschema zum Herstellungsprozess von monokristalliner PV-Module (Angaben pro m² Zellenfläche)

Prozess-Schritt	Input (Stoff o. Energie)	Input-masse [kg]	Prozess-energie-aufwand [kWh,EE]	Emissionen / Nebenprodukte	Masse [kg]	Bemerkung
Quarzförderung						
	Prozess-energie		0,08			
				Staub (grob)	0,00009	
				Staub (lungengängig)	0,00001	Exploration und Mahlen
sog-Si Produktion						
	SiO ₂	2,03				
	HCl (20 %)	43				Kohlenstoff und SiO ₂ Reinigung
	Na ₂ CO ₃	0,69				Glasfaserherstellung
	CaCO ₃	1,29				Glasfaserherstellung
	Al ₂ O ₃	0,76				Glasfaserherstellung
	Graphitelektroden	0,84				Reduktion von SiO ₂
	Prozess-energie		9,2			Reduktion von SiO ₂
				CaCl ₂	11,9	Prozess-emission
				NaCl	0,76	Prozess-emission
				CO ₂	4,03	Prozess-emission
				Fluorhaltiger Staub	7,60E-07	Prozess-emission
				Chlorhaltiger Staub	0,002	Prozess-emission
				Si-Reste	0,0008	Festabfall
Czochralski-Prozess						
	Argon	0,77				
	Prozess-energie		15			
				Argon	0,77	

Prozess-Schritt	Input (Stoff o. Energie)	Input-masse [kg]	Prozess-energie-aufwand [kWh,EE]	Emissionen / Nebenprodukte	Masse [kg]	Bemerkung
Sägen	Mineralöl	0,46				
	SiC Partikel	0,6				
	Prozess-energie		8			
				Mineralöl	0,46	in Sägeöl
				SiC Partikel	0,6	in Sägeöl
				Si	0,365	Sägeverlust (in Mineralöl)
Waferreinigung	Reinigungsmittel	0,159		Reinigungsmittel	0,159	Waferreinigung nach Sägen
Zellenherstellung	Prozess-energie		7,6			inkl. Test der Zellen
Saw damage etch und Texturierung	NaOH	0,61				
	H ₂ SO ₄	0,45				Neutralisation von NaOH
	Prozess-energie					
				Na ₂ SO ₄	0,37	
Emitterbildung	Phosphorpaste	z.v.				
mechan. Kanten-aufbereitung				Siliziumstaub	z.v.	Polieren
Kontaktierung						
Siebdruck Frontkontakte	Ag-Paste	0,003				hier nur Silberanteil
	Lösemittel	0,001				Anteil in Ag-Paste
Siebdruck Rückkontakt	Al-Paste	0,005				hier nur Al-anteil
	Lösemittel in Al-Paste	0,001				Lösemittelanteil der Al-Paste
	Oxidzwischen-schicht	z.v.	z.v.			zur Passivierung (z.B. SiO ₂)

Prozess-Schritt	Input (Stoff o. Energie)	Input-masse [kg]	Prozess-energie-aufwand [kWh,EE]	Emissionen / Nebenprodukte	Masse [kg]	Bemerkung
				H ₂ O + CO ₂	0,001	Prozessemissionen beim Einbrennen der Kontakte
				Lösemittel	0,002	Terpineol und Dibutylphthalat
Passivierung und Antireflex-Beschichtung	Titanium isopropoxide	0,009				
	N ₂	0,1				flow gas nach LEE
				TiO _x	0,0002	im Abwasser
				TiO _x	0,0023	als Feststoff
				Isopropanol	0,007	Luftemission
				Wasserdampf	0,001	Luftemission
				N ₂	0,1	Luftemission
Modulproduktion (ohne Rahmung)	Prozess-energie		3,6			z.B. Laminieren (bei 120 - 150°C)
Zellenverschaltung	Cu	0,0198				
	Sn	0,0022				
	Glasabdeckung	8,12				3 mm chem. geh. Glas
	EVA	0,275				Vorseite (0,25 mm)
	EVA	0,275				Rückseite (0,25 mm)
	Tedlar-Al-Tedlar	0,1598				Dicke = 125 Mikrometer
	Al in Tedlar	0,0002				Dicke = 50 Mikrometer
Kantenversiegelung	Polysulfid Elastomer	0,67				
Anschlussdose	Polyester	0,49				
				EVA	0,024	Abfall
				Polysulfid Elastomer	0,054	
				Abgas	n.b.	

Tabelle 7-19: Tabellarisches Ablaufschema zum Herstellungsprozess amorpher Silizium PV-Module (Angaben pro m² Zellenfläche)

	Prozessschritt	Input (Stoff o. Energie)	Input-masse [kg]	PEA [kWh,EE]	KEA,M*
Material-deposition	Substratreinigung	Prozessenergie		5,01	
	Substrat	rostfreier Stahl (Typ 430)	1		
	Back Reflector Deposition	Prozessenergie		6,58	
	Back Reflector Deposition	Div. Materialien			0,69
	a-Si Deposition	Prozessenergie		8,23	
	a-Si Deposition	Depositions-materialien			17,69
	TOC Deposition	TOC	z.v.		
	TOC Deposition	Prozessenergie		7,10	
	TOC Ätzung	Prozessenergie		1,52	
	Passivierung	Prozessenergie		1,52	
Kontaktierung	Siebdruckverfahren	Prozessenergie		1,52	
	Siebdruckverfahren	Metallpasten, div. Mat.	z.v.		
Modulverschaltung	Modulverschaltung	div. Materialien			4,82
Verkapselung	Verkapselung	Prozessenergie		12,20	
	Verkapselung	EVA/Tefzel, Diverses	2,22		217,09
	Montage auf Stahlplatte (Rückplatte)	galvanized mild Stahl	2,18		106,82
Rahmung	Rahmen	anodized extruded Aluminium	3,34		
	Summe		8,736		
	Summe ohne Rahmung		5,395		

Tabelle 7-20: Stoffauswahl und spezifische Kumulierte Energieaufwendungen

Stoff originär	Verwendeter Datensatz	Verwendeter spez. KEA FfE	Stoffauswahl BALANCE	spez. KEA BALANCE	Bemerkung
		[MJ/kg]		[MJ/kg]	
Ag-Paste	Silber	8,10	Eisenerz ab Abbau	2,71	Trägermaterial vernachlässigt
Al/Ag-Paste	Aluminium-Silber-Mix	5,61	-	-	Trägermaterial vernachlässigt
Al ₂ O ₃	Tonerde	1,60	Ton ab Grube	0,02	Glasfaserherstellung
Aluminium	Al frei Halbzeugwerk (Deutschland Mix)	154,99	Aluminium 0 % Rec. Aluminium 100 % Rec.	155,02	Mix aus 75 % Primär- Al. und 25 % Sekundär Al.
Ammoniak	Ammoniak	33,48	Ammoniak	35,28	
Argon	Argon	5,94	Argon ab Luftzerlegung	5,52	
Beton	Normalbeton	0,66	Beton (ohne Armierungseisen)	0,93	
CaCO ₃	Kalksteinmehl	0,65	Kalkstein	0,12	
Cu	Kathoden-Cu-Mix frei Halbzeugwerk (D)	38,51	Kupfer	115,21	
Cu-Kabel	Kupferkabel	78,16	Kupfer	115,21	
Epoxidharz	Epoxidharz	140,00	Alkydharzlack	0,00	
EVA	EVA	97,80	Ethylen	75,55	Ethylen-Vinyl-Azetat Polyolefin Basispolymer für Schmelzklebstoffe
galvanisierter Stahl	Elektrol. verzinnnes Weißblech	29,96	Stahl niedriglegiert	39,55	
Glas	Flachglas	14,25	Glas (Flach-) unbeschichtet	13,86	
Graphitelektroden	Graphitelektroden	101,75	Steinkohlekoks	35,66	Heizwert: 28,7 MJ/kg
H ₂ SO ₄	H ₂ SO ₄	2,04	Schwefelsäure	5,64	
HCl	Chlor	19,50	Chlorwasserstoff	25,25	
Mineralöl	Schmieröl	42,73	Heizöl S ab Regional-lager Euro	53,94	
Na ₂ CO ₃	Soda	34,26	Soda	15,75	
NaOH	NaOH	21,80	Natronlauge	24,75	
Polyester	Polyester	180,00	Gummi EPDM	112,93	
Polystyrol	Polystyrol	69,30	Polystyrol schlagfest	98,21	
Polysulfid Elastomer	Gummi	116,80	Gummi EPDM	112,93	Markenname:Thiokol

Stoff originär	Verwendeter Datensatz	Verwendeter spez. KEA FfE	Stoffauswahl BALANCE	spez. KEA BALANCE	Bemerkung
		[MJ/kg]		[MJ/kg]	
Elastomer					(Polysulfid-Kautschuk)
PVC	PVC-Granulat	53,65	PVC schlagfest	95,32	
Reduktionsstoffe		17,13	-	-	nach Alsema
Reinigungsmittel	Reinigungsmittel	36,00	-	-	UBA: 7-10 kWh Primärenergie pro kg
rostfreier Stahl	Feinblech unbeschichtet (Oxygenstahl)	27,08	Stahl niedriglegiert	39,55	
SiC	SiC	113,37	-	-	Nach Alsema
SiCl ₄	SiCl ₄	17,55	-	-	Nach Alsema
SiO ₂	Quarzsand	0,34	Sand für Bau	0,0,16	
Zinn	Zinn	67,37	Kupfer	115,21	Sn
Stickstoff	Stickstoff	5,93	Stickstoff ab Luftzerlegung	8,69	Nach LEE
Tedlar	Extrudiertes PVC	59,94	PVC schlagfest	95,32	Tedlar - Marke von Du Pont / Polyvinylfluorid (PVF)
Titaniumisopropoxide					Antireflexbeschichtung Titanisopropoxid Ti(OPr) ₄ oder Ti[(CH ₃) ₂ CHO] ₄
Radox	Polystyrol	69,30	Polystyrol schlagfest	98,21	
Messing	Messing	53,00	Kupfer	115,21	CuZn37 nach LEE
Polycarbonat	Polycarbonat	107,00	Polycarbonat	128,08	Nach LEE
Polyamid	Polyamid 6	177,23	PET 0 % Rec.	121,29	Nach LEE

8 Windenergie

Dipl.-Ing. Rodoula Tryfonidou, Prof. Dr.-Ing. Herrman-Josef Wagner

Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Ruhr-Universität Bochum

8.1 Einleitung

Die Nutzung der Windenergie in Deutschland hat in der Zeit von 1990 (Verabschiedung des Stromeinspeisegesetzes) bis heute eine dynamische Entwicklung erfahren.

Ende des Jahres 2003 waren laut /VDEW04/ 15.387 Windenergieanlagen (WEA) mit einer Leistung von 14.609 MW in Deutschland installiert, die nach Schätzungen insgesamt etwa 18,5 Mrd. kWh Strom ins Netz eingespeist haben. Die außerordentliche Entwicklung der Windenergie in Deutschland wird deutlicher bei dem Vergleich mit den gesamteuropäischen und weltweiten Aktivitäten. Abbildung 8-1 zeigt das etwa 50 % der europäischen und 40 % der weltweit installierten Leistung auf Deutschland zufällt.

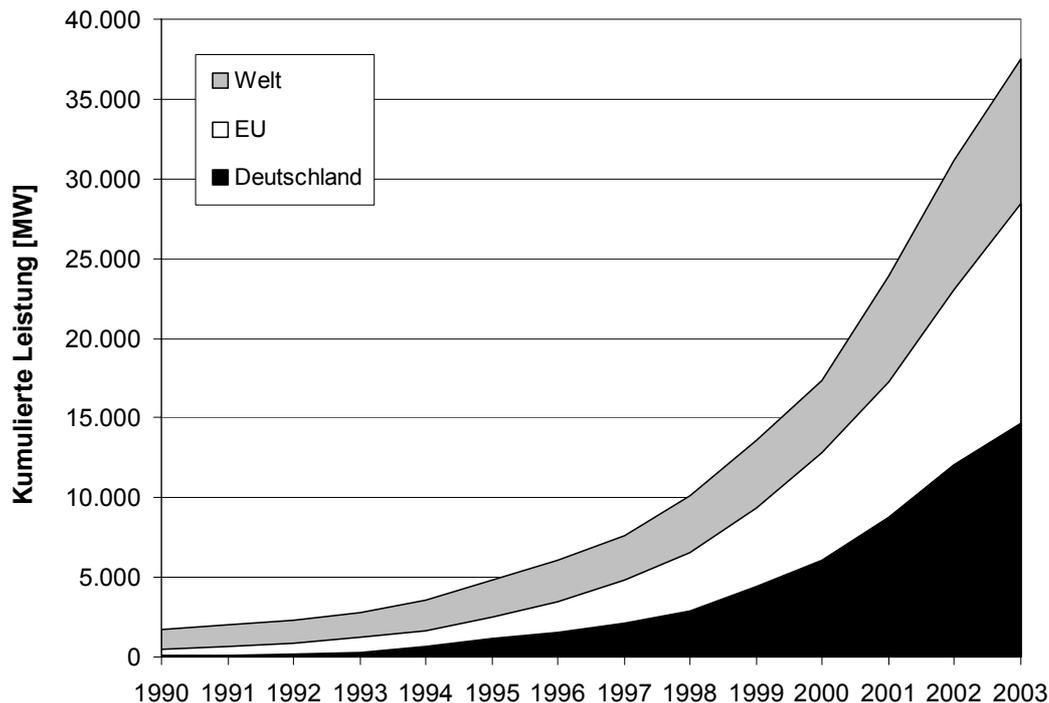


Abbildung 8-1: Windenergienutzung im internationalen Vergleich [BWE03; EWEA03; EWEA04; AWEA03a]

Da in der letzten Dekade der Markt für die Windenergie in Deutschland sehr stark gewachsen ist, wird für die nächsten Jahre eine Sättigung des Marktes bzw. ein deutlicher Rückgang der Zahl neu installierter Anlagen erwartet. Diese Prognose gründet sich auf be-

grenzten Kapazitäten geeigneter Landstandorte. Auch der Ersatz älterer, leistungsschwacher WEA durch moderne Anlagen (Repowering) wird die negative Tendenz nicht umkehren.

Um dennoch die Dynamik des Windenergieausbaus aufrecht zu erhalten und somit das Ziel der Bundesregierung, den Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2010 zu verdoppeln (bezogen auf das Ausgangsjahr 2000) zu erreichen, müssten bis zum Jahr 2010 ca. 15.000 MW installierte Windleistung realisiert werden /BMU01; Bund02/. In diesem Konzept ist die Erschließung geeigneter Standorte auf See (offshore) mit einer gesamtinstallierten Leistung von 2.000 MW („optimistisch verhaltenes Szenario“) bis 3.000 MW („optimistisches Szenario“) bis zum Jahr 2010 vorgesehen. Die Grundlage für beide Szenarien bildet die Erfahrung mit der Errichtung und dem Betrieb der ersten offshore Windparks in größeren Tiefen und den entsprechenden Bedingungen. Im Falle positiver Erfahrungen wird das optimistische Szenario der Prognose zugrunde gelegt; andernfalls wird das eher verhalten optimistische Szenario erwartet /Rehfeldt01/. Angesichts der bisherigen Entwicklung ist die Erreichung dieses Ziels bereits im Jahr 2004 auch ohne die Nutzung von offshore Standorten möglich.

Auch im Internationalen Kontext werden Zukunftsziele für die Windenergienutzung formuliert. Sowohl die Europäische Union mit dem White Paper als auch die Internationale Energie Agentur (IEA) haben Zielsetzungen bzw. Prognose zum weiteren Ausbau der Windenergie in Europa veröffentlicht. Beide Szenarien werden von der Zielformulierung der European Wind Energy Association (EWEA) übertroffen. Abbildung 8-2 gibt einen Überblick über den bis zum Jahr 2010 als Ziel formulierten Ausbau der Windenergienutzung in Europa.

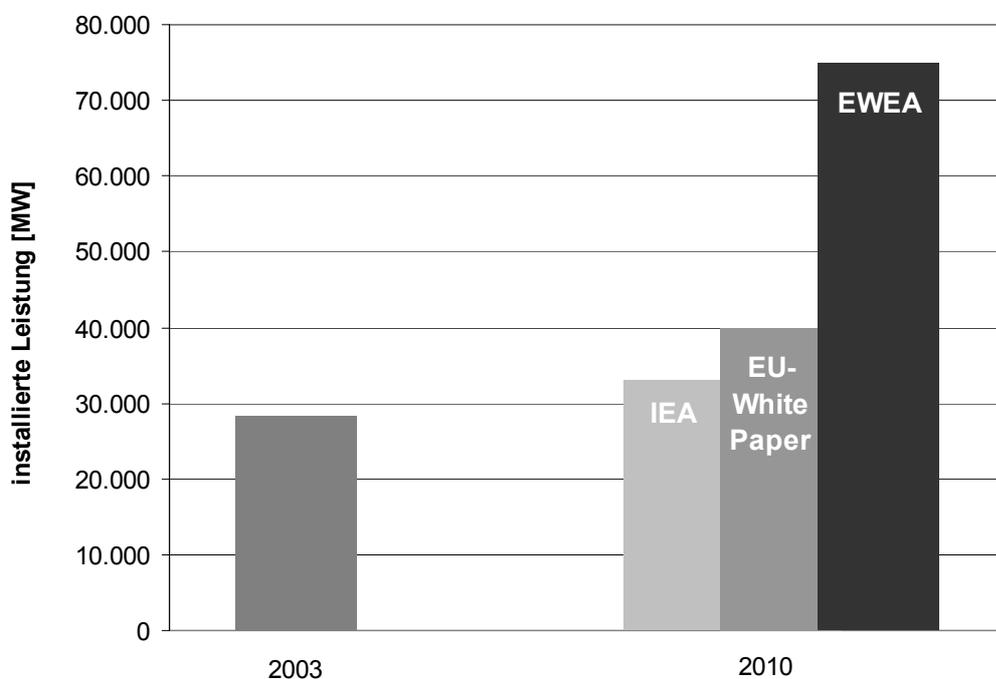


Abbildung 8-2:

Szenarien zur Entwicklung der Windenergienutzung in Europa [EWEA03]

Angesichts der Ausbauraten der letzten Jahren und der Optionen des offshore Ausbaus ist das Szenario der IEA als sehr konservativ einzuschätzen. Hingegen wird bei der

Prognose von EWEA für das Jahr 2010 vom Fortführen des aktuellen positiven Trends für die Windenergienutzung unter der Voraussetzung politischer Unterstützung innerhalb der EU ausgegangen. Basierend auf diesen Prämissen wird in der EWEA-Zielsetzung für das Jahr 2010 ein Anteil von etwa 28.000 MW installierter Leistung allein in Deutschland vorhergesagt. Es ist offensichtlich, dass dieses Ziel nur durch einen massiven Ausbau der offshore Aktivitäten zu erreichen ist.

Aktuell befinden sich die Vorhaben an den offshore Standorten in Deutschland im Planungsstadium. Bei der Erschließung der offshore Windenergienutzung müssen die Belange konkurrierender Nutzungen (Schiff- und Luftfahrt, Natur- und Umweltschutz, wirtschaftliche und militärische Nutzungen) berücksichtigt werden. Vor dem Hintergrund des europäischen und internationalen Rechts wird zwischen Standorten innerhalb der 12-Seemeilen-Zone (deutsches Hoheitsgebiet) und außerhalb der 12-Seemeilen-Zone (Ausschließliche Wirtschaftszone - AWZ) unterschieden.

Nach Auswertung der potenziellen Eignungsgebiete in Nord- und Ostsee wurde eine Kapazität von insgesamt 3.425 MW bis 6.650 MW ermittelt, wobei ca. 75 % davon der Nordsee zugeordnet werden /Bund02/. Tabelle 8-1 gibt einen Überblick zu den insgesamt beantragten und den bisher genehmigten offshore Windparks in der deutschen AWZ /Bund02; BSH01/02/.

Tabelle 8-1: Beantragte und genehmigte offshore Projekte in der AWZ (Stand Ende 2003)

	Zahl der Anträge	Leistung der Pilotphase	Leistung der Ausbauphase
Nordsee	22	ca. 5.000 MW	58.500 MW
Ostsee	7	ca. 1.500 MW	4.600 MW
Genehmigte Projekte			
Borkum West (2001)		60 MW bis 2006	1.100 MW
Butendiek (2002)		400 MW bis 2010	

Aus obiger Tabelle wird ersichtlich, dass die Nutzung der offshore Potenziale in Deutschland noch in den Anfängen steckt. Andere europäische Länder wie Dänemark und Schweden haben bereits Erfahrung mit Windenergieprojekten auf See, allerdings beschränken sich diese nur auf den Inshore Bereich (küstenaher Bereich). Zwar wurde der erste offshore Windpark „Horns Rev“ in Jahr 2002 in Dänemark errichtet, die Rahmenbedingungen (Wassertiefe bis zu 14 m und Küstenentfernung von 14 km) unterscheiden sich jedoch wesentlich von denen der in Deutschland geplanten Projekte /HornsRev03/. Aufgrund gesellschaftspolitischer Anliegen sollen in der Deutschen Bucht große Entfernungen zur Küste (ab etwa 100 km) und somit Wassertiefen um die 30 m - 40 m realisiert werden.

Tabelle 8-2 gibt einen Überblick über die gegenwärtig installierte Offshore-Leistung in der Europäischen Union und die Zielsetzungen für das Jahr 2010 in Deutschland und der EU /CA-OWEE01; BMU01/. Eben dieselben Studien schätzen das gesamte offshore Potenzial in Deutschland mit etwa 13.000 MW und entsprechend 45 TWh jährlichen Stromertrag ein.

Tabelle 8-2: Installierte offshore Leistung in der EU und in Deutschland

Jahr	Inst. offshore Leistung in der EU	Inst. offshore Leistung in der BRD
2000	80 MW	0 MW
2010 (Ziel)	10.000 MW	2.000-3.000 MW

Aufgrund der erschwerten Rahmenbedingungen und der damit verbundenen Kosten, sehen die Konzepte zur offshore Windenergienutzung in Deutschland den Einsatz von Multimegawatt WEA vor. Ein Prototyp der Fa. Enercon mit einer Nennleistung von 4,5 MW befindet sich bereits im onshore Testbetrieb. Hersteller wie REpower Systems AG, Nordex, und Pfleiderer arbeiten zurzeit an der Entwicklung von 5 MW Windkraftanlagen. Erste Prototypen dürften im Laufe des Jahres 2004 zunächst an Land aufgestellt werden. Die technische Entwicklung einerseits, die Genehmigungshürden andererseits sowie die große finanzielle Herausforderungen, die mit den großdimensionierten offshore Projekten einhergehen, haben zeitliche Verzögerungen verursacht, in Folge derer das eher konservative Ziel aus Tabelle 8-2 erreicht werden kann. Umfragen innerhalb der Windindustrie bestätigen dieses Szenario und gehen davon aus, dass bis zum Jahr 2010 etwa 2.000 MW offshore Leistung installiert sein wird. /Molly02/.

8.2 Systembeschreibung

8.2.1 Offshore Windpark 2010

In der vorliegenden Studie wird ein offshore Windpark in der Deutschen Bucht betrachtet. Da zum Zeitpunkt der Untersuchung noch kein offshore Projekt in Deutschland realisiert wurde, handelt sich bei dem betrachteten System um ein fiktives Projekt. Allerdings gibt es sowohl seitens der Betreiber, als auch der Anlagenhersteller konkrete Pläne zur Realisierung von offshore Projekten in der nahen Zukunft.

Die hier durchgeführte Untersuchung eines Windparks basiert auf Angaben und Daten geplanter Projekte ohne dabei ein konkretes Projekt zu beschreiben. Vielmehr wurden die Daten aus allen beteiligten Branchen zusammengetragen und ein künftiger **Offshore Windpark 2010** „entworfen“. Bezüglich des Standortes wurden die Parameter für den ersten genehmigten Windpark in der Deutschen Bucht herangezogen. Es handelt sich um das Projekt „Borkum West“, das von der Fa. Prokon Nord geplant und in den nächsten Jahren realisiert werden soll. In Tabelle 8-3 wird ein Überblick über die Topographie und die Parametrisierung des Windparks 2010 gegeben /Klemt02/.

In dieser Studie wird aus Gründen der Überschaubarkeit eine Teilung des Windparks in zwei Subsysteme vorgenommen. Komponenten, die der Technologie der Windenergienutzung zugeordnet werden, d.h. die Windenergieanlagen mit Rotor, Gondel, und Turm bilden das erste Subsystem. Das zweite Subsystem umfasst die Komponenten der offshore Technologie wie Fundamente, Verkabelung und Umspannstation. Die Darstellung dieses Konzeptes ist in Abbildung 8-3 zu finden.

Tabelle 8-3: Topographie und Parametrisierung des untersuchten Windparks in der Nordsee

Offshore Windpark 2010	
WEA	40 x 5 MW
Wassertiefe	20 m – 30 m
Entfernung zum Festland	100 km
Gesamtfläche des Windparks	ca. 18 km ²
Mittlere Windgeschwindigkeit in 80 m Höhe	9,2 m/s
Volllaststunden (brutto ³)	4.400 h/a
Prognostizierter Jahresenergieertrag (netto)	700 GWh/a

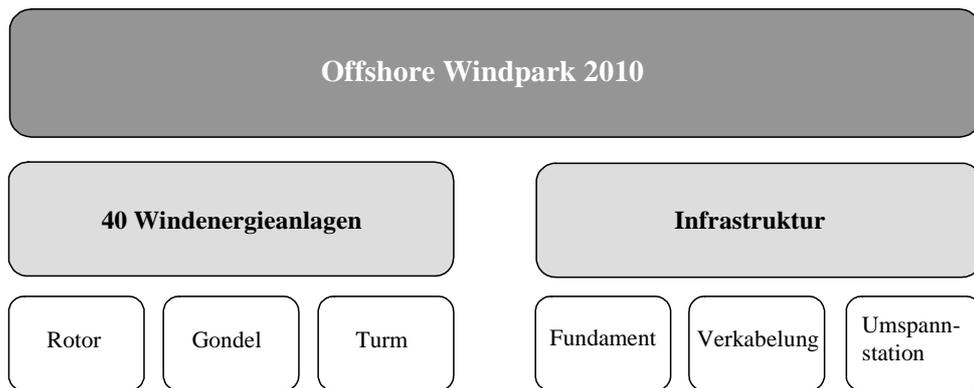


Abbildung 8-3: Subsysteme und Systemkomponenten des untersuchten Windparks

8.2.2 Windenergieanlage

Bei der untersuchten WEA handelt es sich um den Prototyp einer Multi-Megawatt Anlage der Fa. REpower Systems AG mit einer Nennleistung von 5.000 kW. Sie trägt die Bezeichnung „REpower 5M“ (im folgenden 5M genannt) und soll im Jahr 2004 in der Nähe von Brunsbüttel zunächst an Land errichtet werden. Nach Abschluss des Testbetriebes soll die Anlage zur Stromerzeugung im offshore-Bereich eingesetzt werden.

Der erwartete Nettoenergieertrag der Anlage ist durch die erwartete Volllaststundenzahl sehr stark standortabhängig. Nach Angaben des Betreibers werden am gewählten Standort in der Nordsee ca. 4.400 Volllaststunden (brutto) jährlich erwartet /Klemt02/. Eine Abweichung von etwa 200 h/a zu Literaturwerten nach /VDMA01/ ist durch die um mehr als 50 km größere Entfernung zum Festland zu erklären. Unter diesen Bedingungen kann für eine 5 MW Windenergieanlage ein jährlicher Bruttoenergieertrag W_{el} von 22 GWh errechnet werden. Um die Verluste durch Windparkeffekte (gegenseitige Abschattung der Anlagen), Übertragungsverluste (in Transformatoren und Seekabeln) sowie Verluste durch Stillstandszeiten in Folge Wartung, Reparatur und Fehler der Anlage einzukalkulieren, wird ein so genannter Wirkungsgrad des Gesamtsystems definiert. Er ergibt sich durch die Berücksichtigung fol-

³ Bruttowerte/Nettowerte: ohne/mit Berücksichtigung der technischen WEA-Verfügbarkeit und des Parkwirkungsgrades [VDMA01]

gender Faktoren: technische Verfügbarkeit der WEA, Parkwirkungsgrad, Wirkungsgrad der Energieübertragung sowie einen Sicherheitsabzug für Unvorhergesehenes. Für die hier betrachtete 5M ergibt sich ein Systemwirkungsgrad von 80 % /Gößwein02/. Nach /Pick98/ kann der Eigenstromverbrauch der Anlage für Regelung und Steuerung mit 0,35 % angenommen werden. Daraus lässt sich ein jährlicher Nettoenergieertrag W_{Netto} in Höhe von 17,5 GWh errechnen.

In Tabelle 8-4 wird eine Übersicht der technischen Daten der 5M dargestellt. Die darin angegebenen Daten sind größtenteils ein Auszug aus dem aktuellen Prospekt des Herstellers /REpower03/.

Tabelle 8-4: Technische Beschreibung der untersuchten Windenergieanlage

Technische Daten der 5M	
Auslegung	
Nennleistung	5.000 kW
Einschaltgeschwindigkeit	4 m/s
Nenngeschwindigkeit	12 m/s
Abschaltgeschwindigkeit	30 m/s
Rotor	
Durchmesser	126,5 m
Nominale Blattspitzengeschwindigkeit	80 m/s
Drehzahl	variabel: 6,6 – 12,2 min ⁻¹
Getriebe	
Bauart	kombiniertes Planeten- Stirnradgetriebe
Übersetzung	ca. 98,3
Generator	
Bauart	doppeltgespeister Asynchrongenerator, 6-polig mit IGBT-Pulsumrichter
Drehzahlbereich	ca. 650 – 1.200 min ⁻¹
Maschinenträger	
Ausführung	Stahl-Schweiß-Konstruktion
Blattverstellung (Pitch)	
Prinzip	Elektromotorische Einzelblattverstellung
Pitch	Gleichstrommotoren, synchron geregelt
Turm	
Bauart	Stahlrohrturm
Nabenhöhe (offshore Aufstellung)	85 – 90 m

8.2.3 Infrastruktur

Zur Infrastruktur des Windparks zählen die Systemkomponenten, die der offshore Technologie zugeordnet werden wie: Fundamente, Verkabelung und Umspannstation. Es handelt sich um Komponenten mit einer Lebensdauer von ca. 40 Jahren, die damit doppelt so hoch liegt wie die Lebensdauer der Windenergieanlagen. Die Infrastruktur kann unabhängig von den installierten WEA betrachtet werden, da sie nach dem Rückbau der Windenergieanlagen auch bei der zweiten Anlagengeneration in Betrieb bleibt.

8.2.3.1 Fundamente

Die Gründung der Multimegawatt-Anlagen im offshore-Einsatz ist aus technischer und ökonomischer Sicht einer der wichtigsten Faktoren bei der Planung und Realisierung der Projekte. Sie muss Kräfte und Momente aufnehmen können, die aus der Gondel über den Turm in das Fundament abgeleitet werden. Die Gründung der WEA in der offshore Nutzung ist durch die Anwendungen im Inshore Bereich und durch die Erfahrungen der konventionellen offshore Technik eine bereits bekannte Technologie.

Zurzeit werden abhängig von der Topographie des Standortes unterschiedliche Gründungskonzepte diskutiert, die je nach Wassertiefe und Beschaffenheit des Seebodens Vor- und Nachteile aufweisen. Für den Einsatz in der Deutschen Bucht wird aufgrund großer Wassertiefen auf die konventionelle offshore Technik zurückgegriffen. Dabei werden Lösungen wie das Tripod favorisiert /Klemt02/. Aus diesem Grund wird in dieser Studie das Tripod als Standardfall definiert.

Abweichend davon werden im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse weitere Konzepte betrachtet, die für den Einsatz in geringeren Wassertiefen geeignet sind.

Tripod

Das verwendete Tripod besteht aus einem zentralen Säulen-Element, das über einen Montageanschluss mit dem Turm verbunden ist, einem räumlichen Stahlfachwerk und drei Gründungspfählen. Die Pfähle werden an den Enden der Tripodbeine durch Vergussmörtel fixiert und ca. 20 m tief in das Seebett getrieben (Abbildung 8-4).

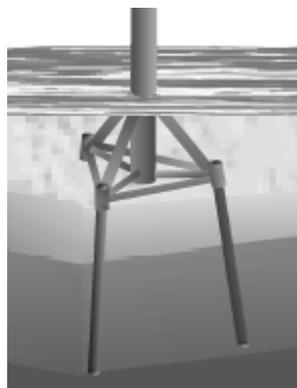


Abbildung 8-4: Darstellung des Gründungskonzeptes Tripod [Lesny02a]

Die Daten zur Dimensionierung des Tripods in diesem Abschnitt basieren auf veröffentlichten Ergebnissen des Instituts für Grundbau und Bodenmechanik, Felsmechanik und Tunnelbau der Universität Duisburg-Essen im Rahmen des Projektes GIGAWIND /Richwien02a/. Bei den Berechnungen wurden die Lasten einer 2 MW Anlage zugrunde gelegt. Nach den Angaben von /Lesny03/ sind jedoch die Bodenbeschaffenheit und die horizontale Last des Wellengangs ausschlaggebend für die Dimensionierung des Fundaments. Die Lasten aus dem Gewicht der Anlage sind mit ca. 20 % daran beteiligt. Um das Tripod den Lasten einer 5 MW Anlage entsprechend zu modifizieren, wurde ein Zuschlag von 10 % auf

die jeweiligen Massenangaben als ausreichend erachtet. Die Angaben in Tabelle 8-5 beinhalten bereits den Zuschlagsfaktor.

Tabelle 8-5: Technische Daten zum Tripod nach [Richwien02a und Lesny03]

Tripod	
Material	
Stahl	1.405 t
Beton	835 t
Abmaße⁴	
zentr. Säulenelement	D = 7,5 m
Abstrebenungen	D = 1,5 – 2 m
Gründungspfähle	305 t ; D = 2,5 – 3,5 m
Abstrebenungen	D = 1,5 – 2 m
Abstand zw. Gründungspfähle	L = ca. 43 m
Einbindetiefe	ca. 20 – 25 m
Lebensdauer	40 – 50 a

8.2.3.2 Verkabelung

Die Netzanbindung des Windparks an das Netz an Land stellt eine der größten technischen, logistischen und finanziellen Herausforderungen der offshore-Technologie dar. Bei kleinen Windparks (ca. 250-300 MW) und Entfernungen bis zur ca. 100 km, wie in dieser Studie der Fall, ist eine Drehstromübertragung möglich. Für eine verlustarme Übertragung größerer Leistungen kommen nur Lösungen mit Hoch-Spannungs-Gleichstrom-Kabelverbindung (HGÜ) in Frage. Bei der klassischen HGÜ-Bauweise können Übertragungskapazitäten von einigen GW auf eine Spannungsebene von bis zu 500 kV ausgeführt werden /Oswald02/.

Die Netzanbindung des untersuchten Windparks 2010 erfolgt über zwei Spannungsebenen, die in dieser Studie jeweils als „interne“ und „externe“ Verkabelung bezeichnet werden.

Interne Verkabelung

Der Windpark 2010 besteht aus 40 Windenergieanlagen, die in vier so genannten Clustern zu je 10 WEA zusammengeführt und mit der offshore-Umspannstation verbunden werden. Der Abstand zwischen den Anlagen beträgt 800 m.

In der Abbildung 8-5 wird die Anordnung der WEA im Windpark schematisch dargestellt.

Bei den verwendeten Kabeln handelt es sich um Drehstrom-Seekabel der Fa. Nexans in Hannover, wie sie bereits beim offshore Windpark Horns Rev in Dänemark eingesetzt wurden. /Braun01/. Die technischen Daten der Kabel nach /Crisan02/ sind in Tabelle 8-6 aufgeführt:

⁴ [Richwien02b]

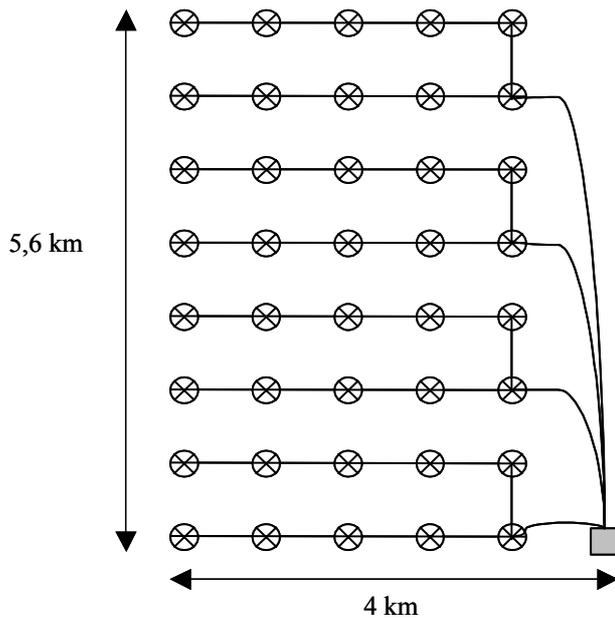


Abbildung 8-5: Schematische Darstellung des Windparks 2010

Tabelle 8-6: Technische Daten der internen Verkabelung

Interne Verkabelung	
Spannungsebene	36 kV
Gesamtlänge	ca. 40 km
Leiter	3 x Kupferleiter
Durchmesser Leiter	ca. 18,6 mm
Isolierung	XLPE
Gesamtdurchmesser	ca. 65 mm
Gesamtgewicht	9 t/km
Hersteller	Nexans, Hannover

Externe Verkabelung

Als externe Verkabelung wird die Anbindung des Windparks an das Festlandnetz bezeichnet. Diese erfolgt für den Windpark 2010 mittels konventioneller Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung auf der 110 kV Spannungsebene.

Die Gesamtlänge der externen Netzanbindung in dieser Studie ergibt sich aus der Entfernung der offshore Umspannstation zum Netzanknüpfungspunkt am Festland (100 km) und einen Sicherheitszuschlag von 15 % bis 20 %. Die Kabellänge von bis zu etwa 120 km wird heute als Grenzfall für den Einsatz konventioneller Drehstromtechnik angesehen /Oswald02/. Bei größeren Entfernungen kommen aufgrund der hohen Übertragungsverluste nur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen in Betracht. Dieser Fall wird in dieser Untersuchung nicht betrachtet, zumal ihr Einsatz bei offshore Windparks im untersten Leistungsbe-
reich sehr kostenintensiv ist. In Tabelle 8-7 werden die technischen Daten der Kabel zur Landanbindung dargestellt.

Tabelle 8-7: Technische Daten der externen Verkabelung

Externe Verkabelung	
Bauart	145-kV-Dreileiterkabel
Übertragungsspannung	110 kV
Leiter	Kupferleiter
Durchmesser Leiter	ca. 30,5 mm
Isolierung	XLPE
Gesamtdurchmesser	ca. 192 mm
Gesamtlänge	115 km
Gesamtgewicht	71 t/km
Hersteller	Nexans, Hannover

8.2.3.3 Umspannstation

Die Umspannstation dient zur Transformation der Spannungsebene von 36 kV auf 110 kV. Sie wird auf einer Plattform errichtet und befindet sich in unmittelbarer Nähe zum Windpark (Abbildung 8-5)

Die Komponenten der Station wurden nach Angaben von [Görtz03; Walther03a; Walther03b] dimensioniert und sind in Tabelle 8-8 detailliert aufgeführt. Die Plattform wird an Land in Pontonbauweise vorgefertigt, zum Standort transportiert und anschließend auf das Fundament gesetzt. Am Netzanknüpfungspunkt kommt eine weitere Umspannstation zum Einsatz, die ähnlich der offshore Umspannstation aufgebaut ist. Diese wird in dieser Bilanz nicht betrachtet, da vorausgesetzt wird, dass die Infrastruktur am Einspeisungspunkt in Brunsbüttel bereits vorhanden ist. Die Plattform wird auf vier kleinere Tripod-Fundamente gesetzt. Die damit verbundenen Material-, Energie- und Transportaufwendungen wurden vereinfachend denen eines WEA-Tripods gleichgesetzt.

Tabelle 8-8: Technische Daten der Umspannstation

Umspannstation	
Transformator	
Bauart	Ölregeltransformator
Auslegung	3 x 85 MVA
Gewicht pro Einheit	ca. 100 t
Stufenschalter	
Auslegung	145 kV
Komponenten	Motor, Welle, Schutzrelais, Ölfilteranlage
Gesamtgewicht	ca. 0,8 t
Blindleistungskompensationsanlage	
Auslegung	3 x 40 Mvar
Gewicht pro Einheit	ca. 50 t
Schaltschrank	
Komponenten	Diverse Überwachungsgeräte
Gesamtgewicht	ca. 0,2 t

8.3 Systemgrenzen

In der vorliegenden Untersuchung werden alle direkten Material- und Energieaufwendungen über die gesamte Lebensdauer des untersuchten offshore Windparks bilanziert. Energie- und Materialaufwendungen aus den vorgelagerten Ketten werden ebenfalls berücksichtigt.

Bei der Bilanzierung wurde für das Gesamtsystem, bestehend aus vierzig Anlagen und Infrastruktur, die Lebensdauer der Anlagen zu Grunde gelegt. Diese beträgt 20 Jahre. Für die Infrastruktur des Windparks wurden 40 Jahre Lebensdauer angesetzt /Klemt02/. Hieraus folgt, dass bei der Bilanz die Windkraftanlage mit dem Faktor 40 und die gesamte Infrastruktur mit dem Faktor 0,5 zu berücksichtigen ist.

Die Bilanzierungsergebnisse werden auf die gewählte funktionelle Einheit von 1 kWh produzierter Elektrizität bezogen.

Um das Datenaufkommen bei der Bilanzierung übersichtlich darzustellen, wurde das untersuchte System in 5 Ebenen unterteilt. Die Struktur der Bilanzierung ist in Tabelle 8-9 dargestellt.

Tabelle 8-9: Übersicht der Bilanzierungsstruktur

	Ebene 1	Ebene 2	Ebene 3	Ebene 4	Ebene 5		
O F F S H O R E W I N D P A R K 2 0 1 0	HERSTEL- LUNG	WEA (Faktor 40)	Material/ Fertigung	Rotor	Einzelmaterialien wie: Stahl PVC, GFK u.a. Prozessenergie: z.B. Strom, Erdgas.		
				Gondel			
				Turm			
				Netzanbindung			
		Transporte		z.B. LKW Fahrt .			
		Errichtung		z.B. Diesel			
		INFRASTRUKTUR (Faktor 0,5)	Material/ Fertigung	Fundamente	Einzelmaterialien wie: PE, PP, Beton u.a. Prozessenergie: Strom		
				Verkabelung			
	Umspannstation						
	Transporte					z.B. Frachter (Binnen)	
	Errichtung		z.B. Diesel				
	NUTZUNG	REGULÄRE SERVICE- EINSÄTZE	Material/ Fertigung		Einzelmaterialien wie: Schmieröl, PP u.a. Prozessenergie: Strom		
				Transporte			z.B. Diesel, LKW-Fahrt
				Demonta- ge/Errichtung			z.B. Diesel u.a.
		AUSSER- PLANNMÄSSIGE GROSSEINSÄTZE	Material/ Fertigung	Austausch- Komponenten	Einzelmaterialien wie: GFK, PVC Stahl u.a. Prozessenergie: Strom		
				Transporte			z.B. Diesel, LKW-Fahrt
Demonta- ge/Errichtung						z.B. Diesel	
RÜCKBAU	WEA (Faktor 40)	Demontage		z.B. Diesel			
		Transporte		z.B. Diesel, LKW-Fahrt			
	INFRASTRUKTUR (Faktor 0,5)	Demontage		z.B. Diesel u.a.			
		Transporte		z.B. Diesel u.a.			

Ebene 1 ist aufgliedert in die Lebensphasen des Gesamtsystems. In Anlehnung an /VDI97/ werden die Herstellung, die Nutzung und der Rückbau des Windparks betrachtet.

Auf der **Ebene 2** wird die in Kapitel 2 beschriebene Unterteilung des Gesamtsystems dargestellt. Bis auf die Nutzungsphase beziehen sich alle Lebensphasen auf die Subsysteme *WEA* und *Infrastruktur*. Die Nutzungsphase wird für den gesamten Windpark über die Lebenszeit von 20 Jahren betrachtet und wird nicht den Subsystemen zugeordnet. Hier erfolgt eine Unterscheidung von regulären Service Einsätzen und außerplanmäßigen Großeinsätzen zum Austausch von Komponenten.

Ebene 3 fasst die Bilanzkategorien (Material/Fertigung, Transporte, Errichtung bzw. Demontage) zusammen, die auf **Ebene 4** weiter aufgeschlüsselt werden. Die eigentliche Sachbilanz findet auf **Ebene 5** statt.

8.4 Daten und Datenqualität

Das Materialgerüst der Windenergieanlage und der Infrastruktur wurde nach dem höchstmöglichen Detaillierungsgrad erstellt. Dazu wurden zum größten Teil aktuelle Hersteller- und Betreiberdaten verwendet.

Die Material- und Energieaufwendungen bei der Produktion und dem Betrieb der WEA sowie die dazugehörigen Transportaufwendungen basieren auf Daten aus der Entwicklung des Prototyps 5M von der Fa. REpower Systems AG, Hamburg. Alle Gewichtsangaben bezeichnen Endgewichte der Komponenten. Der Materialverschnitt beim Herstellungsprozess konnte nicht berücksichtigt werden.

Bezüglich der Planung und Auslegung sowie der Topografie des Windparks wurden Angaben der Fa. Prokon Nord, Leer verwendet.

Für den Transport und die Aufstellung der Anlagen sowie der Infrastruktur wurden Informationen und persönliche Angaben von Mitarbeitern der beteiligten Unternehmen herangezogen. Diese Angaben basieren zum größten Teil aus der Erfahrung der Unternehmen bei der Errichtung von offshore Windparks im europäischen Ausland (Dänemark und England) und können als qualifizierte Abschätzungen von Fachpersonen eingestuft werden. Dabei sind die Firmen wie A2SEA GmbH Deutschland, Abeking & Rasmussen, Schiffs- und Yachtwerft GmbH & Co. KG, Lemwerder, MENCK GmbH, Kaltenkirchen, Demag Mobile Cranes GmbH & Co. KG, Zweibrücken und Global Marine Systems Ltd., England zu nennen.

Das Materialgerüst für die Komponenten der Infrastruktur wurde in ähnlicher Vorgehensweise erstellt. Dabei wurden Angaben der Firmen: Nexans, Hannover, Rheinhausen, Erfurt und Starkstrom Gerätebau GmbH, Regensburg verwendet. Alle Daten zum Materialeinsatz berücksichtigen das Endgewicht der Komponenten. Fehlende Daten zur Materialzusammensetzung einiger Bauteile wurden der Literatur entnommen /FfE96/.

Daten zur Gründung der WEA wurden zum Teil von Akteuren aus dem Bereich der offshore Bautechnologie zur Verfügung gestellt. Weitere Daten wurden aus den Ergebnissen des GIGAWIND Projektes übernommen und mit Hilfe der zuständigen Wissenschaftler für diese Untersuchung entsprechend modifiziert.

Die benötigte Fertigungsenergie für die Herstellung der einzelnen Systemkomponenten wurde anhand von Fertigungsfaktoren errechnet, die für die verschiedenen ökonomischen Sektoren ermittelt wurden /Wenzel99/. Für den Sektor Maschinenbau wurden in Kooperation mit der Fa. Eickhoff GmbH, Bochum, Fertigungskennzahlen aus der aktuellen Produktion ermittelt /Tryfonidou03/.

An dieser Stelle soll darauf hingewiesen werden, dass alle Ergebnisse gerundet wurden.

Alle relevanten Aussagen zu Datenquellen und Datenqualität werden im Anhang in tabellarischer Form dargestellt (siehe Tabelle A-4).

8.5 Material- und Energiebilanz des Windparks 2010

8.5.1 Vorgehensweise

Die Bilanzierung der Windenergieanlage wurde anhand aktueller Herstellerdaten durchgeführt. Aufgrund der damit einhergehenden Vertraulichkeitsauflagen muss im Rahmen dieser Studie auf die Erstellung eines detaillierten Materialgerüsts verzichtet werden. Demzufolge ist lediglich eine aggregierte Ergebnisdarstellung möglich. Als geeigneter Indikator wird der Kumulierte Energieaufwand (KEA) nach VDI- Richtlinie 4600 herangezogen /VDI97/.

Die Bilanzierung wurde mit der Software „BALANCE“ erstellt. Dabei wurde der Datensatz „KEA fossil (128 TJ/kgU235)“ verwendet. Parallel dazu wurden die kumulierten Emissionen errechnet. Für verwendete Materialien deren Bereitstellungskette in der BALANCE-Datenbank nicht erhalten ist, wurde ein Stoffmapping durchgeführt (siehe Tabelle A-1). Die kumulierten Energieaufwendungen werden schließlich auf die funktionelle Einheit (1 kWh_{e,l}) bezogen.

Als weitere Kenngröße wird die energetische Amortisationszeit einer einzelnen Anlage und des Windparks 2010 berechnet. Relevante prozess- und materialbedingte Emissionen bezogen auf 1 kWh Elektrizität sind ebenfalls Gegenstand der Bilanz sowie Aussagen zur Primärenergiesubstitution und zu CO₂-Einsparung. Allen Berechnungen wurde das Referenzszenario der Enquete-Kommission für das Jahr 2010 für Deutschland zugrunde gelegt.

Die Energieaufwendungen für die Fertigung der einzelnen Bauteile der WEA und der Infrastruktur konnten im Rahmen dieser Studie nicht auf Unternehmensebene erhoben werden. Sie werden pauschal über Fertigungsfaktoren abgeschätzt, die anhand von Input-Output-Analysen und Untersuchungen in Produktionsbetrieben in früheren Arbeiten des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft berechnet wurden /Wenzel99, Tryfonidou03/. Sie geben die Primärenergieaufwendungen für die Fertigung in unterschiedlichen Produktionssektoren approximativ an. Die folgende Tabelle 8-10 stellt die für diese Untersuchung relevanten Zuschlagfaktoren zusammen. Die Prozentanteile beziehen sich auf den KEA_{Material} des jeweiligen Bauteils.

Tabelle 8-10: Fertigungsfaktoren für bestimmte Produktionssektoren

Sektor	Fertigungszuschlag
Stahlbau	15 %
Maschinenbau	35 %
Elektrotechnische Erzeugnisse	16 %

Die mit Hilfe der Zuschlagsfaktoren ermittelten Primärenergieäquivalente für die Fertigungsenergie werden in Endenergie ungerechnet. Dabei wird die Annahme getroffen, dass bei der Produktion der Bauteile Strom als einziger Energieträger eingesetzt wird. Diese Annahme basiert auf Erkenntnissen einer internen Studie /Tryfonidou03/. Der Bereitstellungsfaktor für den Strommix 2010 beträgt nach Tabelle A-2 etwa $3,08 \text{ MJ}_{\text{primär}}/\text{MJ}_{\text{End}}$.

Bei der Ermittlung der Transportenergien wurden die Daten aus BALANCE herangezogen. Tabelle A-3 im Anhang gibt einen Überblick über den verwendeten Datensatz.

8.5.2 Herstellung

Die Herstellungsphase wird für die Windkraftanlagen und die Infrastruktur des Windparks getrennt betrachtet. Sie umfasst neben der Produktion auch die Errichtung der WEA und der Infrastruktur am Standort. Untersucht werden der Material- und Fertigungsaufwand, die Transportaufwendungen bei der Produktion und Errichtung sowie die Aufwendungen für die Aufstellung der WEA und der Infrastruktur am offshore Standort.

8.5.2.1 Windenergieanlage

Die hier betrachtete Herstellungskette umfasst die in Abbildung 8-6 dargestellte Einzelschritte:

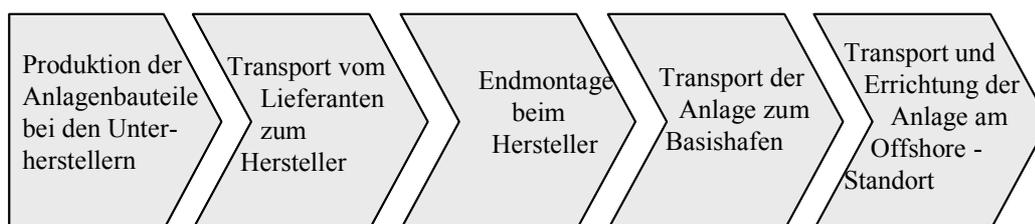


Abbildung 8-6: Herstellungskette Windenergieanlage

Bei der Herstellungsphase werden neben dem Materialeinsatz und der Fertigungsenergie auch alle Transportaufwendungen sowie Aufwendungen zur Errichtung der Anlage berücksichtigt.

Materialeinsatz

Um eine bessere Übersicht der Bilanzierungsergebnisse zu ermöglichen, wurde die Windenergieanlage in die Baugruppen Rotor, Gondel, Netzanbindung und Turm aufgeteilt. Auf

diese Weise kann der Einfluss der einzelnen Baugruppen auf die Bilanz der Anlage sichtbar gemacht werden.

Der Materialeinsatz für alle WEA-Komponenten wurde anhand der Stücklisten der Fa. REpower ermittelt. Für die Bilanz wurden die Endgewichte der Komponenten herangezogen, da der Verschnitt bei der Fertigung der einzelnen Komponenten nicht erfasst werden konnte.

Sämtliche Komponenten und Bauteile der WEA werden bei Unterhersteller gefertigt und zum Werk des Anlageherstellers geliefert, wo die Anlage montiert wird.

Rotor

Die Baugruppe „Rotor“ umfasst die drei Rotorblätter inklusive der verwendeten Schrauben sowie den kompletten Nabenbereich.

Die Rotorblätter bestehen hauptsächlich aus glasfaserverstärktem Kunststoff (GFK). Dieser setzt sich zusammen aus 60 % Glasfaser und 40 % Epoxidharz. Hinzu kommen ein geringer Anteil an Metall für Schrauben und Blitzschutz sowie kleinere Mengen an PU-Schaum und Farbe bzw. Gelcoat.

Der Nabenbereich umfasst die Bauteile Nabe, Blattgetriebe mit Motor, Blattlager, Blattstellelektronik und Schleifringkabel. Die Nabe besteht zu über 90 % aus Grauguss; Hauptbestandteil der restlichen Bauteile ist Stahl. Bei der Blattverstellung kommt Blei zum Einsatz. Die Herstellerangabe „Elektronik“ konnte nicht in einzelne Werkstoffe aufgeschlüsselt werden, so dass sie in der Bilanzierung nicht betrachtet wurde. Da sie einen Gewichtsanteil von unter 0,1 % aufweist, verfälscht diese Vorgehensweise die Bilanzierungsergebnisse nicht.

Das Materialgerüst des Rotors kann folgender Tabelle 8-11 entnommen werden.

Tabelle 8-11: Materialinventar des Rotors

Input Stoffe	
Masse* : 117 t	KEA* : 5.059 GJ
Stahl, Grauguss, Kupfer, Blei	
GFK, PU Schaum, PVC, Gummi, Farbe, Gelcoat	
Schmieröl, Elektronik	

* Werte gerundet

Gondel

Die Baugruppe „Gondel“ beinhaltet das Stufenplanetengetriebe, den Asynchrongenerator sowie alle Stahlteile. Bauteile, die keiner dieser Untergruppen zugeordnet werden können, sind ebenfalls unter der Gruppe „Gondel“ zusammengefasst und werden als „restliche Gondel“ bezeichnet. Hierzu zählen Blattlager, Blattgetriebe und Motoren, Rotorbremse, Azimuthantrieb, Hydraulikanlage, Gondelverkleidung aber auch die Schutzeinrichtungen ebenso wie die Zentralschmieranlage u.a. (vgl. Tabelle 8-12).

Tabelle 8-12: Materialinventar der Gondel

Input Stoffe	
Masse* : 229 t	KEA* : 13.844 GJ
Stahl, Elektrolech ,Grauguss, Kupfer, Aluminium	
GFK, PVC, Gummi, Farbe, Gelcoat, PP	
Schmieröl, Elektronik, Graphit	
* Werte gerundet	

Netzanbindung

Diese Baugruppe enthält alle Anlagenkomponenten, die die Anbindung der einzelnen Anlage an das windparkinterne Netz (36 kV) ermöglichen. Darunter werden die Turmverkabelung sowie der Netztransformator samt Schaltschrank, Umrichter und Topbox gezählt. Das Inventar des Materialeinsatzes bei der Herstellung dieser Bauteile ist in Tabelle 8-13 dargestellt.

Tabelle 8-13: Materialinventar der Netzanbindung

Input Stoffe	
Masse* : 14 t	KEA* : 922 GJ
Stahl, Elektrolech , Kupfer, Aluminium	
PVC, Gummi, Farbe	
Elektronik	
* Werte gerundet	

Die der Gondel zuzuordnende Elektronik (mit einem Gewichtsanteil von 2,5 %) wird aufgrund von Datenlücken nicht berücksichtigt.

Turm

Die Baugruppe „Turm“ besteht aus einem für den offshore-Einsatz konstruierten Stahlurm. Seine Höhe beträgt 75 m (vgl. Tabelle 8-14).

Tabelle 8-14: Materialinventar des Turms

Input Stoffe	
Masse* : 335 t	KEA* : 10.663 GJ
Stahl	
Gelcoat, Farbe	
Elektronik	
* Werte gerundet	

Fertigung

Unterschiedliche Komponenten der WEA sowie einzelne Bauteile werden bei Zulieferern gefertigt, und zum Werk des Anlagenherstellers geliefert und dort montiert.

Die Energieaufwendungen für die Fertigung (ohne Montage) werden über die in Tabelle 8-10 angegebenen Zuschlagsfaktoren pauschal geschätzt. Die Fertigungsenergie für die Montage konnte anhand der Strom- und Gasabrechnungen des Herstellers und Angaben zur Produktionskapazität detailliert ermittelt werden.

Der gesamte Fertigungsenergieaufwand kann auf etwa 581.102 kWh bzw. 6.456 GJ Primärenergie beziffert werden.

Transporte

Wie der Herstellungskette aus Abschnitt 8.5.2 zu entnehmen ist, setzen sich die Transportaufwendungen für die Herstellung der WEA aus dem Transport der einzelnen Bauteile zum Hersteller und die Transporte aller Komponenten zu einem Zwischenlager am Basishafen zusammen. Die Transporte zum offshore Standort (offshore Transporte) werden an dieser Stelle nicht berücksichtigt, da sie mit der Errichtung der Anlage eine Einheit bilden und zusammen betrachtet werden.

Die Transporte der Bauteile von den Zulieferern zum Anlagenhersteller werden ausschließlich als LKW Fahrten ausgeführt. Auf Basis von Angaben der Fa. REpower Systems AG können die Transportleistungen in t·km berechnet werden.

Bei den künftigen offshore Aktivitäten in Deutschland werden voraussichtlich wenige Häfen als offshore Basishäfen genutzt werden, da eine entsprechende Infrastruktur erforderlich ist. Dies bedeutet für die WEA Hersteller, dass an diesen Häfen Zwischenlager eingerichtet werden müssen, um eine Flexibilität bei den Transporten je nach Standort des Windparks zu gewährleisten. Diese Lager können sowohl während der Errichtungszeit, als auch für Wartungszwecke genutzt werden. Im Rahmen dieser Studie wird aufgrund der geografischen Lage und der Einschätzung von Fachleuten Emden als Basishafen ausgewählt /muniedersachsen02/. Die damit verbundenen Transportleistungen vom Werk in Husum nach Emden per Frachtschiff werden ebenfalls in [t·km] angegeben. Dabei wird berücksichtigt, dass sowohl der Turm per Binnenschiff, als auch die Rotorblätter per Frachtschiff (aus Dänemark) direkt zum Zwischenlager transportiert werden.

Alle Transportleistungen bis zur Ankunft der kompletten Anlage am Basishafen werden als „onshore Transporte“ bezeichnet, vgl. Tabelle 8-15.

Tabelle 8-15: Onshore Transporte einer Windenergieanlage zum Basishafen

Transportmittel	[t·km]	KEA* [GJ]
LKW	144.780	389
Binnenschiff	67.010	58
Frachtschiff	73.269	9
Gesamt	273.659	456

* Werte gerundet

Offshore Transport und Errichtung

Als „offshore Transporte“ werden in dieser Studie die Aufwendungen für den Transport der kompletten WEA vom Basishafen zum Standort bezeichnet. Dazu kommen Spezialschiffe zum Einsatz, die auch die Errichtung der Anlage bewältigen können. Obwohl für Anlagen der 5 MW Klasse neue Schiffe entwickelt und gebaut werden müssen, wurden in dieser Untersuchung Daten für zwei vorhandene Schiffe der Fa. A2SEA herangezogen. Ihre Transportkapazität umfasst zwei komplette Anlagen der 1,5 MW Klasse. Für diese Studie wurde angenom-

men, dass nur eine 5 MW WEA pro Schiff transportiert werden kann. Beide Schiffe verfügen über Krananlagen (ein Hauptkran 450 t, zwei Hilfskräne je 40 t) sowie über vier Hubbeine (Jack-ups), so dass die Stabilität bei der Errichtung der Anlagen gewährleistet wird /Lehmann03/.

Anhand von Daten der Fa. A2SEA konnte der Diesel- und Schmierstoffverbrauch pro Einsatz (d.h. pro WEA) ermittelt werden (vgl. Tabelle 8-16). Die Angaben basieren auf Erfahrungswerten bei der Errichtung des dänischen offshore Windparks „Horns Rev“. Danach werden für den Transport und die Errichtung ca. 3,5 Tage pro WEA veranschlagt, wovon 1,5 Tage auf den Transport der Anlage zum Aufstellungsort und 1 Tag auf die Errichtung der Anlage anfallen. Ein weiterer Tag wird als „Schlechtwetter-Zuschlag“ gerechnet /Huss03/. Ein Arbeitstag wird mit 12 Arbeitsstunden (wetterbereinigt) veranschlagt.

Für die Errichtung der WEA wurden zusätzlich Informationen des Kranherstellers Demag Mobile Cranes herangezogen /Baumgärtner03/.

Tabelle 8-16: Offshore Transport und die Errichtung einer Windenergieanlage

Diesel [t]	Schmierstoffe [t]	KEA* [GJ]
20,2	0,6	1.079

* Werte gerundet

Zusammenfassung

In der Tabelle 8-17 sind die Ergebnisse der Herstellungsbilanz für die komplette Anlage als Summe der einzelnen Bilanzposten dargestellt.

Tabelle 8-17: Ergebnisse der Bilanzierung der Herstellungsphase der Windenergieanlage

	Masse* [t]	Massen-Anteil*	KEA* [GJ]	KEA-Anteil*
Rotor	117	17 %	5.059	13 %
Gondel	229	33 %	13.844	36 %
Netzanbindung	14	2 %	922	2 %
Turm	335	48 %	10.663	28 %
Fertigung	-	-	6.456	17 %
Transport (onshore)	-	-	456	1 %
Transport/Errichtung (offshore)	-	-	1.079	3 %
WEA gesamt	695	100 %	38.479	100 %

* Werte gerundet

Beim kumulierten Energieaufwand der Herstellungsphase besitzt der Materialeinsatz mit insgesamt 79 % erwartungsgemäß die höchste Relevanz bei der primärenergetischen Bewertung. Darunter ist der Stahlturm sehr materialintensiv, gefolgt von der Gondel mit einem hohen Anteil an Gusseisen. Entsprechend sind beide Baugruppen mit einem hohen Anteil am KEA beteiligt. Der Rotor hat trotz des deutlich geringeren Gewichtanteils eine ähnliche Relevanz bei der primärenergetischen Bewertung. Dies ist auf das Gusseisen im Nabenbereich,

aber vor allem auf den hohen Glasfasereinsatz zurückzuführen. Aufgrund der kleineren Massenanteils besitzt die Netzanbindung nur geringe Relevanz. Die Fertigung ist nach Tabelle 8-17 an den Materialeinsatz gebunden, so dass ihr Anteil damit gekoppelt ist. Transport und Errichtung sind mit insgesamt etwa 4 % an den gesamten Primärenergieaufwand beteiligt.

8.5.2.2 Infrastruktur

Unter der „Infrastruktur“ werden die Komponenten Fundamente, Verkabelung und Umspannstation zusammengefasst. Sie werden im Folgenden getrennt betrachtet.

Die Herstellungsphase der Infrastruktur beinhaltet den Materialeinsatz, die Fertigungsenergie und alle Transportaufwendungen sowie Aufwendungen zur Errichtung der Komponenten am Standort. Die Herstellungskette ist in Abbildung 8-7 dargestellt.



Abbildung 8-7: Herstellungskette der Komponenten der Infrastruktur

Materialeinsatz

Die Materialbilanz der einzelnen Komponenten basiert sowohl auf Daten von beteiligten Planungsakteuren, als auch auf Informationen des jeweiligen Herstellers. Bei fehlenden Daten wurden Literaturangaben herangezogen. Dort wo die Datenqualität keine genauen Massenangaben erlaubt, werden Gewichtsgrößenordnungen angegeben.

Im Folgenden werden die Inventare der einzelnen Komponenten dargestellt.

Fundament

Bei dem hier untersuchten Windpark sollen Tripod-Fundamente zum Einsatz kommen (vgl. Abschnitt 8.2.3.1). Die Daten basieren auf Ergebnissen der Forschungsgruppe GIGAWIND für eine 2 MW WEA in der Nordsee /Richwien02a/. Aufgrund der größeren Massenlast der 5 MW Anlage wird ein Massenzuschlag von 10 % für alle benötigten Materialien angenommen /Lesny03/. Neben der eigentlichen Tripod-Konstruktion werden auch die Sicherungsmaßnahmen gegen Auskolkung berücksichtigt. Die so genannte Kolksicherung wird in diesem Fall als Steinschüttung ausgeführt.

In der Bilanzierung werden vierzig Fundamente für die Windkraftanlage und ein Fundament für die Plattform, auf die die Umspannstation errichtet wird berücksichtigt. Die dafür vorgesehenen vier kleineren Tripods werden vereinfachend als ein Tripod in der Größenordnung eines WEA-Fundaments betrachtet. Entsprechend wird dies im Inventar der Tabelle 8-18 berücksichtigt.

Tabelle 8-18: Materialinventar der Fundamente des WP 2010

Input Stoffe	Masse* [t]	KEA* [GJ]
Tripod (41 Stk.)		
Stahl	41 x 1.405	41 x 46.921
Beton	41 x 835	41 x 775
Kolksicherung		
Bruchstein	41 x 2.030	41 x 356
Fundamente gesamt	175.070	1.970.132

* Werte gerundet

Verkabelung

Interne und externe Verkabelung des Windparks (wie im Abschnitt 8.2.3.2 beschrieben) werden zunächst getrennt bilanziert und anschließend zusammengeführt. Dabei ist zu beachten, dass bei der Anbindung zum Festland eine zweite parallel verlegte Trasse als Reserve vorgesehen ist.

Die Inventare in Tabelle 8-19 geben die Bilanz des gesamten Windparks 2010 wieder und basieren auf Angaben des Herstellers /Crisan02/.

Tabelle 8-19: Materialinventar der Verkabelung des WP 2010

Input Stoffe	Masse* [t]	KEA* [GJ]
Interne Verkabelung	360	38.391
Kupfer, Aluminium Polyethylen (PE), Polyamid (PA)		
Externe Verkabelung (2 Trassen)	2 x 8.165	2 x 486.957
Galvanisierter Stahl, Kupfer, Blei Polyethylen (PE)		
Verkabelung gesamt	16.690	1.012.305

* Werte gerundet

Umspannstation

Die Umspannstation umfasst alle in Tabelle 8-20 aufgeführten Komponenten. Angaben zu Gewicht und Materialzusammensetzung basieren auf Informationen mehrerer Fachleute aus Herstellerunternehmen. Die Massenangaben stellen keine genauen Gewichtsangaben dar und sind daher nur als Größenordnung einzuordnen /Walther03b/. Fehlende Angaben wie die exakte Materialzusammensetzung eines Transformators wurden der Literatur entnommen /Ffe96/

Die einzelnen Komponenten werden im Folgenden getrennt aufgeführt und anschließend zusammengefasst:

Tabelle 8-20: Materialinventar der Umspannstation –ohne Fundament– des WP 2010

Input Stoffe	Masse* [t]	KEA* [GJ]
Transformator (3 Stk) Stahl, Elektrolech, Kupfer Schmierstoffe	3 x 100	3 x 4.898
BLKA (3 Stk.) Stahl, Elektrolech, Kupfer Schmierstoffe	3 x 50	3 x 2.449
Schaltschrank Stahl, Kupfer Kunststoff/Gummi	0,2	8
Stufenschalter Stahl, Elektrolech, Kupfer	0,5	16
Umspannstation gesamt	451	22.065

* Werte gerundet

Neben den Transformatoren für die Umspannung des Stroms von der 36 kV Ebene auf die 110 kV Ebene wird eine Blindleistungskompensationsanlage mit drei Kompensationspulen eingesetzt. Transformatoren und Kompensationsspulen haben eine ähnlich Bauweise, so dass die Prozentanteile der verwendeten Werkstoffe, die auf Basis von Literaturangaben für Transformatoren ermittelt wurden, auch für die Kompensationsspulen gelten können /Walther03b/.

Die Materialzusammensetzung für den Schaltschrank und den Stufenschalter basiert zum Teil ebenfalls auf Literaturangaben /Ffe96/. Auch Informationen eines Herstellers konnten herangezogen werden /Görtz03/.

Fertigungsenergie

Wie in Abschnitt 8.5.1 beschrieben, wird auch für die Infrastruktur die Fertigungsenergie über Fertigungszuschläge ermittelt und in Primärenergieäquivalenten angegeben. Diese werden mittels des Strombereitstellungsfaktors für den Strommix 2010 in Endenergie umgerechnet. Für die Umspannstation werden zwei Fertigungsfaktoren herangezogen: 15 % für das Fundament und 16 % für die Elektrotechnik. Der gesamte Energieaufwand für die Fertigung der Komponenten der Infrastruktur beträgt 41.298 MWh Elektrizität bzw. 458.832 GJ Primärenergie.

Transporte

Alle Komponenten der Infrastruktur werden von den jeweiligen Produktionsstandorten zunächst zum Basishafen transportiert. Emden ist sowohl ein See- als auch ein Binnenhafen, so dass die Komponenten der Infrastruktur per Binnenfrachter dorthin transportiert werden. Der anschließende offshore Transport und die Errichtung werden im nächsten Abschnitt behandelt.

Für die Berechnung der Transportleistung einzelner Komponenten wurden pauschale Entfernungen angesetzt, die durch eine Recherche möglicher Hersteller ermittelt wurden. So

werden für die Fundamente einschließlich der Kolkssicherung 300 km, für die Umspannstation etwa 800 km und für die Verkabelung eine Entfernung von 300 km angenommen.

Anhand der Tabelle A-3 können folgende Transportaufwendungen errechnet werden:

Tabelle 8-21: Onshore Transport der Komponenten der Infrastruktur zum Basishafen

Komponenten	Binnenschiff Transport*	KEA*
	[t•km]	[GJ]
Fundamente (41 Stk.)	50.011.800	43.337
Verkabelung	5.007.000	4.339
Umspannstation	360.543	312
Onshore Transport gesamt	55.379.343	47.988

* Werte gerundet

Offshore Transport und Errichtung

Für den Transport der einzelnen Komponenten der Infrastruktur vom Hafen zum offshore Standort werden verschiedene Transportmöglichkeiten betrachtet.

Sowohl für die Fundamente, als auch für die Umspannstation wird angenommen, dass sie mit Spezialfrachtern (vgl. Abschnitt 8.5.2) transportiert werden. Analog zur WEA soll aufgrund der Massen nur ein Fundament bzw. die komplette Umspannstation pro Ladung transportiert werden. Der Transportaufwand wird anhand des Diesel- und Schmierstoffverbrauchs ermittelt. Für die Steinschüttung wurde der Transport mit konventionellen Seefrachtern angenommen.

Bei der Errichtung des Windparks werden als erstes die Fundamente angebracht. Die Pfähle des Tripods werden mit einem Hydraulikhammer eingerammt. Die Daten zur Einrammung des Tripods basieren auf Angaben der Fa. MENCK. und sind auf das Gerät „MU 500-1600 Powerpack“ und eine Laufzeit von 12 Stunden bezogen /Ros03/.

Da für die Errichtung der Umspannstation keine weiteren Informationen und Angaben verfügbar sind, werden hier die Aufwendungen für die Errichtung der WEA herangezogen (Vgl. Tabelle 8-22). Jedoch wird aufgrund der einfacheren Geometrie und der niedrigen Aufstellungshöhe angenommen, dass diese halbiert werden können.

Die Verkabelung der Windparks erfolgt mit Hilfe von Spezialschiffen. Solche Schiffe wurden bereits bei der Verkabelung des dänischen offshore Windparks „Horns Rev“ von der Fa. Global Marine Systems Ltd., England eingesetzt. Erfahrungswerte für den spezifischen Diesel- und Schmierstoffverbrauch aus diesem Projekt wurden in dieser Studie herangezogen. /Prowse03/. Danach soll bei der externen Verkabelung ein größeres Schiff eingesetzt werden, mit welchem ca. 1 km Kabel pro Arbeitsstunde verlegt werden kann. Für die gesamte Kabellänge von 120 km sind also etwa zehn Arbeitstage erforderlich. Die Verlegung der Reservetrasse erfordert weitere zehn Arbeitstage. Für die interne Anbindung hingegen kann ein kleines wendiges Schiff eingesetzt werden. Aufgrund der Geometrie des Windparks kann pro Arbeitstag ein Kabel der Länge 0,8 km verlegt werden. Demnach sind für die Verlegung der gesamten Kabellänge des Windparks etwa fünfzig Arbeitstage erforderlich.

Die gesamten Aufwendungen für den offshore Transport und die Errichtung der Infrastruktur des WP 2010 sind in Tabelle 8-22 zusammengefasst.

Tabelle 8-22: Offshore Transport und Errichtung der Infrastruktur des WP 2010

Komponenten	Diesel* [t]	Schmierstoffe* [t]	Frachter Transport [t•km]	KEA* [GJ]
Fundamente (41 Stk.)	41 x 19,3	41 x 0,36	41 x 203.000	42.740
Verkabelung	520	16,5		27.792
Umspannstation	19,1	0,5		1.015
Offshore Transport/ Errichtung gesamt	1.330	31,8	8.323.000	71.547

* Werte gerundet

Zusammenfassung

Nachdem im vorigen Abschnitt einzelne Elemente der Infrastruktur untersucht wurden, kann die Bilanz der Herstellung der gesamten Infrastruktur zusammengefasst dargestellt werden (siehe Tabelle 8-23)

Tabelle 8-23: Ergebnisse der Bilanzierung der Herstellungsphase der Infrastruktur des WP 2010

	Masse* [t]	Massen- Anteil*	KEA* [GJ]	KEA- Anteil*
Fundamente, (41 Stk.)	175.070	91 %	1.970.132	55 %
Verkabelung	16.690	9 %	1.012.305	28 %
Umspannstation	451	< 1 %	22.065	1 %
Fertigung	-	-	458.832	13 %
Transport (onshore)	-	-	47.988	1 %
Transport/Errichtung (offshore)	-	-	71.547	2 %
Infrastruktur gesamt	192.211	100 %	3.582.869	100 %

* Werte gerundet

Bei der primärenergetischen Bewertung der Infrastrukturherstellung dominiert eindeutig der Materialeinsatz mit einem Anteil von 84 %, wobei allein 65 % auf die Fundamente entfallen. Bei der Verkabelung beträgt der Anteil am KEA mehr als das Dreifache des Gewichtsanteils. Dies ist hauptsächlich auf den Kupferdraht- und Kunsthoffeinsatz zurückzuführen. Beide Werkstoffe besitzen sehr hohe spezifische KEA (Vgl. Tabelle A-1). Infolgedessen ist der Einfluss aller weiteren Bilanzposten sehr gering. Dies könnte jedoch auch auf fehlende Daten und damit verbundene Unsicherheiten bei Fertigung und Transportaufwendungen zurückgeführt werden.

8.5.3 Nutzung

Die Nutzungsphase wird für den gesamten Windpark über einen Zeitraum von 20 Jahren betrachtet. Diese Zeitspanne entspricht der kompletten Lebensdauer der Windenergieanlagen, jedoch nur der halben Lebensdauer der Infrastruktur.

In der Nutzungsphase wird zwischen den regulären Service-Einsätzen und außerplanmäßigen Einsätzen zum Austausch von Großkomponenten (etwa ab 6 Tonnen) unterschieden. In beiden Fällen werden sowohl die Herstellung der auszutauschenden Bauteile, als

auch die Aufwendungen für die Demontage der alten Komponenten, deren Transport sowie die Errichtung neuer Komponenten berücksichtigt.

Im Rahmen dieser Untersuchung wurden nur die Einsätze zur Wartung der Windenergieanlagen betrachtet. Es kann jedoch angenommen werden, dass diese auch für die Wartung der Infrastruktur wahrgenommen werden, so dass keine nennenswerte Transportaufwendungen zur regulären Wartung der Infrastruktur hinzukommen. Unberücksichtigt bleibt jedoch der mögliche Austausch von Komponenten der Infrastruktur.

8.5.3.1 Reguläre Service-Einsätze

Nach Erkenntnissen aus der Erfahrung mit offshore Projekten in Dänemark sind beim Betrieb eines offshore Windparks jährlich 2 Serviceüberholungen pro WEA und 3 weitere Servicebesuche für den Austausch von Kleinkomponenten erforderlich /Herse03/. Bei letzteren können aufgrund der begrenzten Krankapazität des Onboard-Hebezeugs nur Komponenten bis zu 6 Tonnen ausgetauscht werden. Die Einsätze werden voraussichtlich mit einem Wartungsschiff oder mit einem Hubschrauber vorgenommen. Den zeitlichen Vorteilen beim Einsatz eines Hubschraubers stehen die ökonomischen Vorteile des Schiffseinsatzes gegenüber. Auch eine höhere Zuladung und der Transport mehrerer Serviceteams pro Fahrt begünstigen den Einsatz eines Wartungsschiffs. Ausfälle aufgrund widriger Wetterphänomene können durch den Einsatz moderner Schiffstechnologie auf ein Minimum begrenzt werden.

In dieser Untersuchung wurde der Service mit Wartungsschiffen betrachtet. Die in dieser Untersuchung verwendeten Daten basieren auf Angaben des Herstellers von Wasserfahrzeugen des Typs SWATH (Small Waterplane Area Twin Hull), Abeking & Rasmussen, Lemwerder. Anhand der Angaben zur Transportkapazität konnte für den Windpark 2010 eine Gesamtanzahl von 73 regulären Servicefahrten pro Jahr ermittelt werden. Die Transportaufwendungen über einen Zeitraum von 20 Jahren resultieren aus dem Diesel- und Schmierstoffverbrauch der Schiffe nach /Olschner03/.

Bei den regulären Einsätzen werden u. a. das Getriebeöl (alle zwei Jahre) und der Getriebefilter (jährlich) ausgetauscht. In der Bilanz wurde der in 20 Jahren aufzubringende Materialeinsatz ohne den Fertigungsaufwand erfasst. Für die Errichtung wurde das Aufbringen der potentiellen Energie zum Anheben der Massen mittels eines Krans nach [Pick98] ermittelt:

$$KEA_{\text{Heben}} = G_D \cdot \frac{1}{\eta_M} \cdot m \cdot g \cdot H \cdot \frac{1}{10^6} \quad (\text{Gl. 1})$$

KEA_{Heben}:	Primärenergiebedarf für das Heben [MJ]
G _D :	Bereitstellungsfaktor Diesel [MJ/MJ _{End}]
η _M :	Nutzungsgrad Dieselmotor
m:	zu befördernde Masse [kg]
g:	Erdbeschleunigung [m/s ²]
H:	Höhe [m]

Dabei wird ein Nutzungsgrad η_M für den Dieselmotor von 0,2 angenommen und der Bereitstellungsfaktor für Diesel $G_D = 1,12 \text{ MJ}_{\text{Primär}}/\text{MJ}_{\text{End}}$ angesetzt. Die Nabenhöhe der WEA beträgt 95 m.

Da die Aufwendungen für die Demontage der alten Bauteile annähernd den Aufwendungen für die Aufstellung der neuen Bauteile entsprechen, werden beide gleichgesetzt. Weitere kleine Bauteile, die im Rahmen regulärer Service-Einsätze ausgetauscht werden könnten, wurden nicht erfasst.

Die Gesamtheit der innerhalb von 20 Jahren aufzubringenden kumulierten Energieaufwendungen für Service (inklusive Transport) ist in Tabelle 8-24 angegeben.

Tabelle 8-24: Reguläre Service-Einsätze für den WP 2010 während der Betriebsdauer

Betriebsmittel	Gewicht [t]	Dieserverbrauch für Transport/Demontage/Errichtung [t]	KEA* [GJ]
PP Filter	21,6	1.083	69.529
Schmieröl	208		

* Werte gerundet

8.5.3.2 Außerplanmäßige Großeinsätze

Der Austausch größerer Komponenten ab 6 Tonnen findet im Rahmen nicht planmäßiger Großeinsätze statt. Der Transport und die Aufstellung der Komponenten erfolgt mit denselben bzw. baugleichen Schiffen, wie sie bei der Errichtung der Windenergieanlagen eingesetzt werden.

Bezüglich des Umfangs der Aufwendungen bei Großeinsätzen werden in Fachkreisen mehrere Szenarien diskutiert. In dieser Studie wurde ein konservatives Szenario ausgewählt um die Unsicherheiten zu minimieren. Der Ansatz beinhaltet eine Generalüberholung der Windenergieanlagen nach etwa 10 Jahren. Dabei sollen mehrere größere Komponenten ausgetauscht werden.

Ausgehend vom Umfang der Wartungsaktivitäten pro Anlage innerhalb der Lebensdauer kann angenommen werden, dass die Transport- und Aufstellungsaufwendungen denjenigen aus der Herstellungsphase einer Anlage annähernd gleichgesetzt werden können (vgl. Tabelle 8-15 und Tabelle 8-16).

Tabelle 8-25 gibt die gesamten primärenergetischen Aufwendungen beim Austausch großer Komponenten im WP 2010 innerhalb von 20 Jahren an. Sie setzen sich zusammen aus der Herstellung der Komponenten (Material und Fertigung) sowie den Transport- und Errichtungsaufwendungen. Ebenfalls berücksichtigt wurden die Aufwendungen für die Demontage der alten Komponenten, die mit den Aufwendungen für ihre Errichtung nach Gl. 1 gleichgesetzt wurden.

Tabelle 8-25: Außerplanmäßige Grobeinsätze für den WP 2010 während der Betriebsdauer

	Input*	KEA* [GJ]
Materialeinsatz		
Komponentengewicht	9.336 t	506.394
Fertigung		
Elektrizität	10.113 MWh	112.358
Transport/Errichtung		
LKW-Fahrten	3.400.000 t·km	9.132
Frachtschiff-Fahrten	869.200 t·km	110
Diesel	897 t	46.455
Schmierstoffe	34 t	1.813
Gesamt		676.262

* Werte gerundet

8.5.4 Rückbau

Bezüglich des Rückbaus von offshore Windparks bestehen gesetzliche Auflagen, die den Betreiber verpflichten, den Standort in den ursprünglichen Zustand zurück zu versetzen. Aufgrund fehlender Erfahrung gibt es jedoch keine konkreten Erkenntnisse über eine adäquate Vorgehensweise. Basierend auf Gesprächen mit Fachleuten wurde in dieser Untersuchung die Annahme getroffen, dass die Aufwendungen für die Demontage der WEA und der Infrastruktur sowie für die Rücktransporte zum Hafen mit den Aufwendungen für die Errichtung und die entsprechenden Transporte in der Herstellungsphase gleichzusetzen sind.

Zum Verfahren mit den Anlagenteilen nach der Demontage können aufgrund fehlender Erfahrung auf diesem Gebiet keine Angaben gemacht werden. Denkbar sind sowohl ein Recycling, als auch die thermische Verwertung bzw. Deponierung einzelner Bauteile. Diese Phase wird in dieser Untersuchung nicht betrachtet. Lediglich die Transportaufwendungen vom Hafen zu einem möglichen Entsorgungsort werden geschätzt. Dabei wird eine pauschale Entfernung von 300 km und einfache LKW-Fahrten angesetzt.

Windenergieanlage

Obiger Aussage folgend, können die geschätzten Aufwendungen für die Demontage und den Rücktransport einer WEA aus Tabelle 8-16 entnommen werden. Der LKW-Transport zur Verwertungsanlage wird mit 208.412 t·km hinzugerechnet. Die Primärenergieaufwendungen für den Rückbau der WEA sind in Tabelle 8-26 dargestellt.

Tabelle 8-26: Kumulierte Energieaufwendungen für den Rückbau einer WEA

Demontage/Rücktransport [GJ]	Transport zur Verwertung [GJ]	KEA* [GJ]
1.079	560	1.639

* Werte gerundet

Infrastruktur

Nach Ablauf der Nutzungsdauer besteht die Verpflichtung des Windparkbetreibers die Gründungen vollständig zu entfernen. Eingerammte Pfähle sind bis in ausreichende Tiefe freizulegen und abzutrennen, so dass die verbleibenden Pfahlstümpfe durch die Strömung nicht freigelegt werden können. Die Steine der Kolkssicherung können vermutlich auf dem Meeresboden bleiben.

Ähnlich wie im vorigen Abschnitt werden auch für die Infrastruktur die Primärenergieaufwendungen für die Demontage und den Rücktransport bestimmt. Dazu werden die Daten aus der Herstellungsphase herangezogen. Die Transportleistung für die LKW-Fahrten aller Komponenten der Infrastruktur zu einer möglichen Verwertungsanlage betragen 18.672.204 t·km.

Tabelle 8-27: Kumulierter Energieaufwand für den Rückbau der Infrastruktur des WP 2010

	Demontage/ Rücktransport [GJ]	Transport zur Verwertung [GJ]	KEA* [GJ]
Fundamente (41 Stk.)	41.686	36.340	78.026
Verkabelung	27.792	13.448	41.240
Umspannstation	1.015	363	1.378
Infrastruktur gesamt	70.493	50.150	120.644

* Werte gerundet

8.6 Zusammenführende Ergebnisdarstellung

8.6.1 Windpark 2010

Für die Bilanzierung des Windparks 2010 werden die Ergebnisse aus Kapitel 8.5 zusammengetragen und mit Bilanzierungsfaktoren versehen, die der Anlagenanzahl und dem Unterschied bei der Nutzungsdauer der WEA (und somit des WP 2010) und der Komponenten der Infrastruktur Rechnung tragen. Sie werden in Tabelle 8-28 angegeben.

Tabelle 8-28: Bilanzierungsrahmen des WP 2010

Baugruppen WP 2010	Bilanzierungsfaktor
Windenergieanlagen	40
Infrastruktur	0,5

Kumulierter Energieaufwand

Die Ergebnisse der Bilanzierung aus Kapitel 8.5 werden für das betrachtete System anhand der Bilanzierungsfaktoren zusammengefasst und in Tabelle 8-29 angegeben.

Tabelle 8-29: Kumulierter Energieaufwand des WP 2010

	Herstellung [GJ]	Nutzung [GJ]	Rückbau [GJ]	Gesamt [GJ]
Windenergieanlagen	1.539.160	745.791	65.560	2.562.881
Fundamente	1.174.777	-	39.013	1.214.884
Verkabelung	603.203	-	20.620	623.823
Umspannstation	13.462	-	689	14.151
Windpark 2010	3.330.602	745.791	125.882	4.202.275

Die Verteilung der KEA auf die Subsysteme des Windparks und ihr Einfluss auf die Gesamtbilanz ist der Abbildung 8-8 zu sehen:

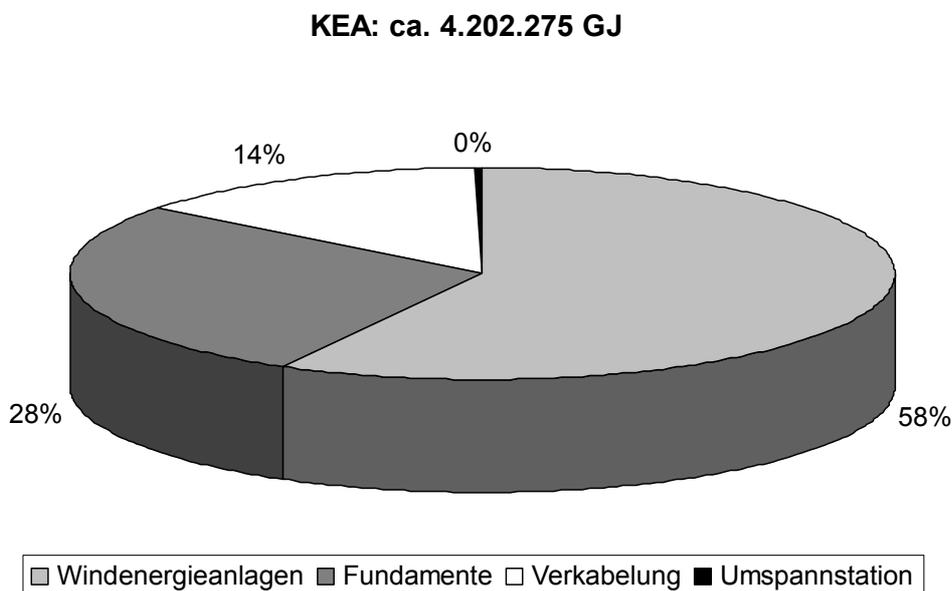


Abbildung 8-8: Verteilung des Kumulierten Energieaufwandes der Windparks 2010 auf die bilanzierte Subsysteme

Der Anteil der kumulierten Energieaufwendungen für die Windenergieanlagen überwiegt eindeutig gegenüber der Infrastruktur. Darin sind auch die Aufwendungen für die gesamte Nutzungsphase enthalten. Bei der Infrastruktur dominieren die Fundamente gefolgt von der Verkabelung während die Umspannstation nur marginal dazu beiträgt. Der hohe Anteil des Fundaments lässt darauf schließen, dass für die Bilanzierung des Windparks die Wahl der Gründung maßgebend ist.

Nach /VDI03/ und anhand des Nettoenergieertrags von 700 GWh/a (vgl. Abschnitt 8.2.2) lässt sich die substituierte Primärenergie mit 155.885.377 GJ und eine energetische Amortisationszeit des WP 2010 mit 5 Monaten errechnen. Die auf die funktionelle Einheit bezogenen Primärenergieaufwendungen betragen $0,30 \text{ MJ}_{\text{Primär}}/\text{kWh}$ Elektrizität.

Emissionen

Mit den Fertigungsprozessen, den Transportleistungen und der Bereitstellung der Materialien sind eine Reihe von umwelt- und gesundheitsschädigender Emissionen verbunden. Diese prozess- und materialbedingten Emissionen werden für die gesamte Nutzungsdauer von 20 Jahren berechnet und auf die funktionelle Einheit bezogen. Eine Zusammenfassung aller relevanten Emissionen gibt Tabelle 8-30 an.

Tabelle 8-30: Kumulierte Emissionen des WP 2010 bezogen auf die funktionelle Einheit

Emissionen	g/kWh
CO ₂	1,86E+01
CO	1,77E-01
NO _x	6,19E-02
SO _x	1,78E-01
CH ₄	6,71E-02
NMVOG	9,02E-02
N ₂ O	5,11E-04
Partikel	5,91E-02

Anhand der substituierten Primärenergie und des Strommixes aus Tabelle A-2 lässt sich eine CO₂-Einsparung innerhalb von 20 Jahren Betriebszeit in Höhe von 8.482.489 t errechnen.

Die Verteilung der Emissionen über die Lebensdauer des Systems gibt Aufschluss über den Einfluss der einzelnen Lebensphasen auf die kumulierten Emissionen. Zum Vergleich wird auch der Kumulierte Energieaufwand in Abbildung 8-9 dargestellt.

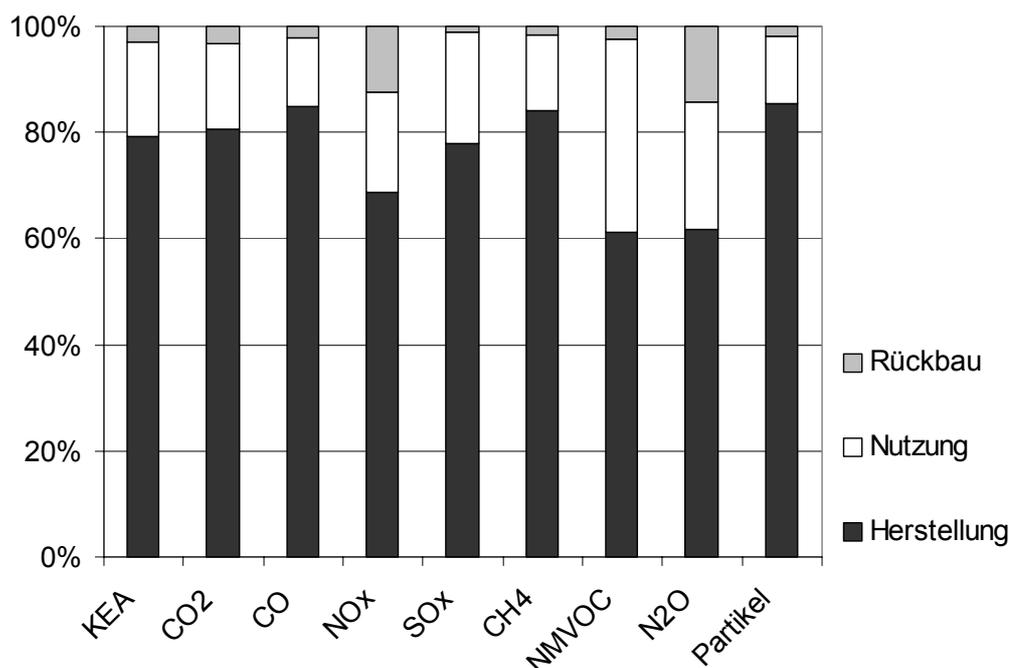


Abbildung 8-9: KEA- und Emissionenverteilung des WP 2010

Anhand der Darstellung ist ein enormer Einfluss der Herstellungsphase erkennbar. Etwa 80 % des CO₂-Ausstoßes entstehen bei der Herstellung der Windkraftanlagen und der Infrastruktur. Des Weiteren ist eine Korrelation zwischen dem Kumulierten Energieaufwand und dem Ausstoß an Kohlendioxid festzustellen.

Zusammenfassung

Eine Zusammenfassung aller wichtigen Aussagen zum WP 2010 ist der Tabelle 8-31 zu entnehmen.

Tabelle 8-31: Zusammenfassung der wichtigsten Bilanzergebnisse für den WP 2010

Kenngröße	Betrag
Nettostromertrag in 20 Jahren	14.031 GWh
Netto Primärenergie-Substitution	155.885.377 GJ
KEA	0,30 MJ/kWh
CO ₂ -Emissionen	19 g/kWh
CO ₂ -Einsparung in 20 Jahren	8.482.489 t
Energetische Amortisationszeit	5 Monate

8.6.2 Einzelwindenergieanlage mit Fundament

Um die Vergleichbarkeit zwischen offshore und onshore Windenergieanlagen zu gewährleisten aber auch um einen modularen Aufbau von offshore Windparks jeder Größenordnung zu ermöglichen, wird an dieser Stelle das System einer einzelnen offshore WEA mit einem Tripod-Fundament betrachtet. Die Materialbilanz der restlichen Komponenten der Infrastruktur, wie z.B. die Verkabelung wird nicht durch die Anlagenanzahl bestimmt und deshalb hier nicht betrachtet. Die Aufwendungen aus der Nutzungsphase des WP 2010 werden auf eine Anlage umgerechnet.

Kumulierter Energieaufwand

Zur Bestimmung des Kumulierten Energieaufwands werden die Ergebnisse aus Kapitel 8.5 zusammengestellt und in Tabelle 8-32 angegeben. Das Fundament wurde mit dem Bilanzierungsfaktor 0,5 berücksichtigt (siehe Abschnitt 8.6.1).

Tabelle 8-32: Kumulierter Energieaufwand der offshore Windenergieanlage 5M mit Tripod

	Herstellung	Nutzung	Rückbau	Gesamt
	[GJ]	[GJ]	[GJ]	[GJ]
Windenergieanlage	38.479	18.644	1.639	58.762
Fundament	28.653	-	951	29.604
WEA gesamt	67.132	18.644	2.590	88.366

Die Verteilung des KEA auf die Komponenten des Systems ist in Abbildung 8-10 dargestellt.

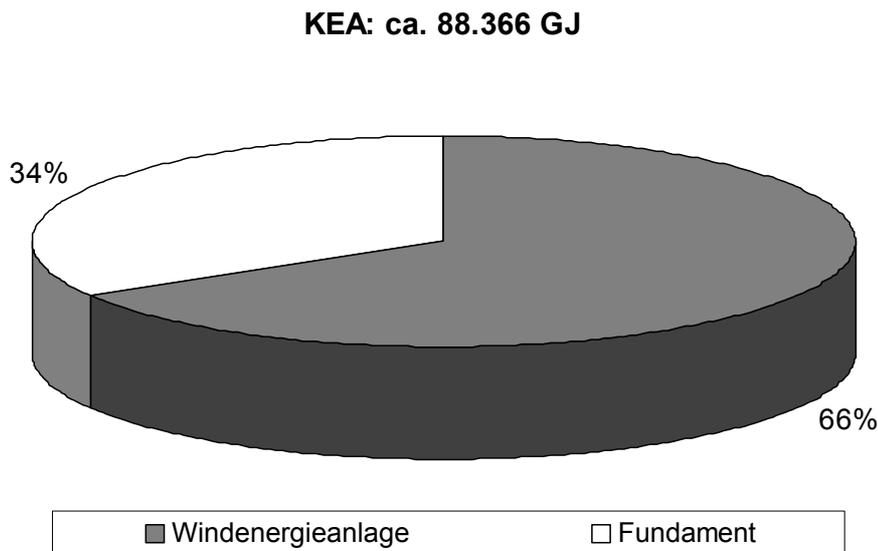


Abbildung 8-10: Verteilung des KEA der offshore WEA mit Tripod-Fundament

Es ist festzustellen, dass der Einfluss der Anlage gegenüber dem Fundament überwiegt. Dies ist auf den hohen Aufwand an energieintensive Werkstoffe zur ihrer Herstellung zurückzuführen.

Im Abschnitt 8.2.2 ist der jährliche Nettoenergieertrag der 5M unter den gegebenen offshore Bedingungen des WP 2010 mit 17,5 GWh/a angegeben. Die substituierte Primärenergie beträgt 3.897.134 GJ, während die Energetische Amortisationszeit sich auf 4 Monate beläuft. Die auf die funktionelle Einheit bezogenen Primärenergieaufwendungen liegen demnach bei ca. 0,25 MJ_{Primär}/kWh Elektrizität.

Emissionen

Die Kumulierten Emissionen für alle Lebensphasen der Windkraftanlage mit Tripod werden in Tabelle 8-33 zusammengefasst und auf die funktionelle Einheit bezogen.

Tabelle 8-33: Spezifische Kumulierter Emissionen der offshore WEA mit Tripod

Emissionen	g/kWh
CO ₂	1,47E+01
CO	1,36E-01
NO _x	5,23E-02
SO _x	1,46E-01
CH ₄	5,17E-02
NMVOC	8,46E-02
N ₂ O	4,24E-04
Partikel	4,56E-02

Die Relevanz der Kohlendioxidemissionen wird aus obiger Tabelle ersichtlich. Bezogen auf den Strommix und den Nettoenergieertrag kann eine CO₂-Einsparung über die Lebensdauer der Anlage in Höhe von 212.062 t errechnet werden.

Der Einfluss der Lebensphasen auf die Gesamtbilanz des Systems ist in Abbildung 8-11 dargestellt. Ähnlich wie bei der Bilanzierung des WP 2010 ist auch bei der Betrachtung einer einzelnen Anlage der Einfluss der Herstellung ausschlaggebend.

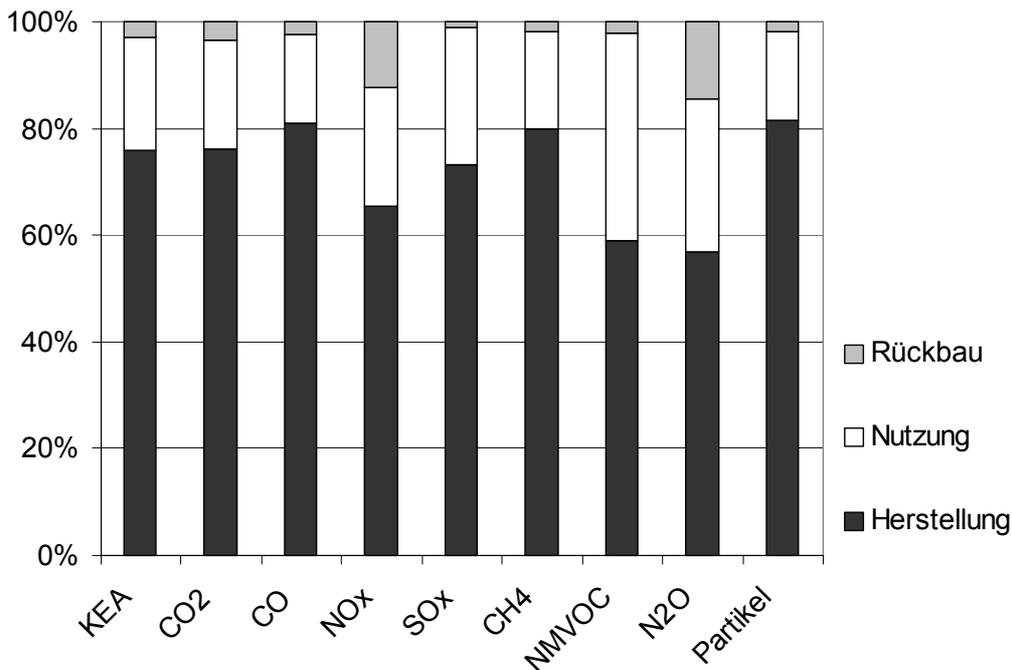


Abbildung 8-11: KEA- und Emissionenverteilung der offshore WEA mit Tripod-Fundament

Zusammenfassung

Tabelle 8-34 gibt eine Übersicht der Auswertung der untersuchten Einzelwindenergieanlage mit Fundament dar.

Tabelle 8-34: Zusammenfassung der wichtigsten Bilanzergebnisse für die offshore WEA mit Tripod-Fundament

Kenngröße	Betrag
Nettostromertrag in 20 Jahren	350 GWh
Netto Primärenergiesubstitution	3.897.134 GJ
KEA [MJ/kWh]	0,25 MJ/kWh
CO ₂ -Emissionen	15 g/kWh
CO ₂ -Einsparung in 20 Jahren	212.062 t
Energetische Amortisationszeit	4 Monate

8.7 Sensitivitätsanalyse

Die vorliegende Untersuchung basiert zum größten Teil auf Angaben von in der offshore Planung involvierten Akteuren. Unsicherheiten die aus der Übertragung von Erfahrungen im onshore Bereich bzw. aus dem ausländischen offshore Bereich resultieren, können nicht ausgeschlossen werden.

Die Betrachtungen in diesem Abschnitt sollen durch die Parametrisierung einiger Einflussfaktoren die damit verbundenen Auswirkungen auf das System WP 2010 erfassen und analysieren. Dabei geht es vorrangig um die Auswahl des Standortes. Seine Charakterisierung kann u. a. über die Wassertiefe, die Entfernung zum Festland und die Windgeschwindigkeit erfolgen. Um den Einfluss dieser Parameter erkennbar darzustellen, werden im Rahmen der Sensitivitätsanalyse geeignete Indikatoren ausgewählt und über eine sinnvolle Bandbreite variiert.

Weitere Ungenauigkeiten sind auf die Voraussetzungen des verwendeten Datensatzes zurückzuführen. Diese sind anhand des Stoffmappings in Tabelle A-1 erkennbar. Zu Vergleichszwecken werden am Ende dieses Kapitels die Ergebnisse der Bilanzierung mit einem alternativen Datensatz dargestellt.

8.7.1 Einfluss der Wassertiefe

In der vorliegenden Studie wurde eine Wassertiefe von ca. 30 m angesetzt, die für den Standort Borkum West repräsentativ ist. Es wird erwartet, dass auch für weitere geplante Projekte in der Deutschen Bucht von ähnlichen Wassertiefen auszugehen ist. Projekte in der Ostsee sollen jedoch bei Wassertiefen von ca. 20 m realisiert werden /Sky2000/. Nearshore Windparks bei Wassertiefen von ca. 10 m, wie sie in Dänemark errichtet wurden sind in Deutschland nicht zu erwarten /HornsRev03/.

Die Variation der Wassertiefe ist mit konkreten baulichen Maßnahmen verbunden, die vor allem die Gründungsart betreffen. Die Auswahl des Fundaments ist insofern von ausschlaggebender Bedeutung, da die Kosten für seine Entwicklung, Herstellung und Errichtung etwa ein Drittel der Gestehungskosten einer WEA ausmachen /Dimas01/. Aus technischer Sicht und vor dem Hintergrund der bisherigen offshore Erfahrungen kann folgendes Schema erstellt werden:

Tabelle 8-35: Grobes Schema der Gründungsarten nach Wassertiefen

Wassertiefe	Gründungsart	bisheriger Einsatz
Bis zu 10 m	Schwergewichtsfundament	Windpark Mittelgrunden (Dänemark)
Bis zu 20 m	Monopile	Horns Rev (Dänemark)
Ab 20 m	Tripod oder Jacket	Konventionelle offshore Technik

Bei der Realisierung des wirtschaftlich-technischen Optimums ist diese Aufteilung nur grob anwendbar, da neben der Wassertiefe weitere Faktoren wie Baugrundeigenschaften, möglicher Eisgang und nicht zuletzt der Rückbau zu berücksichtigen sind.

In Abbildung 8-12 gibt eine grafische Darstellung einen Überblick über die verschiedenen Gründungsarten.

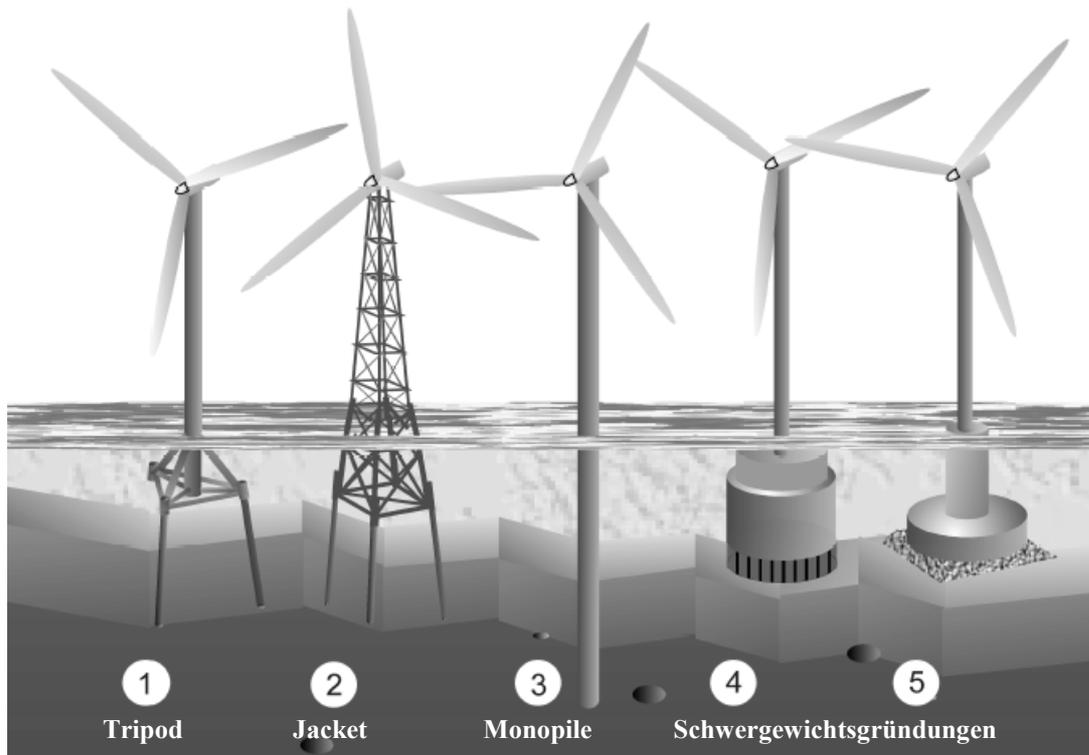


Abbildung 8-12: Gründungsvarianten für offshore Windenergieanlagen [Lesny02a]

Grundsätzlich wird zwischen Pfahlgründungen (1-3) und Flachgründungen (4-5) unterschieden. Im Folgenden werden das Schwergewichtsfundament und das Monopile untersucht und vergleichend zum Standardfall Tripod dargestellt. Die Dimensionierung der unterschiedlichen Gründungskonzepte beruht zum größten Teil auf Veröffentlichungen des Forschungsprojektes GIGAWIND und der daran beteiligten Institute /GIGAWIND02/. Die Fundamente wurden für Multimegawatt Windenergieanlagen der Leistungsklasse 2 MW an einem Nordsee Standort berechnet. Die Massenlasten wurden auf diejenigen einer 5 MW Anlage nach Angaben von /Lesny03/ anhand eines 10 % Massenaufschlags hochskaliert (vgl. Abschnitt 8.2.3.1). Die Daten wurden mit Angaben verschiedener Akteure der offshore Entwicklung in Deutschland verglichen und bzgl. der Größenordnung bestätigt.

Die kumulierten Energieaufwendungen für das Schwergewichtsfundament liegen etwa 40 % unterhalb derer für den Standardfall Tripod. Eine Vergleichbarkeit ist jedoch nicht direkt gegeben, da das Schwergewichtsfundament eine sehr begrenzte Einsatztiefe hat, die zudem für die offshore Anwendungen in Deutschland nicht relevant ist.

Das Monopile hingegen ist ein möglicher Gegenvorschlag zum Tripod und kann sowohl in der Nordsee als auch in der Ostsee eingesetzt werden. So gibt der direkte Vergleich beider Fundamente Aufschluss über mögliche Alternativen. Bezogen auf die Primärenergieaufwendungen hat das Monopile mit etwa 70 % des KEA gegenüber dem Tripod einen eindeutigen Vorteil. Es ist aufgrund seiner Geometrie weniger materialintensiv in der Herstel-

lung, was auch auf einen Kostenvorteil gegenüber dem Tripod schließen lässt. Die Auswirkungen der Fundamentwahl auf die Gesamtbilanz des WP 2010 werden am Beispiel der energetischen Amortisationszeit und der Primärenergieaufwendungen pro kWh Elektrizität deutlich.

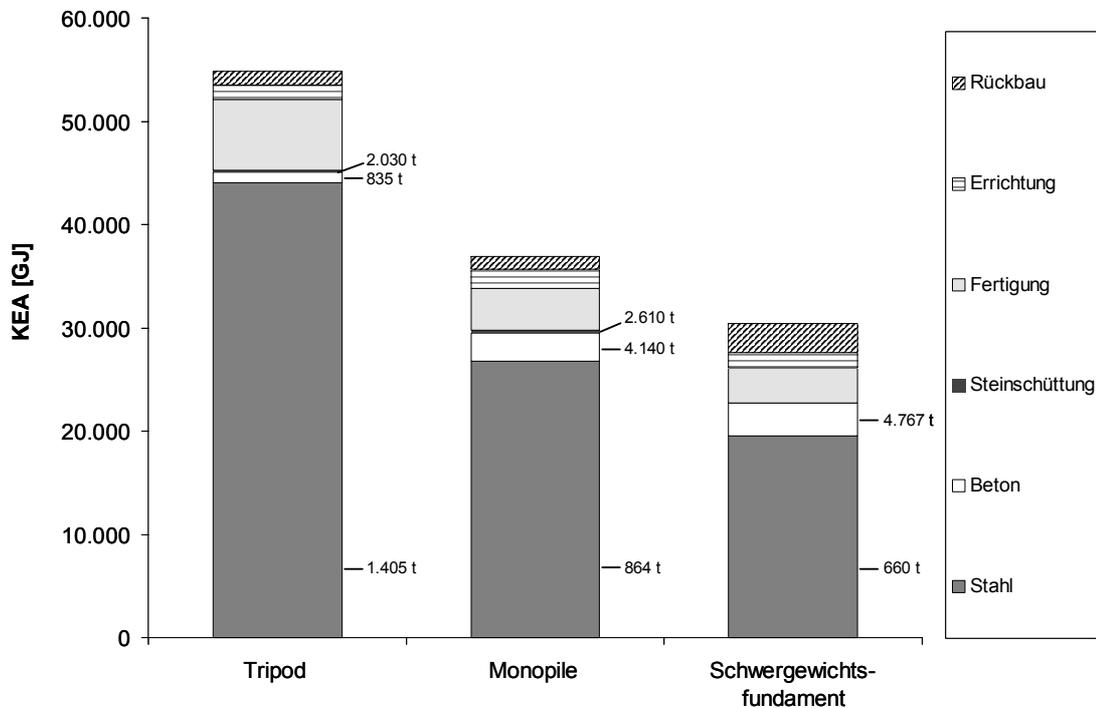


Abbildung 8-13: Massenangaben und Kumulierter Energieaufwand für unterschiedliche Fundamenttypen je nach Wassertiefe

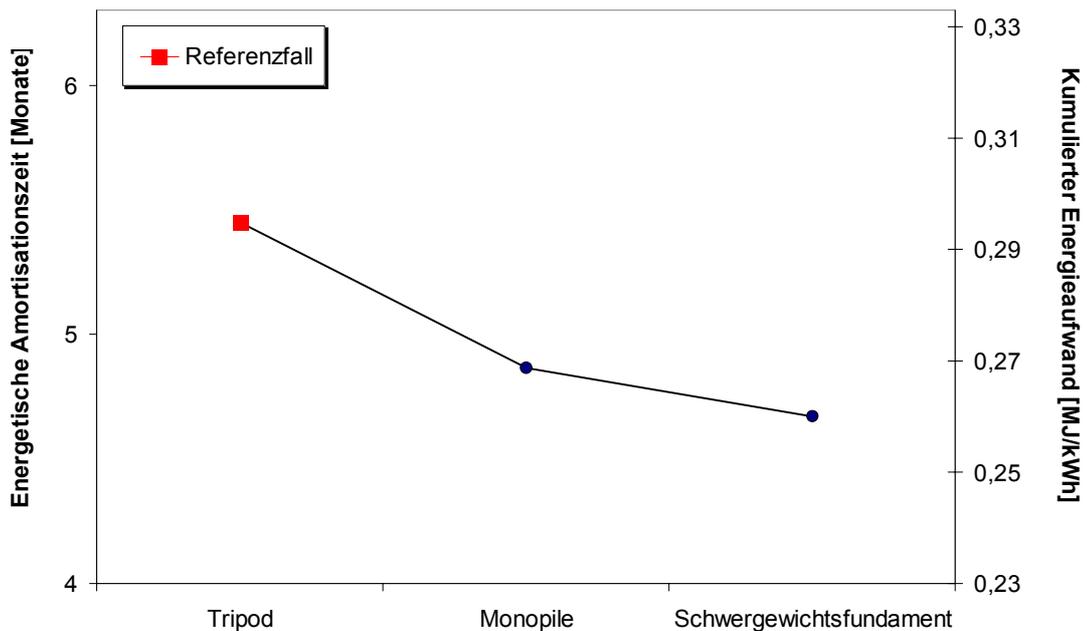


Abbildung 8-14: Energetische Amortisationszeit und Kumulierter Energieaufwand des WP 2010 bei Variation des Fundamenttyps

Die energetische Amortisationszeit des WP 2010 liegt beim Einsatz von Monopiles etwa einen Monat unterhalb des Standardfalls. Der Unterschied zwischen Monopile und Schwergewichtsfundament ist weniger gravierend.

8.7.2 Einfluss der Windgeschwindigkeit

Der Einfluss der Windgeschwindigkeit auf die Bilanz des WP 2010 ist anhand des erwarteten Energieertrags erkennbar und wird durch die Anzahl der Volllaststunden adäquat beschrieben. Eine Relation zwischen Windgeschwindigkeit und Volllaststunden ist bei /Soeker00/ angegeben. Im Weiteren wird nur auf die Anzahl der Volllaststunden eingegangen, ohne den Bezug zur Windgeschwindigkeit anzugeben.

Nach /VDMA01/ wird zwischen Netto- und Bruttovolllaststunden unterschieden, wobei in den Nettowerten die technische Verfügbarkeit der Anlagen und der Parkwirkungsgrad berücksichtigt werden. Folgende Darstellungen beziehen sich auf Bruttowerte.

In der Abbildung 8-15 sind Volllaststunden innerhalb einer Bandbreite von 3.500 h/a bis 4.700 h/a angegeben.

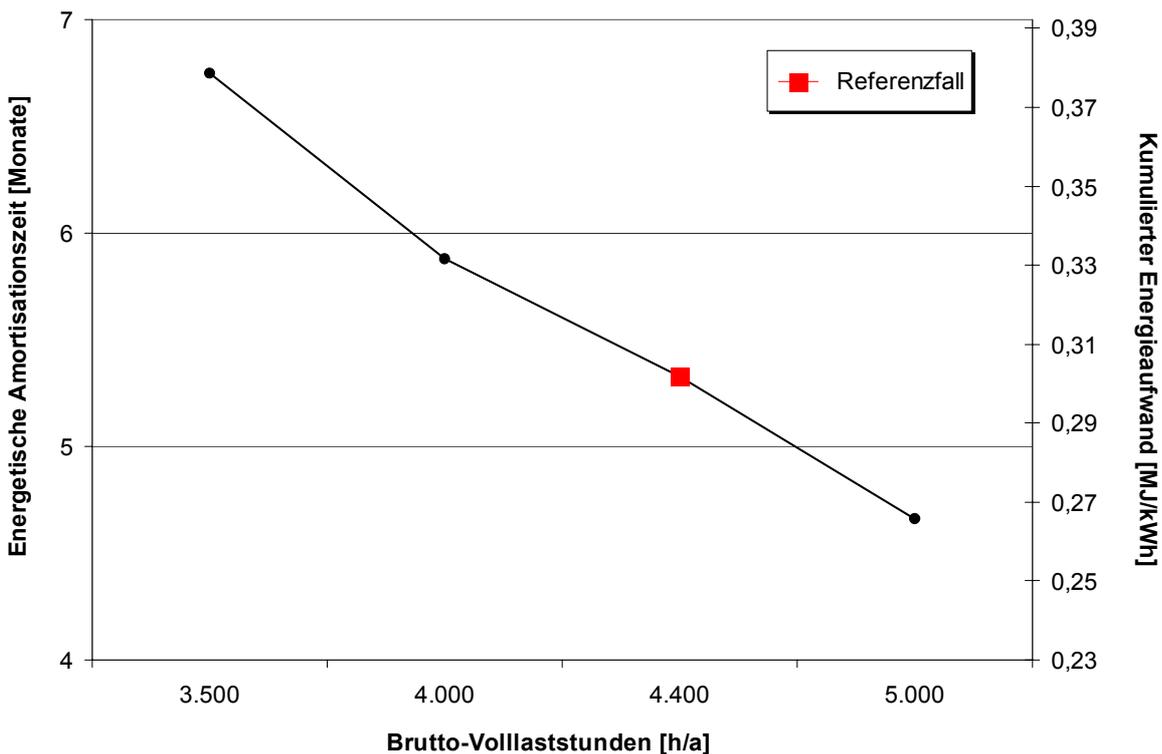


Abbildung 8-15: Energetische Amortisationszeit und Kumulierter Energieaufwand des WP 2010 an Standorten mit unterschiedlichen Brutto-Volllaststunden

Der Referenzfall wird durch die Rahmenbedingungen der vorliegenden Studie, wie sie in Tabelle 8-3 angegeben sind, definiert. Es ist ein sehr steiler Verlauf der Erhöhung der energetischen Amortisationszeit bei Abnahme der Volllaststunden zu beobachten. Sie liegt an windschwachen Standorten bei etwa sieben Monaten und somit ca. zwei Monaten über dieje-

nige für windgünstige Standorte. Dennoch verändert sich die Gesamtbilanz dadurch nicht wesentlich. Ähnlich verhält sich der Kumulierte Energieaufwand.

8.7.3 Einfluss der Entfernung zur Küste

Durch die Entfernung zur Küste werden hauptsächlich die Länge der externen Verkabelung sowie die Aufwendungen für die offshore Transporte bestimmt. Diese Größen werden im Folgenden für unterschiedliche Entfernungen variiert. Für die Betrachtungen wurde eine Skalierung zwischen 50 km und 150 km gewählt. An dieser Stelle soll darauf hingewiesen werden, dass ab einer Entfernung von etwa 100 km nur bedingt richtige Ergebnisse erwartet werden können, da diese Distanz die Grenze für den Einsatz von Wechselstromkabeln darstellt. Bei größeren Entfernungen soll eine verlustarme Stromübertragung mit Hilfe von Gleichstromkabeln bewältigt werden. Da keine Angaben zum Materialeinsatz bei der Gleichstromübertragung vorliegen, wird vereinfachend angenommen, dass bei allen untersuchten Varianten Wechselstromkabel zum Einsatz kommen.

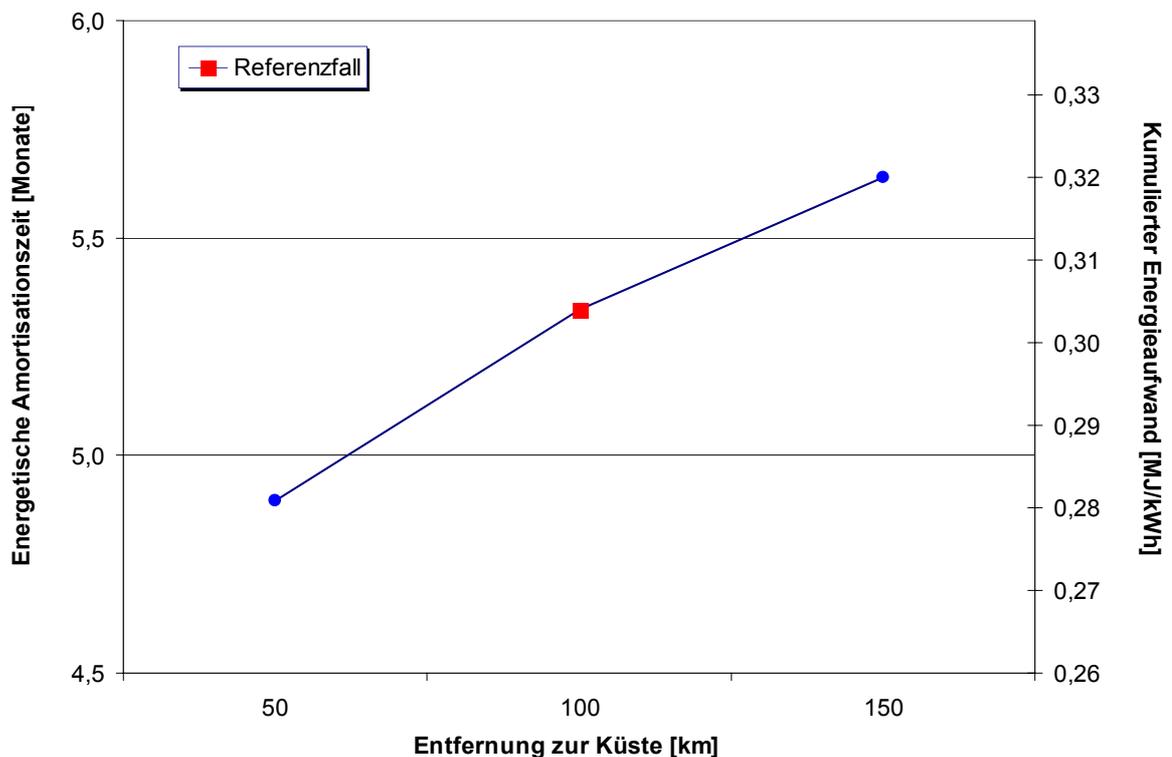


Abbildung 8-16: Energetische Amortisationszeit und spez. Kumulierter Energieaufwand des WP 2010 bei Variation der Entfernung zur Küste

In der Abbildung 8-16 ist ein fast linearer Verlauf der Kurven für die Energetische Amortisationszeit und den KEA in Abhängigkeit zur Küstenentfernung festzustellen. Dabei bleiben die Abweichungen der Amortisationszeit vom Referenzfall auf Zeitspannen beschränkt, die unterhalb von einem Monat liegen.

8.7.4 Verwendung eines alternativen Datensatzes

Bei der Bilanzierung mit BALANCE wurden Datenlücken hinsichtlich der Vollständigkeit des Datensatzes festgestellt. Für einige Stoffe wie beispielsweise Glasfaser oder Epoxid, die bei der Herstellung der Rotorblätter einen großen Anteil haben, konnte kein adäquates Stoffmapping vorgenommen werden. Auch die Vorketten zur Weiterverarbeitung von Grundstoffen wie die Verarbeitung von Metallen zu Blech oder zu Draht sind in der BALANCE Datenbank nicht vorhanden. Ein weiterer Unsicherheitsfaktor könnte in der Auswahl eines der vier KEA-Datensätze (berechnet nach verschiedenen Methoden) aus BALANCE liegen.

Zur Verdeutlichung des Sachverhalts wurde die Bilanz des WP 2010 mit einem alternativen Datensatz durchgeführt. Dieser basiert zum größten Teil auf der Datenbank Emil des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft und Datensätze der Forschungsstelle für Energiewirtschaft /LEE03; FfE96; FfE03/. Die Ergebnisse sind in Tabelle 8-36 dargestellt.

Tabelle 8-36: Ergebnisse der Bilanzierung mit dem alternativen LEE-/FfE-Datensatz

	KEA* [GJ]	KEA [MJ/kWh]	CO ₂ -Emissionen [g/kWh]	EAZ [Monate]
WP 2010	3.868.168	0,28	16	5

*Werte gerundet

Der Vergleich der Ergebnisse für den WP 2010 bei Verwendung verschiedener Datensätze zeigt, dass die Abweichungen in der Größenordnung von 6 % bis 8 % liegen. Dies liegt hauptsächlich daran, dass größere Divergenzen zwischen den Datensätzen bei einzelnen spezifischen Werten für die Material- und Energiebereitstellung sich in der Summe weitgehend gegenseitig aufheben. Bei den CO₂-Emissionen ist jedoch eine nicht unerhebliche Abweichung von etwa 15 % festzustellen.

Die Gegenüberstellung der Ergebnisse ist in der Abbildung 8-17 graphisch dargestellt.

8.7.5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Betrachtet man die hier durchgeführte Bilanzierung des WP 2010 und die Analyse der Datensensitivität, kann ein dominanter Einfluss der Materialaufwendungen für die WEA festgestellt werden. Diese konnten im Rahmen dieser Untersuchung mit Hilfe des Herstellers detailliert erfasst werden. Der Einfluss weiterer Faktoren sowie Unsicherheiten, die sich aus fehlender Erfahrung mit offshore Aktivitäten ergeben, beeinflussen die Gesamtbilanz nur in geringem Maße. Von allen untersuchten Parametern besitzt die Jahreswindgeschwindigkeit anhand des Indikators „Volllaststunden“ die größte Sensitivität. Ihre Variation verursacht Abweichungen von bis zu zwei Monaten bei der energetischen Amortisationszeit.

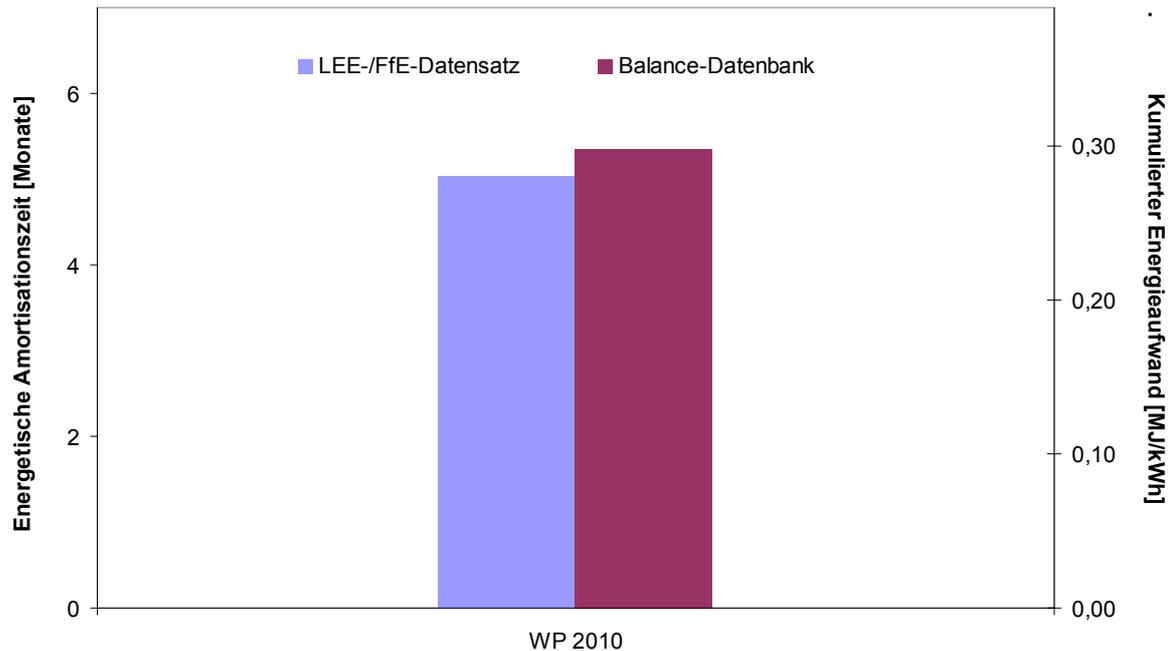


Abbildung 8-17: Vergleich der Ergebnisse bei der Verwendung des alternativen LEE-/FfE-Datensatzes und BALANCE

8.8 Schlussbetrachtung

Die vorliegende Bilanz umfasst die Untersuchung eines offshore Windparks in der Deutschen Bucht bezogen auf das Jahr 2010. Es wurden Windenergieanlagen der Multimegawatt Klasse mit Getriebe untersucht. Dabei wurde u. a. auch die energetische Amortisationszeit bestimmt, die aktuell auf hohes Interesse in der Energiewirtschaft stößt. Sie beträgt für den untersuchten Windpark etwa 5 Monate. Aus Gründen der Zeit- und Datenverfügbarkeit konnte keine vergleichende Untersuchung für einen „getriebelosen“ Anlagentypus durchgeführt werden. Solche Anlagen in der gleichen Leistungsklasse wie die hier untersuchte Anlage weisen -bedingt durch ihre Konstruktion- ein größeres Gewicht und somit höhere Primärenergieaufwendungen auf. Damit verbunden sind höhere energetische Amortisationszeiten. Nach Schätzungen der Autoren, die auf ein grobes Screening eines Prototyps basieren, liegt die Abweichung bei weniger als 20 %. Angesichts der errechneten Ergebnisse in dieser Untersuchung würde diese Abweichung keine erheblichen Veränderungen in der Bilanz verursachen.

Literatur zu Kapitel 8

/AWEA03a/

American Wind Energy Association: Wind Power Outlook 2003,
<http://www.awea.org/pubs/documents/Outlook2003.pdf>

/AWEA03/

American Wind Energy Association: Global Wind Energy Market Report, 2003,
<http://www.awea.org/pubs/documents/globalmarket2003.pdf>

/Baumgärtner03/

pers. Kommunikation, Telefongespräch vom 26.06.2003, Baumgärtner, Demag Mobile Cranes GmbH & Co. KG, Zweibrücken

/Braun01/

Braun, E., Abel, K.: Kabel für neue Anwendungen Offshore-Windpark „Horns Rev“, Energiewirtschaft 19, 2001

/BMU01/

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Windenergienutzung auf See - Positionspapier des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zur Windenergienutzung im Offshore-Bereich, 2001

/BSH01/02/

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie: Pressemitteilung vom 09.11.2001 und 19.12.2002

/Bund02/

Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See - im Rahmen der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung, 2002

/BWE03/

Bundesverband WindEnergie e.V.: Zahlen zur Windenergie, 2003, <http://www.windenergie.de/informationen/informationen.htm>

CA-OWEE01 Concerted Action on Offshore Wind Energy in Europe, Final Report, Dezember 2001

/Crisan02/

pers. Kommunikation, Fax vom 10.06.2002, Dipl.-Ing. Silviu Crisan, Nexans Deutschland Energy Networks, Hannover

/DEWI04/

Deutsches Windenergie Institut GmbH, Bundesverband Windenergie e.V., VDMA Power Systems: Windenergie – mehr Leistung neu installiert als erwartet, Presseinformation vom 27.01.2004

/Dimas01/

Dimas, J., Richert, F.: Alles im Griff?, Erneuerbare Energien, Online Ausgabe Oktober 2001, <http://www.erneuerbareenergien.de/1001/allesimgriff.html>

/EWEA03/

The European Wind Energy Association: Wind Power Targets for Europe 75,000 MW by 2010, Briefing, Oktober 2003, http://www.ewea.org/documents/13190_policy%20briefing_4.pdf

/EWEA04/

The European Wind Energy Association: News Release, Brussels, 03.04.2004

/FfE96/

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: Ganzheitliche energetische Bilanzierung der Energiebereitstellung (GaBiE), Teil VI Energetische Untersuchung von Blockheizkraftwerken, München, 1996

/FfE03/

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: Kumulierter Energieaufwand der Strombereitstellung für Deutschland im Jahr 2010, München, 2003

/GIGAWIND02/

Forschungsprojekt GIGAWIND: Bau- und umwelttechnische Aspekte von Offshore Windenergieanlagen, <http://www.gigawind.de>

/Görtz03/

pers. Kommunikation, Email vom 27.06.2003, Martin Görtz, Starkstrom Gerätebau GmbH, Regensburg

/Gößwein02/

pers. Kommunikation, Email vom 07.03.2003, Dipl.-Ing. Jens Gößwein, REpower Systems AG -Entwicklungszentrum-, Rendsburg

/Herse03/

Herse, E.: Das Nordseekraftwerk, Ingenieuren, Ausgabe Nr. 13 vom 28.03.2003, Dänemark

/HornsRev03/

Daten aus der Homepage des Projektes Horns Rev, Dänemark:

http://www.hornsrev.dk/Engelsk/default_ie.htm

/Huss03/

pers. Kommunikation, Telefongespräch vom 24. 06.2003, Martin Huss, A2SEA GmbH
Deutschland, Flensburg

/Klemt02/

pers. Kommunikation, Gespräch von 25.04.2002, Dipl.-Umweltwiss. Alexander Klemt, Pro-
kon Nord Energiesysteme GmbH, Leer

/LEE03/

Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Ruhr-Universität Bochum: Energie- und
Emissionsbezogene Bewertung von Energieanlagen (Emil), Version 2003, Bochum, 2003

/Lehmann03/

Lehmann, K.-P.: Elefanten auf hoher See, Sonne Wind & Wärme, 4/2003

/Lesny02a/

Lesny, K., Richwien W., Wiemann, J.: Gründungstechnische Randbedingungen für den Bau
Offshore-Windenergieanlagen in der Deutschen Bucht, Bauingenieur 77, 2002

/Lesny02b/

pers. Kommunikation, Gespräch vom 18.12.2002, Dr. Kerstin Lesny, Institut für Grundbau
und Bodenmechanik, Felsmechanik und Tunnelbau, Universität Duisburg-Essen, Essen

/Lesny03/

pers. Kommunikation, Telefonat vom 02.10.2003, Dr. Kerstin Lesny, Instituts für Grundbau
und Bodenmechanik, Felsmechanik und Tunnelbau, Universität Duisburg-Essen

/Molly02/

J.P. Molly, J.P., Ender, C.: Windenergie-Studie 2002 - Markteinschätzung der Windindustrie
bis zum Jahr 2010, Deutsches Windenergie-Institut GmbH im Auftrag der Hamburger Messe
und Congress GmbH, April 2002

/muniedersachsen02/

Niedersächsisches Umweltministerium: Niedersächsisches Aktionsprogramm zur Planung
von Windenergiestandorten im Offshore-Bereich, Stand 13.05.2002

http://www.mu1.niedersachsen.de/functions/downloadObject/0,,c645558_s20,00.pdf

/Olschner03/

pers. Kommunikation, Telefongespräch vom 01.09.2003, Dipl.-Ing. Nils P. Olschner, Abe-king & Rasmussen, Schiffs- und Yachtwerft GmbH & Co. KG, Lemwerder

/Oswald02/

Oswald, B. R.: Netzanbindung von Offshore-Windparks, 2. Symposium Offshore - Windenergie Bau- und umwelttechnische Aspekte, Hannover, September 2002

/Pick98/

Pick, E., Wagner, H.-J.: Beitrag zum kumulierten Energieaufwand ausgewählter Windenergiekonverter, Institut für ökologisch verträgliche Energiewirtschaft, Arbeitsbericht, Universität Essen, Juli 1998

/Prowse03/

pers. Kommunikation, Telefongespräch vom 02.07.2003, Mike Prowse, Global Marine Systems Limited, Chelmsford, Essex, England

/Rehfeldt01/

Rehfeldt, K., Gerdes, G. J., Shreiber, M.: Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz -Teil 1-, April 2001

/REpower03/

5M Technische Projektskizze, REpower Systems AG, 2003

Richwien02a Richwien W., Graphik in: Offshore-Symposium in Hannover, Sonne Wind & Wärme, 10, 2002

/Richwien02b/

Richwien, W., Lesny, K., Wiemann, J.: Nachweise und Sicherheitskonzepte für die Gründung Offshore Windenergieanlagen in der Deutschen Bucht, 2. Symposium Offshore-Windenergie, Bau- und umwelttechnische Aspekte, Hannover, September 2002

/Ros03/

pers. Kommunikation, Telefongespräch vom 06.01.2003, Martin Ros, MENCK GmbH, Kaltenkirchen

/Sky2000/

Daten aus der Homepage des Projektes Sky2000, Deutschland <http://www.sky2000.info/plage.htm>

/Soeker00/

Soeker, H., Refehldt, K. et. al.: Zukunft Windkraft – Die Energie aus dem Meer. Technische Möglichkeiten und ökologische Rahmenbedingungen, dt. Kurzfassung, Deutsches Windenergie Institut, Greenpeace (Hrsg.), Berlin 2000

/Tryfonidou03/

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

/VDEW04/

Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.: Pressemeldung vom 02.02.2004

/VDI97/

Verein Deutscher Ingenieuren: Richtlinie VDI 4600, Kumulierter Energieaufwand, Begriffe, Definitionen, Berechnungsmethoden Düsseldorf, 1997

/VDI03/

Verein Deutscher Ingenieuren: Richtlinie VDI 4661, Energiekenngrößen, Definitionen – Begriffe – Methodik, Düsseldorf, 2003

/VDMA01/

Fachverband Kraftmaschinen, Frankfurt/Main, Fichtner, DEWI: Von Onshore zu Offshore - Randbedingungen für eine ökonomische und ökologische Nutzung von Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland, Kurzfassung, August 2001

/Walther03a/

pers. Kommunikation, Fax vom 01.07.2003, Dr. Walther, Fa. Reinhausen, Power, Quality, Management, Erfurt

/Walther03b/

pers. Kommunikation, Telefonat vom 08.07.2003, Dr. Walther, Fa. Reinhausen, Power, Quality, Management, Erfurt

/Wenzel99/

Wenzel, B.: Der Einfluss internationaler Arbeitsstellungen auf den Energiebedarf und die CO₂ Emissionen bei der Herstellung ausgewählter Konsumgüter, VDI-Fortschrittsberichte, Reihe 16, Nr. 103, VDI-Verlag, Düsseldorf, 1999

Anhang zu Kapitel 8

Tabelle A-1: Stoffmapping und KEA fossil (128 TJ/kgU235) aus BALANCE für die Materialbereitstellung

Material-Input	Stoffmapping BALANCE	KEA BALANCE [MJ/kg]	Bemerkung
Stahl, unlegiert	Stahl unlegiert	32,7	
Stahl, niedrig legiert	Stahl niedriglegiert	39,6	
Stahl, hoch legiert	Stahl hochlegiert	104,6	
Elektrostahl	Elektrostahl	11,5	
Stahlblech, mittel/grob	Stahl unlegiert	19,7	
Feinblech, feuerverzinkt	Stahl unlegiert	32,7	Mix aus Stahl und Zink (1,7 %)
	Zink für Verzinkung	97,5	
Stahlblech, niedrig legiert	Stahl niedriglegiert	39,6	
Weißblech elektrol. verzinkt	Stahl niedriglegiert	39,6	
Elektroblech	Stahl niedriglegiert	39,6	
Grauguss	Gusseisen	46,2	
Kupfer Mix	Kupfer	115,2	60 % prim.40 % sekund.
Kupferdraht 0,6 mm	Kupfer	115,2	
Kupferdraht 0,06 mm	Kupfer	115,2	
Kupferblech	Kupfer	115,2	
Aluminium Mix (75 % prim. / 25 % sekund.)	Aluminium 0 Rec.%	200,2	
	Aluminium 100 % Rec.	19,6	
Glasfaser	Mineralwolle	19,3	
Epoxid	Alkydharzlack	0,0	
PVC (extrudiert)	PVC schlagfest	95,3	
PE	PE (HD)	84,8	
PP	Polypropylen	103,8	
PA	PVC schlagfest	95,3	
Gummi	Gummi EPDM	112,9	
Lack	Alkydharzlack	0,0	
Schmieröl	Heizöl S ab Regionallager	53,9	
PU Schaum	PUR-Hartschaum	122,9	
Blei	Blei	19,9	
Graphit	Steinkohlekoks	1.242.564	in [MJ/TJ]
Elektronik			
Beton B25	Beton (ohne Armierungseisen)	0,9	
Bausand	Sand für Bau	0,2	
Bruchstein	Betonkies	0,2	
Getriebeöl	Heizöl S ab Regionallager	53,9	

Tabelle A-2: KEA fossil (128 TJ/kgU235) aus BALANCE für die Energieträgerbereitstellung

Energieträger	Einheit	KEA
Elektrizität, Mittelspannung, 2010	MJ/kWh	3,08
Erdgas -HD- Abnehmer Deutschland	MJ/TJ	1.112.374
Erdgas in Low Nox Feuerung (incl. Bereitstellung)	MJ/TJ	1.165.570
Diesel in Diesellaggregat	MJ/TJ	1.242.564

Tabelle A-3: KEA fossil (128 TJ/kgU235) aus BALANCE für die Transportleistungen

Transportmittel	KEA [MJ/t·km]
LKW 40 t	2,68
Frachter Übersee	0,13
Frachter Binnengewässer	0,87

Tabelle A-4: Datenquellen und Datenqualität

Bilanzkategorie	Datenquelle	Daten-Qualität*	Bemerkung
Standort	Industrie	1	Prokon Nord GmbH
Herstellung WEA			
Materialinput	Industrie	1	REpower Systems AG
Energieinput	Industrie/Literatur	2	REpower Systems AG Eickhoff GmbH, [Wenzel99]
Transport/Errichtung	Industrie	1	REpower Systems AG, A2SEA Deutschland Demag Mobile Cranes GmbH
Herstellung Fundament			
Materialinput	Literatur	1	GIGAWIND Projekt. Verifiziert durch Angaben aus der Industrie
Energieinput	Literatur	3	[Wenzel99]
Transport/Errichtung	Industrie	2	Abgeleitet aus Angaben der Fa. MENCK
Herstellung Kabel			
Materialinput	Industrie	1	Nexans Deutschland
Energieinput	Literatur	3	[Wenzel99]
Transport/Errichtung	Industrie	1	Global Marine Systems Ltd.
Herstellung Umspannstation			
Materialinput	Industrie/Literatur	2	Fa. Rheinhausen, sgb-Trafobau [Ffe96]
Energieinput	Literatur	3	[Wenzel99]
Transport/Errichtung		3	Abgeleitet aus Transport WEA
Nutzung WEA			
Materialinput	Industrie	1	REpower Systems AG
Energieinput	Industrie/Literatur	2	REpower Systems AG [Wenzel99], [Tryfonidou03]
Transport/Errichtung	Industrie/Literatur	2	REpower Systems AG Abeking & Rasmussen [Herse03]
Rückbau WEA/Infrastruktur			
Demontage/Transport	Industrie	2	Abgeleitet aus den Daten für Transport/Errichtung

* Bewertung: 1 (vorteilhaft) bis 5 (eher negativ)

Tabelle A-5: Annahmen und Einschränkungen

Standort <ul style="list-style-type: none"> • Übernahmen der Topographie des Standortes Borkum West, projiziert von Prokon Nord • Ausgehend vom Standort wird Emden als Basishafen ausgewählt
Auslegung WP 2010 <ul style="list-style-type: none"> • Unterteilung des Windpark in <i>Windenergieanlagen</i> (40 WEA) und <i>Infrastruktur</i> (Fundamente, Verkabelung, Umspannstation) • Als Fundament wird das Tripod ausgewählt • Anbindung an Land erfolgt über Drehstromkabel ausgeführt als Doppeltrasse • Nutzungsdauer des WP 2010 entspricht diejenigen der WEA (20 Jahren) während die Infrastruktur eine Nutzungsdauer von 40 Jahren hat • Entsprechend der Nutzungsdauer wird die Infrastruktur mit dem Faktor 0,5 bilanziert
Materialbilanz <ul style="list-style-type: none"> • Es werden nur Endgewichte bilanziert • Die Elektronik wird nicht berücksichtigt • Das Materialgerüst der Kompensationsspule wird anhand eines Transformators bestimmt • Die vier kleinen Fundamente der Umspannstation werden als <u>ein</u> Tripod bilanziert
Energiebilanz <ul style="list-style-type: none"> • Die Energieaufwendungen für die Fertigung werden als Strommix 2010 (Mittelspannung) berechnet
Transporte/Errichtung <ul style="list-style-type: none"> • Unterteilung in <i>onshore Transporte</i> (von der Fertigung der Bauteile bis zum Verladen am Basishafen) und <i>offshore Transporte/Errichtung</i> (ab dem Basishafen bis einschl. Errichtung am Standort) Onshore Transporte <ul style="list-style-type: none"> • Fundamente: 300 km per Binnenschiff, Umspannstation: 800 km per Binnenschiff, Fahrt zur Verwertung: 300 km per LKW Offshore Transporte/Errichtung <ul style="list-style-type: none"> • Einsatz von heutigen Spezialschiffen jedoch mit anderer Transportkapazität pro Schiff (eine 5 MW Anlage statt zwei 1,5 MW Anlagen) • Transportaufwendungen für ein Fundament (ohne Steinschüttung) entsprechen denjenigen einer WEA • Transportaufwendungen für die komplette Umspannstation entsprechen denjenigen einer WEA • Die Steinschüttung wird mit einem Seefrachter zum Standort transportiert • Die Aufwendungen für die Errichtung der Umspannstation entsprechen die Hälfte derjenigen einer WEA • Ein Arbeitstag im offshore Bereich beträgt 12 Stunden (wetterbereinigt)
Nutzung <ul style="list-style-type: none"> • Die Aufwendungen für die Nutzung des WP 2010 entsprechen denjenigen für die Nutzung der Windenergieanlagen • In der Nutzungsphase wird zwischen <i>regulären Service-Einsätzen</i> und <i>außerplanmäßigen Großeinsätzen</i> unterschieden
Reguläre Service-Einsätze <ul style="list-style-type: none"> • Einsatz von SWATH Schiffen für die reguläre Wartung • Komponentenaustausch umfasst den Wechsel des Getriebefilters (jährlich) und des Getriebeöls (alle zwei Jahre) ohne Berücksichtigung weiterer Bauteile • Die Aufwendungen für die Demontage der Bauteile werden mit derjenigen der Errichtung gleichgesetzt Außerplanmäßige Großeinsätze <ul style="list-style-type: none"> • Generalüberholung der WEA nach ca. 10 Jahren wobei mehrere Hauptkomponenten ausgetauscht werden • Aufwendungen für den Transport und der Errichtung während der Generalüberholung entsprechen denjenigen aus der Herstellungsphase der WEA
Rückbau <ul style="list-style-type: none"> • Aufwendungen für die Demontage des WP 2010 sowie für die Rücktransporte zum Hafen werden mit den Aufwendungen für die Errichtung und die entsprechenden Transporte in der Herstellungsphase gleichgesetzt • Die Verwertung der Werkstoffe nach der Nutzungsdauer wird nicht berücksichtigt

9 Biomasse

Dr. sc. agr. Johannes Mörschner, Dr. sc. agr. Ludger Eltrop

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart

9.1 Einleitung

Biomasse kann mittelfristig auf Grund der verfügbaren Potenziale einen steigenden Anteil an der deutschen Stromerzeugung einnehmen. Die Erscheinungsformen von Biomasse sind vielfältig, ebenso die technischen Möglichkeiten ihrer Umwandlung in Strom, Wärme oder Transportleistung. Nachfolgend soll die Auswahl der für Biomasse betrachteten Energieumwandlungssysteme zur Erzeugung von Elektrizität zunächst begründet und diese dann näher charakterisiert werden. Anschließend wird die Vorgehensweise der Datengewinnung und –verarbeitung beschrieben, bevor schließlich die Ergebnisse der Stoff-, Massen- und Energiebilanzen geschildert werden.

9.2 Definition der untersuchten Technologien

Es wurden drei unterschiedliche Technologien zur Stromerzeugung aus fester Biomasse definiert. Dabei wurde die Auswahl von folgenden Aspekten geleitet:

- Gleichzeitige Nutzung von Strom und Wärme (KWK)
- Umfassende Multiplizierbarkeit von Anlagentechnik, -größe und Einbindung in das Versorgungsumfeld
- Verfügbarkeit von Referenzdaten (Beispielanlage)
- Absehbare Entwicklungen auf Grund der EEG-Rahmenbedingungen

Unter diesen Maßgaben wurde zunächst naturbelassenes Holz als der Brennstoff mit der größten Verbreitung auch im Referenzjahr 2010 zur Stromerzeugung aus Biomasse festgelegt. Üblich ist bei größeren Biomasse-Anlagen wie den nachstehend beschriebenen der gemischte Einsatz von Spänen und Hackgut unterschiedlicher Herkunft und Qualität. Herkunft, Qualität und Wassergehalt haben maßgeblichen Einfluss auf benötigte Anlagentechnik, Anlagenbetrieb und spezifische direkte Emissionen durch die Verbrennung. Weiter ist es in der Gesamtsystembetrachtung von Bedeutung, wie die Verfahrensketten zur Bereitstellung der Hackschnitzel konkret aussehen. Die verwendeten Brennstoffeigenschaften und Bereitstellungsketten wurden darum in Kapitel 3 festgelegt.

Folgende zukunftsweisende Technologien wurden zur Beschreibung der Stromerzeugung aus Biomasse im Referenzjahr 2010 ausgewählt:

- Heizkraftwerk mit Entnahme-Kondensations-Dampfturbine und optimierter Wärmeabgabe als Prozessdampf, Hoch- Mittel- und Niedertemperatur-Nahwärme sowie – eingebunden in das HT-Netz - eine Kältebereitung u. a.

zur Gebäudeklimatisierung über Absorptionskälteanlagen; 26,7 MW FWL⁵, ca. 19,5 % el. Systemwirkungsgrad, ca. 69,7 % Jahresnutzungsgrad

- Heizkraftwerk mit ORC-Anlage und Wärmeeinspeisung in ein Mitteltemperatur-Nahwärmenetz; 8,7 MW FWL, ca. 10,6 % el. Systemwirkungsgrad, ca. 81 % Jahresnutzungsgrad
- Atmosphärischer zirkulierender Wirbelschicht-Holzvergaser mit zwei nachgeschalteten Gasmotor-BHKW's zur Stromerzeugung und Wärmeabgabe in ein Mitteltemperatur-Nahwärmenetz; 9 MW FWL, ca. 28,9 % el. Systemwirkungsgrad, ca. 42,2 % Jahresnutzungsgrad

Die Wirkungsgrad- und Jahresnutzungsgradangaben beziehen sich jeweils auf einen Brennstoffinput bei durchschnittlich 45 % Wassergehalt. Die drei Systeme werden nachstehend genauer charakterisiert. Am Ende des Kapitels sind alle wesentlichen Kennzahlen der drei Systeme tabellarisch aufgeführt.

9.2.1 Biomasse-Dampfturbinen- Heizkraftwerk

Das Dampfturbinen-Holz-HKW hat eine Feuerungswärmeleistung von 26,7 MW_{th}, ist mit einer Entnahme-Kondensations-Dampfturbine (6,1 MW_{el} Nennleistung) ausgestattet und dient sowohl der Prozessdampf- als auch der Nahwärme- und Kälteerzeugung über eine Absorptionskälteanlage. Abbildung 9-1 gibt einen groben Überblick über die Konzeption der Anlage.

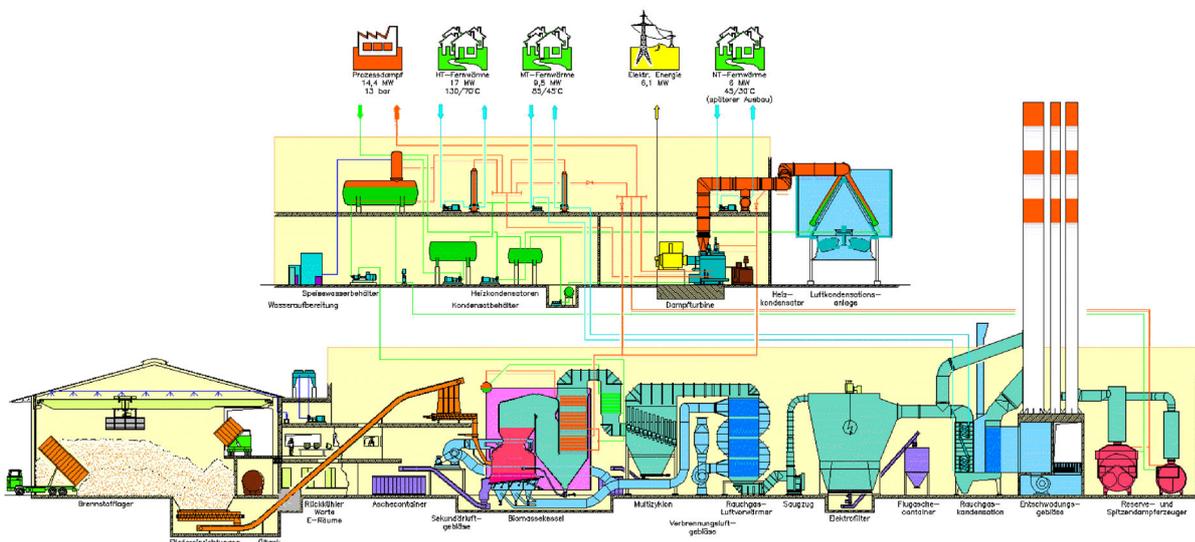


Abbildung 9-1: Systemübersicht über das Dampfturbinen-Heizkraftwerk /HKW Pfaffenhofen 2002/

Der Brennstoff wird in einer überdachten Halle gelagert, welche etwa den Brennstoffbedarf für fünf Tage fasst. Über Schubstangen-Förderer am heizhausseitigen Ende des Lagers und/oder mit einem Greifer werden drei gegenläufige Schneckenförderer beschickt, welche

⁵ FWL = Feuerungswärmeleistung, d.h. zugeführte Brennstoffleistung

den Brennstoff an einen pneumatischen Wurfbeschicker weitergeben, der den Brennstoff von oben in den Feuerraum einbringt. Die Feuerung ist mit einem Rost ausgestattet, die Luftführung sorgt darüber hinaus dafür, dass im Feuerraum eine Art Wirbelschicht entsteht, u. a. um den Ausbrand feiner Bestandteile zu verbessern. Die Rauchgase werden hinter dem Kessel über einen Multizyklon vorgereinigt. Aus dem Multizyklon wird die Asche mit der Sekundär- und Tertiärluft in den Feuerraum zur Nachverbrennung zurückgeführt (REZI). Hinter dem Multizyklon ist die Verbrennungsluft-Vorerwärmung (LUVO) angeordnet. Über einen Elektrofilter werden die Feinstaubanteile abgeschieden. Schließlich erfolgt eine Rauchgaskondensation über Heißwasser-Wärmetauscher. Hier sind die Wärmekreisläufe von MT- und NT-Netz eingebunden, mit Rücklauftemperaturen von günstigenfalls 50 bzw. 35 °C (vgl. Abbildung 9-2). Der Abdampf wird über den Luftkondensator (LUKO) auskondensiert bzw. durch weitere Wärmetauscher zur Kondensation gebracht und so ebenfalls als Wärmequelle in das Nahwärmesystem (MT-Rücklauf und NT) eingebunden. Die Feuerraumasche wird über den Schlackenfall und einen Schneckenförderer in Aschecontainer ausgetragen.

Wärme wird mit 210 °C/13 bar ausgekoppelt und als Prozessdampf abgegeben. Diese Dampfschiene wird bei Bedarf parallel auch mit zwei öl- bzw. erdgasbefeuerten Reservekesseln gespeist, welche ausschließlich der Wärmebereitstellung dienen. Eine zweite Auskopplung erfolgt bei 3,5 bar. Über Wärmetauscher erfolgt hier die Wärmeabgabe mit max. 130 °C Vorlauftemperatur als Hochtemperatur-Nahwärme, welche auch mehrere in das Netz eingebundene Absorptions-Kälteanlagen antreibt (HT-Netz) und mit max. 85 °C Vorlauftemperatur als Mitteltemperatur-Nahwärme (MT-Netz). Aus der Abdampfkondensation wird zunächst ein erheblicher Teil der MT-Wärme gewonnen sowie mit 45 °C Vorlauftemperatur das Niedertemperatur-Nahwärmenetz (NT-Netz) versorgt. Über den Luftkondensator (LUKO) können bis zu 2/3 der bei Turbinen-Volllast anfallenden Wärme bei fehlender Abnahme im Kondensationsbetrieb weggekühlt werden. Die vielfältige Wärmeauskopplung auf unterschiedlichen Temperaturniveaus einschließlich Kälteerzeugung ermöglicht einen hohen Wärmenutzungsgrad auch in den Sommermonaten und kann damit als idealisierte Form einer Einbindung von Holzenergie mit Dampfkraftprozess in regionale Energieversorgungskonzepte mit Zukunftspotenzial angesehen werden. Es wird ein Jahresnutzungsgrad (Brennstoffinput zu Energieoutput) von 69,7 % angenommen. Ein stark vereinfachtes Wärmeschaltbild soll die Verschaltung der Anlage noch einmal sinngemäß darstellen (Abbildung 9-2).

Die Auslegung des HKW ist insgesamt wärmeoptimiert. Dennoch findet in Zeiten mit schwacher Wärmeabnahme auch Stromerzeugung im Kondensationsbetrieb statt. Insofern bezeichnet der Betreiber die Betriebsweise der Anlage als „holzenergie-optimiert“. Zwei mit Heizöl oder Erdgas befeuerte Kessel mit 10,5 MW bzw. 22 MW Feuerungswärmeleistung dienen als Backup und Spitzenlastabdeckung der Wärmeversorgung. Die Lastanpassung erfolgt zunächst über Dampfdruckspeicherung in den Reservekesseln, bei höherer Wärmeabnahme wird mit Drosselung der Turbinenleistung (Erhöhung der Dampfenahmemöglichkeit) reagiert, bevor fehlende Wärmemengen durch die Reservekessel zugefeuert werden. Auf diese Art werden 95 % der insgesamt durch das HKW abgegebenen Energie aus Holz erzeugt.

Die Systemdaten sind am Ende des Kapitels in Tabelle 9-1 bis Tabelle 9-3 zusammengestellt.

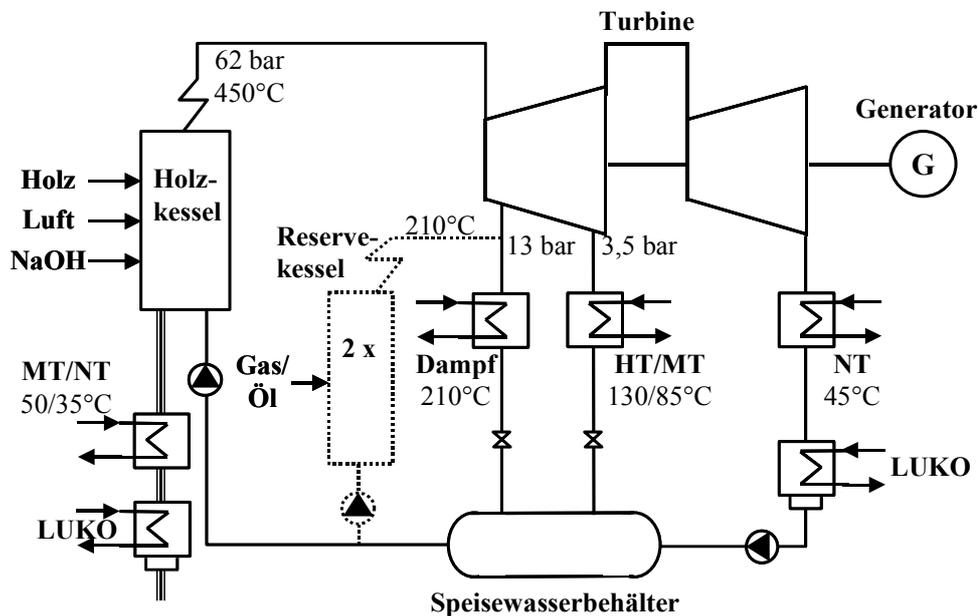


Abbildung 9-2: Wärmeschaubild des Dampfturbinen-Holz-HKW, vereinfacht

9.2.2 Biomasse-HKW mit ORC-Anlage

Das als Beispiel verwendete Biomasse-ORC-HKW dient zur Grundlast-Wärmebereitstellung eines bestehenden Nahwärmenetzes für die vorwiegende Versorgung eines Wohngebietes, welches bisher mit Erdgas beheizt wurde. Die bestehenden Erdgaskessel decken die Spitzen- und Reservelast der Wärmeversorgung. Die bereinigte Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs wird entsprechend Abbildung 9-3 angenommen.

Das HKW hat eine Brennstoffleistung (Feuerungswärmeleistung FWL) von $8,7 \text{ MW}_{\text{th}}$. Der auf einer Stufenrostfeuerung installierte Thermoölkessel liefert 6 MW_{th} an das ORC-System. Das ORC-Modul hat eine Nennleistung von $1000 \text{ kW}_{\text{el}}$. Nach dem Kreisprozess zur Stromerzeugung werden aus der ORC-Anlage bis zu $4,65 \text{ MW}_{\text{th}}$ Leistung und über einen Heißwasser-Economizer, welcher zur Wärmerückgewinnung aus den Rauchgasen dient, bis zu $1,61 \text{ MW}_{\text{th}}$ Leistung an das Nahwärmenetz geliefert. Dieses wird mit einer mittleren Vorlauftemperatur von 90 °C aus der Biomasseanlage bedient.

Die Anlage besitzt auch ein luftbetriebenes Rückkühlwerk, welches mit einem eigenen Kreislauf in den Rücklauf der ORC-Anlage eingebunden ist (vgl. Abbildung 9-4) und auf die Leistung des ORC-Moduls ausgelegt wurde, so dass dieses aus technischer Sicht auch im Kondensationsbetrieb ohne Wärmeabnahme unter Vollast Strom erzeugen kann.

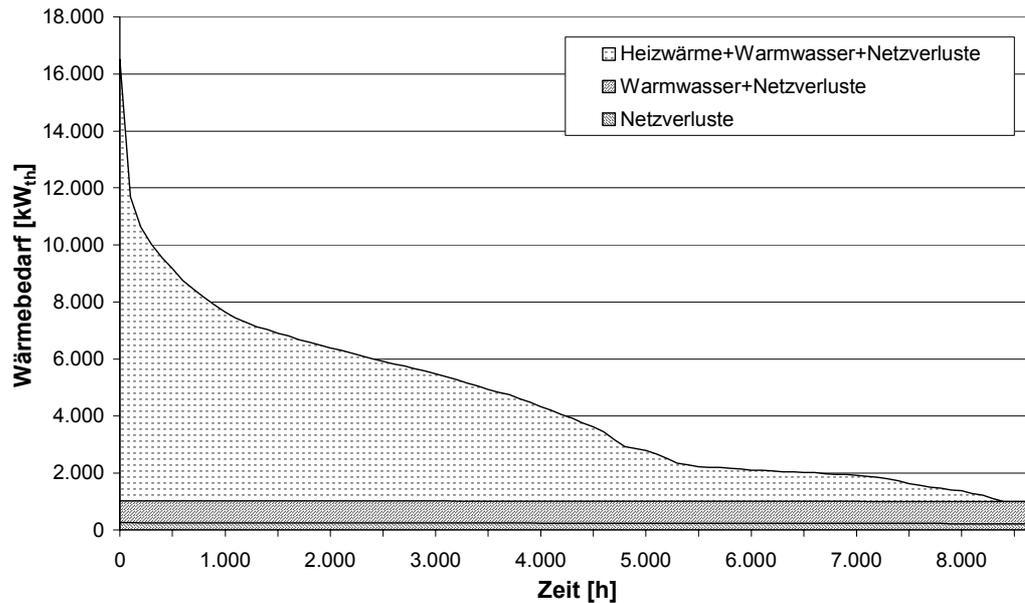


Abbildung 9-3: Bereinigte Jahresdauerlinie des mit der Biomasse-ORC-Anlage zu versorgenden Nahwärmenetzes /Maier 2002/

Die Brennstoffbeschickung erfolgt aus einem überdachten Lager mit Schubstangen-Kratzboden, welches etwa den Brennstoffvorrat für eine Woche fasst. Die heißen Rauchgase erwärmen hinter dem Thermoölkessel zunächst den Rücklauf des Thermoöls (Thermoöl-Economizer) und anschließend den Vorlauf des Nahwärmenetzes (Heißwasser-Economizer), nachdem dieser den Kondensator der ORC-Anlage passiert hat. Über einen Luft-Vorerwärmer (LUVVO) werden die Rauchgase bis auf etwa 150 °C abgekühlt. Wegen der hohen Rücklauftemperatur des Nahwärmenetzes von bis zu 60 °C kann über die Wärmenetzeinbindung keine vollständige Rauchgaskondensation erfolgen. Für die Rauchgasreinigung ist einem trockenen Elektrofilter ein Multizyklon vorgeschaltet. Die im Multizyklon abgetrennten Partikel werden der Feuerung zur Nachverbrennung wieder zugeführt (Rauchgasrezirkulation).

Das Thermoöl treibt den ORC-Kreislauf an. In diesem befindet sich ein organisches Medium (Silikonöl), welches bei weit niedrigeren Temperaturen verdampft als Wasser. Aus Umweltsicht ist es aber erheblich unbedenklicher als die früher besonders bei Anlagen zur geothermischen Stromerzeugung verwendeten, FCKW-basierten Arbeitsmedien mit ihren klimaschädigenden Wirkungen. Hinter der Turbine der ORC-Anlage wird der entspannte Dampf des ORC-Arbeitsmediums mit der Wärmeabnahme des Nahwärmesystems kondensiert. Damit kann eine Heißwassertemperatur bis 80 °C erzielt werden. Bei höherer Wärmelast des Netzes wird zunächst mit dem Economizer und schließlich mit den Reservekesseln nachgeheizt, um bei hoher Wärmeabnahme auch Vorlauftemperaturen bis über 90 °C zu erreichen. Abbildung 9-4 gibt einen Überblick über die ORC-Anlage und deren hydraulische Einbindung in das Nahwärmesystem:

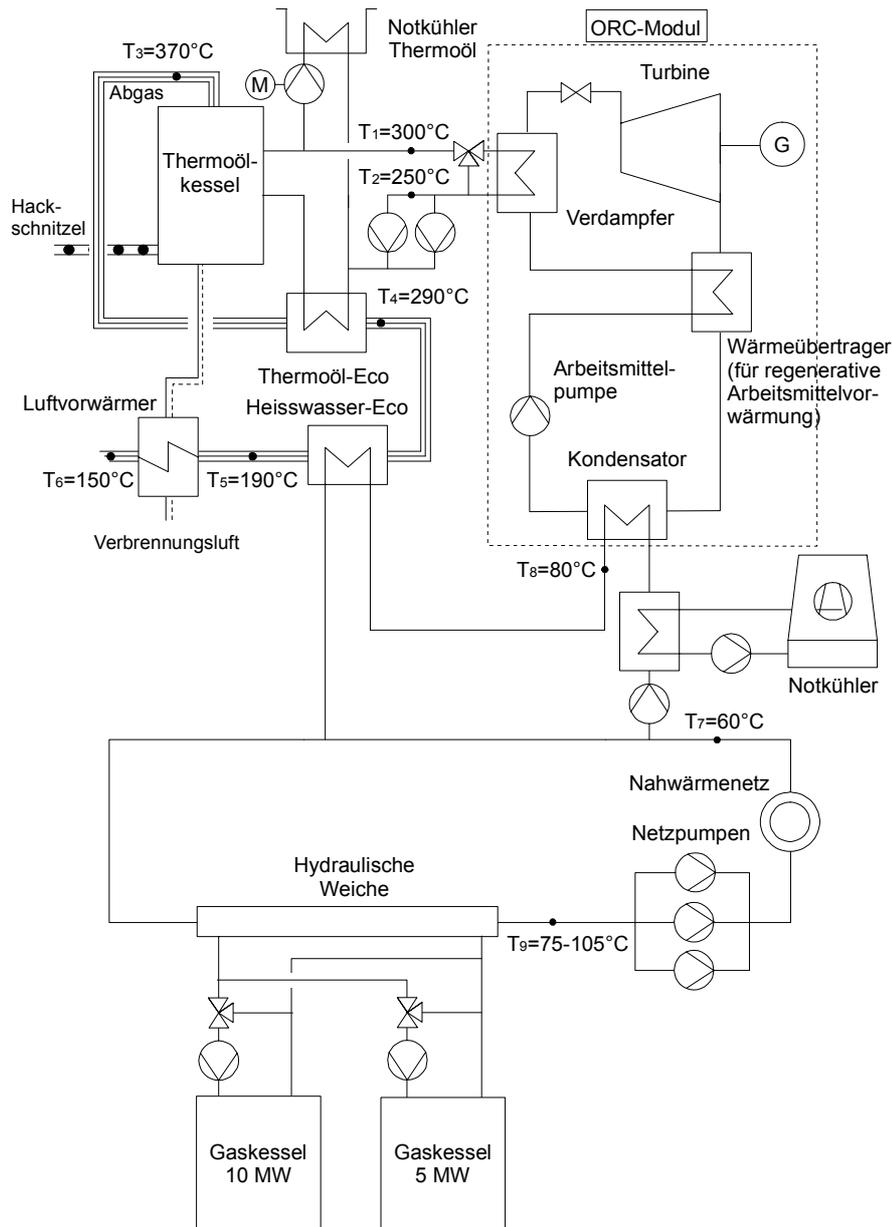


Abbildung 9-4: Wärmeschaltbild der ORC-Anlage /Maier2002/

Für die Bilanzberechnungen wird aus ökologischen Gründen ein wärmegeführter Betrieb der Anlage angenommen, was zu geringeren absoluten Stromerträgen aber einem günstigen Jahresnutzungsgrad von 81 % führt. Aus heutiger wirtschaftlicher Sicht (EEG-Stromvergütung) wäre der stromgeführte Betrieb zu bevorzugen, allerdings bei deutlich geringerem Jahresnutzungsgrad (57,1 %), da bei der angenommenen Netzeinbindung und Wärmenachfrage fast die Hälfte der aus Biomasse erzeugten Wärme ungenutzt weggekühlt werden müsste. Auch bei sehr günstigen Annahmen der Wärmenutzung könnten bei stromgeführter Energieerzeugung im vorhandenen Umfeld nicht mehr als knapp 70 % Jahresnutzungsgrad erreicht werden (bei 7.000 Vollaststunden Wärmeabgabe). Es ergeben sich rechnerisch bei wärmegeführtem Betrieb knapp 4.900 Vollaststunden Wärme- und 4.600 Vollaststunden Stromerzeugung pro Jahr.

Die Systemdaten sind am Ende des Kapitels in Tabelle 9-1 bis Tabelle 9-3 zusammengestellt.

9.2.3 Biomassevergasung mit Gasmotor-BHKW

Das betrachtete System der Biomassevergasung mit nachgeschaltetem Gasmotor-BHKW besitzt eine Vergaser-Feuerungswärmeleistung von 9 MW_{th} bei einem Vergaserwirkungsgrad von 78 %, bezogen auf gereinigtes Kaltgas bei 50 °C und einen Holzbrennstoff mit 20 % Wassergehalt, was einer Gasleistung von etwa 7 MW_{th} entspricht. Es handelt sich um eine atmosphärische zirkulierende Wirbelschichtvergasung nach dem Prinzip UMSICHT (u. a. /Ising et al. 2000; Ising et al. 2002/). Die Verstromung erfolgt über zwei Gasmotor-BHKW's mit je 1200 kW Nennleistung bei Magergasbetrieb. Der Aufbau des Gesamtsystems ist in Abbildung 9-5 verdeutlicht.

- | | |
|--------------------------------------|-----------------------|
| 1. ZWS-Vergaser | 15. Sicherheitsfackel |
| 2. Reformer | 16. Rückkühlwerk |
| 3. Gaskühler | 17. Schubbodenbunker |
| 4. Holzdosierung | 18. Einhausung ZWS |
| 5. Steigförderer | 19. Trafo-Station |
| 6. Dosierbunker | 20. Stickstoffstation |
| 7. Luftversorgung und Anfahrbbrenner | |
| 8. Entaschung | |
| 9. Aschecontainer | |
| 10. Bettmaterialsilo | |
| 11. Staubfilter | |
| 12. Gasnachkühler | |
| 13. Blockheizkraftwerk | |
| 14. Abwärmenutzung (Fernwärme) | |

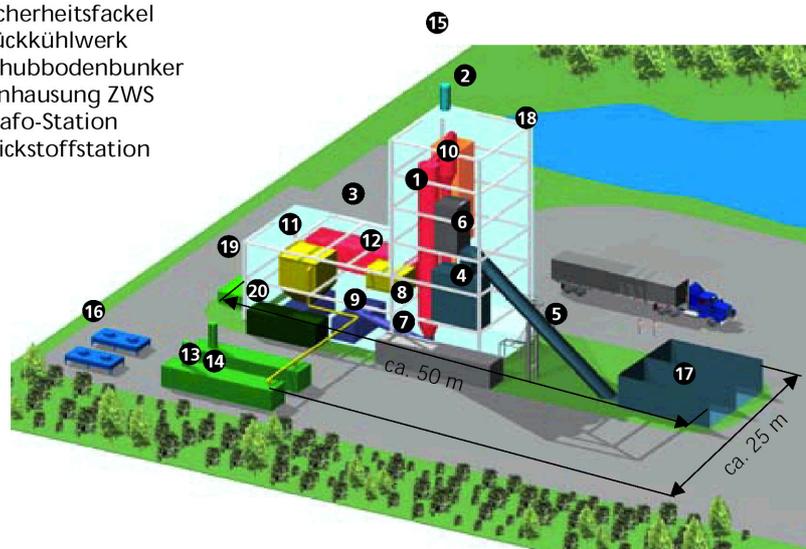


Abbildung 9-5: Aufbau des Biomasse-Vergasersystems mit nachgeschalteten Gasmotor-BHKW's am Beispiel einer Anlage mit $5 \text{ MW}_{\text{FWL}}/1,5 \text{ MW}_{\text{el}}/\text{FHG-UMSICHT 2002}$; Ising 2002/

Der Vergaser wird zunächst mit einem heizölbefeuerten Anfahrbbrenner vorerwärmt, anschließend wird für einige Stunden Holz verbrannt, bevor durch Erhöhung der Holzzugabe ein unterstöchiometrisches Luftverhältnis (=Sauerstoffmangel) erzeugt und damit der eigentliche Vergasungsvorgang eingeleitet wird. Die Brennstofflagerung erfolgt nach der Anlieferung in einem kontinuierlich versorgten Lager. Der gelieferte Brennstoff hat einen Wassergehalt von 45 % bezogen auf die Frischmasse. Aus diesem Lager wird der Brennstoff entnommen, über eine Grob- und Feinzerkleinerung auf die erforderliche Stückigkeit von maximal 50 mm gebracht und in der Holztrocknung mit systeminterner Abwärme auf 20 % Wassergehalt heruntergetrocknet. Die dafür benötigte Abwärme steht aus der Gaskühlung bzw. den Motor-BHKW's ohne zusätzlichen Brennstoffaufwand zur Verfügung, trägt also zur Verbesserung des Gesamtnutzungsgrades bei (s.u.). Das getrocknete Material wird in einen Schubbodenbunker eingebracht, aus welchem die Brennstoffzuführung in den Vergaser über Stetig-

förderer erfolgt. Die Vergasung der Holzhackschnitzel erfolgt in einer luftgetriebenen, atmosphärischen, zirkulierenden Wirbelschicht. Die Wirbelschicht besteht aus Sand. Anschließend gelangt das Produktgas in den Teercracker und wird danach auf etwa 50 °C abgekühlt. Das erzeugte Produktgas hat einen Heizwert von 4,34 MJ/Nm³. Etwa 80 % der bei der Gaskühlung anfallenden Abwärme liegen anschließend im verwendeten Kühlwasser vor und können somit grundsätzlich weiter genutzt werden. Über ein Filtersystem wird die Feinasche aus dem Produktgas abgeschieden. Aus dem Vergaser werden Asche und Bettmaterial kontinuierlich als Gemisch über einen Siphon abgezogen. Eine vollständige Trennung von Bettmaterial und Asche ist nicht möglich, so dass etwa 60 kg/h an Bettmaterial ergänzt werden müssen.

Die Verbrennung des gereinigten Produktgases mit einer Temperatur von etwa 50 °C erfolgt in zwei Gasmotoren mit je 1200 kW Nennleistung bei Magergasbetrieb, über welche Strom und Wärme mit Wirkungsgraden von 35 % bzw. 46 % - bezogen auf den Produktgasinput - erzeugt werden. Der größere Anteil der insgesamt im System anfallenden Abwärme steht grundsätzlich für eine Abgabe in Nahwärmenetze zur Verfügung. Unter Beachtung üblicher Randbedingungen wird angenommen, dass insgesamt 30 % der nach der Holz Trocknung übrig bleibenden nutzbaren Wärme mit 90 °C in ein Nahwärmenetz eingespeist werden können. Der elektrische Gesamtwirkungsgrad des Systems liegt unter diesen Annahmen bei 28,9 %, bezogen auf den gelieferten Holzbrennstoff mit 45 % Wassergehalt (die Vortrocknung des Brennstoffs auf 20 % Wassergehalt ist bereits Bestandteil des Systems, sie verbessert daher auf ähnliche Art den Gesamtwirkungsgrad des Systems wie eine Rauchgaskondensationswärmenutzung). Die Durchführung der Holz Trocknung ist beispielsweise so vorstellbar, dass die Abgase der BHKW's direkt durch die Trocknungsanlage geleitet werden. Die Hauptkomponenten sind zum besseren Verständnis des Systems in Abbildung 9-6 nochmals schematisch dargestellt.

Die jährliche Betriebsdauer des Gesamtsystems wird mit 7500 Vollaststunden erwartet. Die Systemdaten sind am Ende des Kapitels in Tabelle 9-1 bis Tabelle 9-3 zusammengestellt.

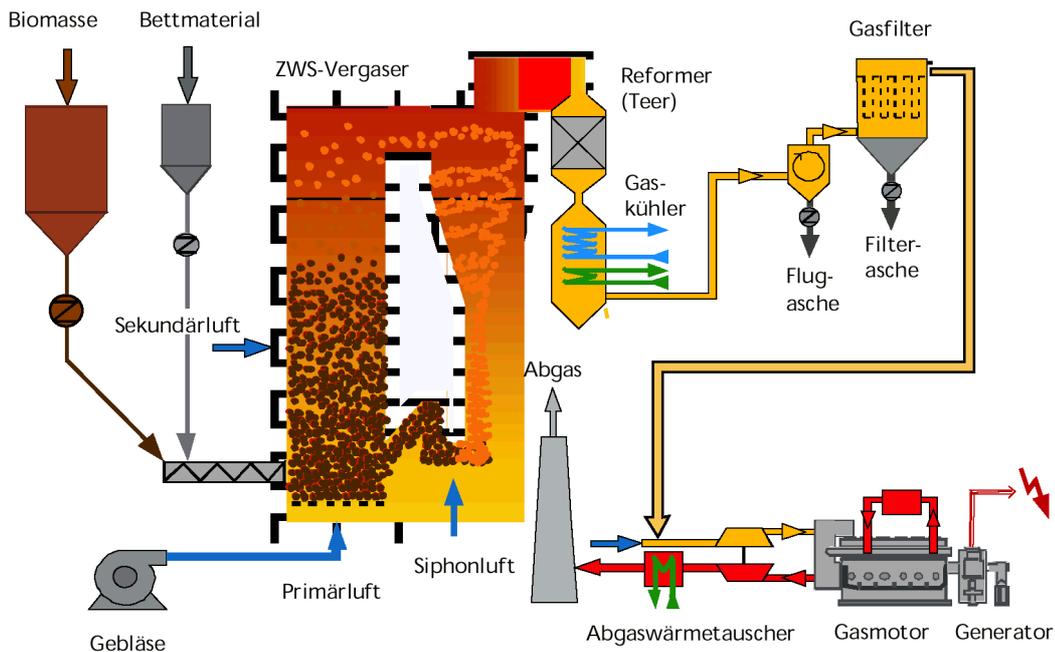


Abbildung 9-6: Funktionsbild des UMSICHT-Vergasers /Ising 2002/

9.2.4 Systemdaten der Stromerzeugung aus Biomasse

Aus Gründen der Übersichtlichkeit sind die systemcharakterisierenden Kennzahlen der Stromerzeugung aus Biomasse noch einmal in Tabelle 9-1 zusammengefasst.

Tabelle 9-1: Technische Kennzahlen der Systeme zur Stromerzeugung aus Biomasse

Parameter	Dampfturbine	ORC-Anlage	Holzvergaser+ Gasmotor
Feuerungswärmeleistung	26,7 MW	8,7 MW	9 MW (Vergaser)
Kessel-/Vergaserleistung	23,3 MW	7,61 MW	7 MW (Kaltgas 50 °C)
Kessel-/Vergaserwirkungsgrad	87,3 % ¹	87,5 % ¹	78 % (Vergaser) ¹
Thermoölleistung	-	6,0 MW	-
elektr. Nennleistung (brutto)	6,1 MW	1,0 MW	2X1,2 MW
Thermische Leistung	max. 22 MW an WT bei 4 MWel	4,65 MW ORC-Modul 1,61 MW HW-Eco = 6,26 MW an WT	1,2 MW Gaskühlung 3,2 MW BHKW = 4,4 MW max. an WT
Wärme-Backup/Spitzenlast	9,7+19,4 MW FWL Öl-/Erdgaskessel	10+5 MW FWL Erdgaskessel	kein, 30 % Einspeisung angenommen
Spannungsebene Einspeisung	20 kV	20 kV	20 kV
Tech. Spezifikationen	Entnahme-Kond.-DT, Rauchgas-Kondensation LUKO	Thermoölkessel, HW-Eco, ORC-Modul, Luft-Tischkühler	Atm. ZWSV, Gasmotor-BHKW, Notkühler
Betriebsart	holzenergieoptimiert	wärmegeführt	stromgeführt
Volllaststunden Strom	6 560 h/a	4 600 h/a	7 500 h/a
Volllaststunden Wärme	4 660 h/a	4 890 h/a	2 620 h/a
Zeit- / Arbeitsverfügbarkeit	95 %	95 %	90 %
Brennstoff	Naturbel. Holzhackgut	Naturbel. Holzhackgut	Naturbel. Holzhackgut
Lebensdauer Anlage	20a MT / ET; 50a Bautechnik	20a MT / ET allg; 15a ORC; 50a Bautechnik	15a Vergaser; 20a Motor, MT/ET allg.; 50a Bautechnik

¹ Bei Feuerungen bezogen auf 45 % Wassergehalt, bei Vergaser bezogen auf 23 % Wassergehalt

In Tabelle 9-3 werden nach den anfangs getroffenen Systemfestlegungen die energetischen Kennzahlen vom Brennstoffinput bis zum Endenergie-Output für jedes System dargestellt.

Die exergetische Bewertung der Wärmeabgabe jedes Systems erfolgt dabei nach dem Ansatz „Vorlauftemperatur des Netzes minus mittl. Umgebungstemp. geteilt durch 273,15 °K (= 0 °C) plus Vorlauftemp. des Netzes“ (vgl. /Heinz 2001/). Allgemein lässt sich dieser Sachverhalt in nachstehender Formel ausdrücken:

$$e_{\text{Wärme}} = \frac{T_{\text{Wärme}} - T_{\text{Umgebung}}}{T_{\text{Wärme}}}$$

Die Umgebungstemperatur wird auf 10 °C als mittlere Jahrestemperatur in Deutschland festgelegt. Die spezifische Exergie von Wärme auf einem Temperaturniveau von 130 °C (403,15 K) - bei Bezug auf eine Umgebungstemperatur von 10 °C (283,15 K) - beträgt ca. 0,298.

Für die auftretenden Vorlauftemperaturen ergeben sich daraus die in Tabelle 9-2 zusammengestellten Gewichtungsfaktoren. Mit diesen Faktoren werden die jeweils abgegebenen Wärmemengen multipliziert und die Ergebnisse im Fall des Dampfturbinen-HKW's zur Allokation zwischen Wärme und Strom zuvor noch addiert.

Tabelle 9-2: Exergetische Gewichtungsfaktoren für die Wärmeauskopplung

Netzart	Temperatur ¹	Faktor ²
Prozessdampf 13 bar	210 °C	0,41397154
HT-Wärme	130 °C	0,29767442
MT-Wärme	90 °C	0,22030981
MT-Wärme	85 °C	0,20942408
NT-Wärme	45 °C	0,11001965

¹ Mittlere Vorlauftemperaturen der Wärmenetze

² Der exergetische Faktor gilt bei 10 °C mittlerer Umgebungstemperatur

Elektrische Wirkungsgrade sind stets brutto angegeben, da sie sich auf die Energieerzeugung aus Biomasse beziehen. Die Deckung des ausgewiesenen Eigenstrombedarfs erfolgt in allen drei Systemen aus dem Mittelspannungsnetz und liegt zwischen 10 und 12 % der Brutto-Stromerzeugung (Tabelle 9-3).

Tabelle 9-3: Energetische Kennzahlen der Biomassensysteme zur Stromerzeugung

Parameter	Einheit	Dampfturbine	ORC-Anlage	Holzvergaser+ Gasmotor
Heizwert Brennstoff	MJ/kg	9,08	9,08	9,08
Brennstoffeinsatz	MWh _{Hu} /a	204 737	43 452	62 240
	t/a	81 200	17 233	24 835
Heizwert Produktgas	MJ/Nm ³	-	-	4,34
Stromertrag brutto	MWh _{el} /a	40 000	4 600	18 000
Eigenverbrauch Strom	MWh _{el} /a	4 000	550	2 040
	% v. Brutto	10,0	12,0	11,3
Wärmeabgabe	210 °C	MWh _{th} /a	37 000	-
	130 °C	MWh _{th} /a	40 200	-
	90 °C	MWh _{th} /a	-	30 590
	85 °C	MWh _{th} /a	18 000	-
	45 °C	MWh _{th} /a	7 400	-
	gesamt	MWh _{th} /a	102 600	30 590
Lebensleistung Strom ⁴	MWh	800 000	92 000	360 000
Lebensleistung Wärme ⁴	MWh	2 052 089	611 800	165 461
Wirkungsgrad Vergaser	%	-	-	78,0 ¹
Wirkungsgrad el BHKW	%	-	-	35,0 ²
Wirkungsgrad th BHKW	%	-	-	46,0 ²
Nutzungsgrad el System	%	19,5	10,6	28,9 ³
Nutzungsgrad th System	%	50,1	70,4	13,3 ³
Jahresnutzungsgrad System	%	69,7	81,0	42,2 ³
Wärmeabgabe exergetisch	MWh _{exerg} /a	31 872	6 739	1 823
Exerget. Gew. Strom	%	55,65459	40,56696	90,805265
Exerget. Gew. Wärme	%	44,34541	59,43304	9,194735
Allok. Lebensleistung exerget. ⁴		6,957E-10	4,409E-09	2,522E-09

¹ bezogen auf 20 Gew.% Wasser im zugeführten Brennstoff

² bezogen auf Produktgas

³ bezogen auf 45 Gew.% Wasser im Brennstoff

⁴ bezogen auf einen 20-jährigen Betrachtungszeitraum; in den Allokationsfaktor nach exergetischer Lebensleistung gehen erzeugte Energiemengen und exergetische Gewichtung der Strom- und Wärmeerzeugung ein ($1/\sum \text{kWh}_{\text{exerg}}$)

9.3 Vorgehensweise bei Datengewinnung und Berechnung

Für zwei der drei betrachteten Anlagen konnten durch Kontakte zum Betreiber bzw. Planer umfangreiche Detaildaten verfügbar gemacht werden. Auf dieser Grundlage konnten konkrete Fallbeispiele entwickelt werden.

Als Bilanzgrenzen für die Erfassung der Energieumwandlungssysteme wurden jeweils die Übergabepunkte von Wärme bzw. Strom in die Netze definiert. Die mit fossilen Energieträgern befeuerten Spitzen- bzw. Reservelastkessel dienen ausschließlich der Absicherung der Wärmeversorgung. Es wurden auch nur die aus Biomasse-Energie erzeugten Wärmemengen für die Allokation berücksichtigt. Um die Vergütung der Stromeinspeisung nach EEG zu erhalten, ist eine strikte bauliche Trennung der Stromerzeugung von den mit fossilen Energieträgern befeuerten technischen Komponenten erforderlich. Auf die Stromerzeugung haben sie keinen direkten Einfluss und wurden deshalb in die Technik-, Energie- und Emissionsbilanzen nicht mit einbezogen.

Eine Besonderheit größerer Biomasse-Heizkraftwerke besteht darin, dass der benötigte Betriebsstrom i.d.R. aus dem öffentlichen Versorgungsnetz bezogen wird (Mittelspan-

nungsnetz). Die ausgewiesenen erzeugten Strommengen und Strom-Lebensleistungen sind daher brutto angegeben, der Eigenverbrauch wird als Aufwand während der Betriebsphase gebucht und bilanziell entsprechend veranschlagt. Dies empfiehlt sich auch insofern, als die mit dem Betriebsstrom-Aufwand verbundenen ökologischen Belastungen auf diese Art in der Bilanz entsprechend dem Strommix für Deutschland angesetzt werden können. Auf diese Art ergibt sich gegenüber Kraftwerken mit fossiler Feuerung ein etwas verändertes Allokationsverfahren bei der Ermittlung der Belastungen je kWh erzeugtem Strom.

Alle drei Biomassensysteme erzeugen gleichzeitig Strom und Wärme. Beide bereitgestellten Energieformen werden je nach Betriebsart und Netzeinbindung vollständig oder teilweise genutzt. Für das vorliegende Projekt sind hauptsächlich die mit der Stromerzeugung verbundenen Stoff- und Energieflüsse sowie Umweltbelastungen in Form von Verbrennungsemissionen von Interesse. Zur Berechnung ihres Anteils wurde ein exergetisches Allokationsverfahren zwischen Strom und Wärme angewandt (vgl. Kapitel 2.5). Die errechneten Faktoren zur Gewichtung der Anteile sind in Tabelle 9-2 zusammengestellt. Als Basis der Allokation dienen die in die Netze eingespeisten Strom- und Wärmemengen, welche aus Biomasse bereitgestellt wurden. Vorhandene Grunddaten wurden entsprechend umgerechnet. Bei Auskopplung unterschiedlicher Wärmequalitäten (Dampfturbinen-HKW) wurde jede Auskopplungstemperatur gesondert exergetisch bewertet und anschließend ein Wärmefaktor adiiert.

Die zur weiteren Verrechnung i.d.R. verfügbaren ökologischen Grunddaten von Vorketten der Materialbereitstellung bilden in den meisten Fällen die Aufwendungen und Belastungen der Erzeugung von Halbzeugen oder Rohprodukten ab. Hierzu zählen z. B. Stahlblech, Formstahl, Rohgussteile usw. Die mit der Endverarbeitung zu Bauteilen verbundenen Belastungen bis zum Einbau in die betrachteten Energieanlagen sind in den meisten Fällen vergleichsweise gering und wurden aus diesem Grund sowie aus Ermangelung geeigneter Daten nicht gesondert in Ansatz gebracht. Hier bietet auch die Datenbank des verwendeten Software-Tools BALANCE keinen ausreichenden Datenhintergrund.

9.3.1 Datengewinnung für das Biomasse-Dampfturbinen- HKW

Die verwendeten Daten für das Dampfturbinen-Holz-HKW basieren in weiten Teilen auf einer detaillierten Untersuchung des Biomasse-HKW Pfaffenhofen/Ilm in Bayern. Die Massenbilanz des Anlagenbaus wurde im Rahmen einer Studienarbeit erstellt und in ihrer Berechnung dokumentiert /Kazmierczak 2004/.

Es wurden große Teile der verfügbaren Kraftwerksdokumentation ausgewertet, um beispielhafte **Massenbilanzen der Anlagentechnik** (Maschinen- und Elektrotechnik) aufstellen zu können /HKW Pfaffenhofen 2001/. Für manche Komponenten lagen Gesamtmassen oder sogar Massenangaben zu einzelnen Unterbaugruppen vor. Häufiger wurden Gesamtmassen von Komponenten auf den zugehörigen Plänen und Zeichnungen ausgewiesen und einzelne Bauteile dieser Komponenten waren in ihren Materialeigenschaften näher spezifiziert, beispielsweise hinsichtlich der verwendeten Stahlart, so das teilweise Massenanteile abgeschätzt werden konnten. In Teilbereichen

abgeschätzt werden konnten. In Teilbereichen wurden aus Übersichtsplänen z. B. die Abmessungen von Luftkanälen abgeleitet und durch Vorgabe von Materialdicken und -beschaffenheit in Massenangaben überführt. Gerüste konnten durch Ermittlung laufender Meter verbauter Profilartern und -stärken in ihren Massen bestimmt werden. Für den Luftkondensator wurde von der Firma Hamon gesondert eine Bauzeichnung zur Verfügung gestellt /Hamon 2003/.

Einzelne Funktionsbereiche konnten dagegen lediglich abgeschätzt werden, weil dafür keine Zeichnungen oder geeignete Beschreibungen vorlagen. Dies betrifft beispielsweise die Elektroverkabelung, welche vom Betreiber mit insgesamt 100 km angegeben wurde und das Rohrleitungsnetz, dessen Länge mit insgesamt 10 km angegeben wurde.

Zur Erfassung der **baulichen Maßnahmen** stand ein vollständiges Leistungsverzeichnis des Architekten zur Verfügung /Hechinger 2003/. Die dort verwendeten Einheiten wurden durch geeignete Ansätze in Massen umgerechnet, beispielsweise angegebene m³ Beton oder Stahlbeton in Tonnen Beton und Stahl. Außerdem erfolgte soweit ersichtlich eine Aufteilung zwischen Kraftwerksbauten (Heizhaus, Lager, Maschinen- und Containerschuppen), Außenanlagen bzw. Verkehrsflächen und Bürogebäude.

Bestände und Verbräuche von Betriebsstoffen wie Speisewasser, Öle, Frostschutzmittel usw. konnten ebenso wie der Eigenstromverbrauch durch Vor-Ort-Erfassung im Kraftwerk, Befragung des Betreibers und rechnerische Plausibilitätskontrollen in ihrer Größenordnung ermittelt werden.

Spezifische direkte Emissionen der Biomasseverbrennung wurden zwei aktuellen Messprotokollen des HKW entnommen und umgerechnet. Es handelt sich um Mittelwerte der kontinuierlichen Messung über 4850 Betriebsstunden. Messwerte je Nm³ trockene Rauchgase vor der Rauchgaskondensation (normiert auf 11 % O₂) lagen für die Größen NO_x, CO, Betriebssauerstoff und Staub (letzterer bezogen auf Betriebssauerstoff) vor. Sie wurden um typische Literaturwerte für SO_x-, HC- und HCl-Emissionen aus anderen vergleichbaren Anlagen ergänzt. Die Staubemissionen hinter der Rauchgaskondensation dürften in der Praxis noch deutlich geringer sein als gemessen, es handelt sich daher um eine konservative Annahme. Weitere Feinmissionen wurden nicht berücksichtigt /HKW Pfaffenhofen 2002 und 2003a/.

Tabelle 9-4: Direkte Emissionen des Dampfturbinen-Anlagenbetriebs und ihre Umrechnung /HKW Pfaffenhofen 2002 und 2003a/, eig. Ann. u. Ber.

Schadstoff	mg/Nm ³ Rauchgase	mg/MJ Hu Brennstoff-Input	mg/MJ Energie- output	mg/kWh _{el} Output	mg/kWh _{exerg} (exergetisch.)
CO	137	79,86	55,62	1471,44	818,93
NO _x	92	53,63	37,35	988,12	549,94
SO _x	50	29,14	20,30	537,02	298,88
HC	10	5,83	4,06	107,40	59,78
HCL	0,6	0,35	0,24	6,44	3,59
Staub	10	5,83	4,06	107,40	59,78

Rechenfaktor mg/Nm³ in mg/MJ Hu: 0,5829; normiert auf 11 % O₂, trockene Rauchgase

Die Umrechnung der im Rauchgasstrom gemessenen Emissionskonzentrationen (mg/Nm³) auf den Energieeinsatz (mg/MJ Hu) erfolgte brennstoffbasiert nach einem mit folgender empirischen Formel ermittelten Faktor F (vgl. /Heinz et al. 1999/, S. 126):

$$F = (8,89 \cdot H_c + 20,96 \cdot H_h + 3,32 \cdot H_s + 0,8 \cdot H_n - 2,64 \cdot H_o) / (100 \cdot H_{Hu}) \cdot (21 / (21 - \text{LuftO})) \cdot (1 - H_w / 100)$$

mit H_h = Wasserstoffgehalt

H_s = Schwefelgehalt

H_n = Stickstoffgehalt

H_o = Sauerstoffgehalt

ausgedrückt in Gew.-% Element je kg Holzbrennstoff-TM und

H_{Hu} = Heizwert des feuchten Brennstoffs in MJ/kg FM

LuftO = Sauerstoffgehalt der Verbrennungsluft in %

H_w = Brennstoff-Wassergehalt je kg FM in %

Die zu Grunde gelegten Brennstoffdaten entsprechen den zuvor in Kapitel 3.4 festgelegten Werten.

Strom- und Wärmeabgabe sowie Mengen von Neben-Outputs wie Aschen, Kondensat usw. wurden vom Betreiber angegeben, auf Plausibilität geprüft und für die weiteren Berechnungen entsprechend angepasst /HKW Pfaffenhofen 2002 und 2003/. Der Wärmeverkauf wurde vom Betreiber, bezogen auf die Endabnehmer, angegeben. Es wurde ein eher konservativer Netzwirkungsgrad von 90 % angenommen, um die gegenwärtige Wärmeabgabe des HKW in die Netze zu berechnen. Weiterhin wurde aus den Betriebsdaten von 2002/2003 die künftige Entwicklung der Wärmeabgabe nach Betreiberangaben abgeschätzt. Diese zusätzliche Wärmeabgabe wurde als brennstoffneutral festgelegt, da sie durch Optimierung der Wärmeverbraucherstruktur erreicht werden kann (Auskopplung von NT-Rauchgaskondensationswärme, erhöhte Auskopplung von MT-Wärme aus dem Rauchgas, Anheben des HT-Wärmeverkaufs besonders im Sommer für Kühlprozesse, ev. marginal zu Lasten der Stromerzeugung). Die Annahmen einer optimalen Wärmeauskopplung wurden als Grundlage für die Ertragsberechnungen genommen, um eine günstige Anlageneinbindung mit Vorbildcharakter abzubilden.

9.3.2 Datengewinnung für das Biomasse-HKW mit ORC-Anlage

Die verwendeten Daten basieren auf den Planungen, Ausschreibungsunterlagen und ersten Bauausführungsabrechnungen für das Biomasse-HKW in Ostfildern/Esslingen bei Stuttgart sowie auf den Ergebnissen einer bereits in der Planungsphase dieser Anlage durchgeführten Diplomarbeit.

Maschinen- und Elektrotechnik. Für das Wasser und Thermoöl-Rohrleitungsnetz mit Pumpen, Instrumentierung und Aufhängung, den Luftkondensator, Sanitärarbeiten, die Belüftung des Gebäudes und einige weitere Nebenanlagen standen die Ausschreibungsunterlagen des Planungsbüros zur Massenauswertung zur Verfügung /IBS 2003/. Sie enthielten in vielen Fällen alle benötigten Basisangaben wie Stückzahl, Dimensionierung, benötigte laufende Meter, Gewichte, Abmessungen, erforderliche Materialspezifikationen usw. Für Klein-

teile wurden Abschätzungen anhand der aufgeführten Stückbedarfslisten vorgenommen. Für alle wesentlichen Bereiche des Anlagenbaus konnten darüber hinaus grobe Massenangaben des Planungsbüros und des für den Feuerungsanlagenbau zuständigen Unternehmens herangezogen werden /IBS 2002 und 2003; Kohlbach 2003/. Dies betrifft die Technik im Brennstofflager, Brennstoffzuführung, Feuerung und Thermoölkessel, ORC-Modul, Rauchgasreinigung und einige Nebenaggregate (vgl. Tabelle 9-5). In der Beispielanlage wird ein vorhandener Kamin mitgenutzt. Dieser wurde für die Massenbilanz der hier dargestellten Anlage nach Abschätzung ergänzt.

Tabelle 9-5: Basisdaten zur Maschinenteknik der ORC-Anlage /IBS 2002; Kohlbach 2003/

Komponente	Länge	Breite, bzw. Ø	Höhe	Masse/ Stck	Bemerkung
	[mm]	[mm]	[mm]	[kg]	
1 Holzfeuerung (Kohlbach)	8.270	3.060	6.250	96.000	Leergewicht
1 Thermoölkessel		3.500	7.300	20.000	Leergewicht
1 Thermoöl im Kessel				6.000	Santotherm 66
Summe Feuerung/Kessel				130.000	gerundet
1 Thermoöl-Eco				10.000	Betriebsgew.
1 Warmwasser-Eco				2.000	Betriebsgew.
1 Kompaktgeh. Ecos	3.200	2.000	7.500		
1 LUVO	2.500	1.150	6.200	7.000	Betriebsgew.
1 Multizyklon	2.600	1.500	4.200	3.000	
1 Elektrofilter (trocken)	7.000	4.400	11.500	21.000	Betriebsgew.
1 Rauchgasventilator/Haube	2.700	1.760	2.700	3.500	Betriebsgew.
1 Druckluftspeicher		1.600	5.570	2.500	Betriebsgew.
1 Hilfskühler	3.000	1.600	1.200	6.000	Betriebsgew.
1 Sammelgefäß Thermoöl	5.500	1.600		12.000	Betriebsgew.
1 Ausdehnungsgefäß	2.400	1.600		6.000	Betriebsgew.
1 Wärmetauscher Thermoöl	3.000	650	900	2.000	Betriebsgew.
2 Container 10 m³	4.190	1.850	1.940	20.000	Betriebsgew.
1 ORC-Anlage (GET)	13.000	4.000	5.000	50.000	Leergewicht
1 Betriebsstoffe ORC				5.000	
Summe ORC				60.000	gerundet
1 Lastenkran		Radlast 35 kN/Rad			Leergewicht
1 Holzschnitzelkran		Radlast 35 kN/Rad			Leergewicht
Greifer				2.000	Leergewicht
1 Hydraulikstoker kurz				3.000	
1 Hydraulikstoker lang				4.000	
2 Siloschubstangen				5.000	
2 Trafo 1600 kVA	2.100	1.240	1.900	5.000	Betriebsgew.

Bestände und Verbräuche von Betriebsstoffen wie Thermoöl, ORC-Medium, Kühlwasserbedarf, Hydraulik- und Antriebsöle wurden nach Angaben des Planungsbüros bzw. nach Herstellerangaben angesetzt /IBS 2002 und 2003; GET 2003; Kohlbach 2003/ (vgl. auch Tabelle 9-5).

Bautechnik. Das Gebäude hat einschließlich der Lagerhalle ein Außenmaß (BxTxH) von 20x30x20 m. Der ausgewiesene Beton- und Stahlaufwand, der übrige Stahlbau, verbautes Holz, Abwasserverrohrung und Dachbau wurden aktuell von den bauplanenden Architekten bereitgestellt /Blattmann & Oswald 2003/. Da der Bau noch nicht fertiggestellt wurde,

konnten weitere Materialaufwendungen nicht anhand eines Leistungsverzeichnisses errechnet, sondern nur abgeschätzt werden. Als Basis dienten hierfür u. a. auch vorläufige Angaben von /IBS 2002/, welche in Tabelle 9-6 dokumentiert sind. Nur die wesentlichen Gewerke wurden in diesem Fall bilanziell berücksichtigt.

Tabelle 9-6: Basisdaten zur Abschätzung der Gebäudeausführung für die ORC-Anlage /IBS 2002/

Gewerk	Volumen [m ³]	Fläche [m ²]
Bodenplatte	600	
Fundamente	98	
Erdberührte Außenwände	370	
Außenwand Silo		825
Innenwände I		385
Innenwände II		504
Decke Schubboden		70
Stahlbetondecken		225
Dach		600
Fassade		1440
Glasflächen in Wand		50
Gitterrost		363
Doppelboden		75
Fliesen		25
Abgeh. Decke		70,5

Die spezifischen **Emissionsdaten** der ORC-Anlage wurden von einem österreichischen Planungsbüro bereitgestellt, welches bereits mehrere Biomasse-ORC-Anlagen mit der gleichen Feuerungstechnik und vergleichbarer Rauchgasreinigung realisiert und wissenschaftlich begleitet hat /BIOS 2003/ (vgl. Tabelle 9-7). Es handelt sich um mittlere Messdaten, bezogen auf 13 % O₂ und trockenes Rauchgas aus zahlreichen Messkampagnen u. a. an den realisierten Anlagen Admont und Lienz. Für die Datenauswahl wurde das hier angenommene System berücksichtigt (verwendeter Brennstoff, Art der Rauchgasreinigung). Wie zuvor für die Holz-HKW-Dampfturbinenanlage geschildert wurden diese Standardmessdaten um plausible Literaturwerte für SO_x, HC und HCl ergänzt.

Tabelle 9-7: Emissionsdaten der ORC-Anlage und ihre Umrechnung, wärmegeführter Betrieb /BIOS 2003/, eig. Ann. u. Ber.

Schadstoff	mg/Nm ³ Rauchgase	mg/MJ Hu Brennstoff-Input	mg/MJ Energie- output	mg/kWh _{el} Output	mg/kWh _{exerg} (exergetisch)
CO	60	43,72	53,98	1486,61	603,07
NO _x	120	87,43	107,96	2973,23	1206,15
SO _x	50	36,43	44,98	1238,84	502,56
HC	10	7,29	9,00	247,77	100,51
HCL	0,6	0,44	0,54	14,87	6,03
Staub	15	10,93	13,50	371,65	150,77

Rechenfaktor mg/Nm³ in mg/MJ Hu: 0,7286; normiert auf 13 % O₂, trockene Rauchgase

Die Umrechnung der Abgaskonzentrationen in Tabelle 9-7 in Emissionsfaktoren erfolgte wie im Zusammenhang mit den Daten für die Holz-HKW-Dampfturbinenanlage zuvor bereits beschrieben.

Die **Annahmen zur Systemauslegung** wie Leistungs- und Energiebilanzdaten (Input/Output, Wirkungsgrade usw.) basieren auf /Maier 2002/ und wurden in Abstimmung mit dem Planungsbüro später noch einmal aktualisiert /IBS 2002 und 2003/.

9.3.3 Datengewinnung für die Biomassevergasung mit Gasmotor-BHKW

Es besteht eine Technikumsanlage des betrachteten Vergasungsverfahrens bei Fraunhofer-UMSICHT mit einer Leistung des Vergasers von 0,5 MW. Sie dient als Referenz zur Ableitung der direkten Emissionen und zur Bestimmung der notwendigen Anlagenkomponenten, Wirkungsgrade etc. Die entsprechenden Daten wurden direkt mit UMSICHT abgestimmt. Hintergrund der Datenabstimmung ist die Beteiligung von UMSICHT an einem der vom Umweltministerium geförderten ZIP-Projekte (ZukunftsInvestitionsProgramm), in welchem u. a. ebenfalls Technologien zur Verstromung von Biomasse charakterisiert werden, so auch die Biomassevergasung am Beispiel des o.g. Verfahrens.

Aus Abbildung 9-5 lassen sich die in Tabelle 9-8 aufgeführten Systemkomponenten identifizieren:

Detaillierte Daten zur **Massenbilanz** dieses Systems auf der Ebene von Komponenten oder Modulen waren nicht verfügbar, da die vorhandene Technikumsanlage nicht repräsentativ ist und ein Vergaser der vorgesehenen Größe sich bei UMSICHT erst in Planung befindet. Auch Vergasersysteme vergleichbarer Größe wurden bislang europaweit kaum gebaut und nicht differenziert beschrieben. Demzufolge basieren die Massenbilanzen dieses Systems in weiten Bereichen auf eigenen bzw. gemeinsamen mit UMSICHT durchgeführten groben Abschätzungen und konnten nur in geringem Maße auf einzelne Komponenten aufgelöst werden.

Die **Betriebsstoffmengen und –verbräuche** wurden ebenfalls von UMSICHT abgeschätzt und hier in die weiteren Berechnungen übernommen.

Die **spezifischen Emissionen** von Vergaser und Gasmotoren wurden auf der Grundlage existierender Messwerte und von GEMIS⁶-Daten abgeleitet, welche im Zusammenhang mit dem Vergasersystem von Projektpartnern des erwähnten ZIP-Projektes verwendet wurden. Nach diesen Angaben erfolgte die Zusammenstellung der Werte in Tabelle 9-9. Die Emissionswerte des Vergasers geben dabei die Belastungen durch An- und Abfahrvorgänge wieder, während des Regelbetriebs entstehen durch den Vergaserteil der Anlage keine Emissionen.

⁶ GEMIS: GesamtEmissionModell Integrierter Systeme, entwickelt vom Ökoinstitut, Darmstadt

Tabelle 9-8: Systemkomponenten des Biomassevergasers mit Gasmotor-BHKW

Hauptkomponente	Unterkomponenten
Brennstofftrocknung	
Brennstoffzuführung	Dosierbunker Dosierzuführung Stetigförderer
Vergasereinheit	Wirbelbettzuführung (Sandeinspeisung) WS-Gaserzeuger Siphon - Sand-Rückführung?? Bettmaterial-Silo Prozessluftzuführung (Gebläse) Anfahrbrönnner Sicherheitsfackel
Stickstoffstation	
Entaschung	Ascheustragung Aschecontainer
Gasaufbereitung	Gasreformer: Rohgasaufbereitung (Teerentfernung, katalytische Reaktion) Gaskühlung Gasnachkühlung Flugaschenfilter Gasfilter
Holzgas-BHKW	2 Gasmotoren Wärmetauscher (Motorkühlung) Notkühler BHKW
Rückkühlwerk	
Generator	
Transformatoren	Einspeisung/Netzstrom
Übergabe Abwärmenutzung in System	
Rohrleitungen, Armaturen	
Wärmeisolierungen	
Prozessleittechnik	
Gebäude	Brennstofflager - Schubbodenbunker Trocknungsanlage Brennstoffaufbereitung Einhausung Vergasersystem Labor Bürogebäude Außenanlagen, Verkehrsflächen

Tabelle 9-9: Emissionsdaten des Vergasersystems mit Gasmotor /FHG-UMSICHT 2003/, eig. Ann. u. Ber.

Schadstoff	mg/kWh Produktgas	mg/kWh _{el} aus BHKW	mg/kWh _{el} gesamt	mg/kWh _{exerg} (exergetisch)
SO ₂	2,08	11,7	17,6	16,03
NO _x	1,63	982,9	987,5	896,74
Staub	0,52	23,8	25,3	22,97
CO	3,59		10,3	9,31
HCl	0,00	0,2	0,2	0,14
NM ₁ VOC	1,06	71,4	74,4	67,60
CO ₂	686,57	1 503 323,6	1 505 285,2	1 366 878,24
CH ₄	0,74	57,1	59,2	53,80
N ₂ O	0,21	23,8	24,4	22,17

Die **Systemauslegungsannahmen** (Systemwirkungsgrade, Jahresauslastung, Brennstoffparameter usw.) entsprechen den im Rahmen des erwähnten ZIP-Projekts entwickelten Technologieprognosen für das Jahr 2010. Sie wurden – ergänzt um geeignete Zusatzannahmen – an die Erfordernisse dieses Projektes angepasst.

Abschließend sind die spezifischen Emissionen der Verbrennungsprozesse noch einmal für alle drei betrachteten Biomasse-Technologien vergleichend gegenübergestellt (vgl. Tabelle 9-10):

Tabelle 9-10: Spezifische Emissionsdaten der betrachteten Biomasseanlagen im Vergleich [mg/kWh_{exerg}]

	Dampfturbine	ORC-HKW	Holzvergaser+ Gasmotor
CO	818,93	603,07	16,03
NO _x	549,94	1206,15	896,74
SO _x	298,88	502,56	22,97
HC	59,78	100,51	9,31
HCl	3,59	6,03	0,14
Staub	59,78	150,77	67,60

9.3.4 Weitere Annahmen für die Systemcharakterisierung der Stromerzeugung aus Biomasse

Für alle drei Holzenergie-Systeme gleichermaßen gültig wurden weitere Annahmen getroffen. Sie betreffen Transporte, Abschreibungszeiten von Komponenten, Unterhaltungsaufwand der Anlagen und deren Abriss.

Transporte. Für den Transport der benötigten Baustoffe und Komponenten zur Anlagenbaustelle wurden folgende Annahmen getroffen: Für alle Baumaterialien im Mittel 50 km Transportentfernung per Lkw und 100 km Schienentransport. Dies erscheint plausibel, da die größten Massenanteile bei Beton und Befestigungsmaterial (Schotter, Kies usw.) liegen, wie die Massenbilanzen im Ergebnisteil zeigen. Solche Materialien bzw. Baustoffe werden meist nur über kurze Distanzen transportiert, Rohstoffe dafür (Zement) z. T. aber ebenfalls über längere Strecken. Bauaushub wird per Lkw über 30 km transportiert. Maschinenbauteile und Anlagenkomponenten werden im Mittel je 200 km per Schiene und 190 km per Lkw transportiert, Lkw-Transporte gliedern sich in die Anteile 100 km mit 40 t ZGG, 50 km mit 28 t ZGG und 40 km mit 16 t ZGG, Leertransportanteile sind in den jeweiligen Auslastungsannahmen enthalten.

Lebensdauer. Neben den Bauaufwendungen ist für die Berechnung der Gesamtbilanzen der Biomassensysteme die anzusetzende Lebensdauer einzelner Komponenten von Bedeutung. Es wurde festgelegt, dass die gesamte in den HKW eingesetzte Maschinen- und Elektrotechnik grundsätzlich eine Lebensdauer von 20 Jahren hat, nach Ablauf des festgelegten Betrachtungszeitraums von 20 a demnach vollständig abgeschrieben ist. Bei dem ORC-Modul wird nach Angaben des Herstellers von einer 15-jährigen Lebensdauer ausgegangen,

woraus sich ein Bedarfsfaktor von 1,33 über den Betrachtungszeitraum ergibt. Für die Gebäude wird eine Lebensdauer von 50 Jahren angenommen, woraus sich ein Bedarfsfaktor von 0,4 über den Betrachtungszeitraum errechnet (vgl. auch Tabelle 9-1).

Anlagenunterhalt. Die Unterhaltsaufwendungen, also Reparaturen, Ersatzteile usw. lassen sich schwer auf der Ebene einzelner Komponenten abschätzen. Vereinfachend wurde hier von einem Material-Ersatzaufwand von 1 %/a bei Maschinen- und Elektrotechnik und von 0,5 %/a bei der Bautechnik ausgegangen, bezogen auf die jeweils verbauten Massen. Diese Faktoren werden in der Nutzungsphase modulweise als zusätzlicher Bedarf mit berücksichtigt, während für den Unterhalt notwendige Arbeitsleistungen bilanziell vernachlässigt werden.

Ascheentsorgung. Für die beiden Feuerungssysteme (Dampfkraft- und ORC-Anlage) sind Ascheanfall und -entsorgung wie folgt festgelegt: Aus der Dampfkraftanlage liegen Betreiberangaben vor. Danach fallen jährlich etwa 0,18 % des Brennstoffeinsatzes an Filterasche und 1,5 % als Feuerraumasche (Schlacke und Rostasche) an. Diese Annahme wird vereinfachend auch für die ORC-Anlage zu Grunde gelegt. Die Filterasche wird auf der Deponie entsorgt, für die Feuerraumasche wird eine Verwertung in der Landwirtschaft angenommen, wie sie in der Beispielanlage in Pfaffenhofen auch real existiert. Im Vergaser fällt die Asche vermisch mit dem Bettmaterial an, welches über den Siphon ausgetragen und deponiert wird. Als Ascheanfall werden vereinfachend ebenfalls 0,18 % Feinasche angenommen, Feuerraumasche tritt nicht auf.

Abriss. Die Entsorgungsphase (Abriss) wurde ebenfalls über die zuvor verbauten Massen durch Verknüpfung mit geeigneten Entsorgungspfaden abgebildet und anteilig für den 20-jährigen Betrachtungszeitraum berücksichtigt. Für alle verbauten Metalle wird eine Recyclingquote von 80 % angenommen, der Rest wird deponiert. Mittlere angenommene Transportentfernung für Recyclingstoffe bis Wiederverwertungssammelstelle: 50 km. Mauerwerk, Kies, Schotter werden wie Beton betrachtet und deponiert. Keramikfaser, Keramik und Schamott werden als sperrige Baustoffe deponiert.

9.4 Darstellung der Ergebnisse

Die Ergebnisdarstellung für die Biomassensysteme gliedert sich in zwei Abschnitte: Zunächst werden auf zielführender Aggregationsebene Massenbilanzen für den Anlagenbau zusammengestellt. Diese Daten sind zunächst als Aufwand je Komponente bzw. Modul und anschließend auch als Materialaufwand in g/kWh Stromerzeugung über einen Zeitraum von 20 Jahren ausgewiesen, wobei der Bezug zur erzeugten Strommenge absolut und auch exergetisch gewichtet dargestellt ist. Dabei finden unterschiedliche Nutzungsdauern von Komponenten noch keine Berücksichtigung. Weiter werden die maßgeblichen Aufwendungen an Betriebsstoffen während der Nutzungsphase zusammengestellt.

In BALANCE wurde das Massengerüst mit den jeweiligen Vorketten der Materialbereitstellung verknüpft sowie um die Nutzungs- und Entsorgungsphase ergänzt. Auf dieser Basis lassen sich aus den im vorangegangenen Abschnitt errechneten Stromerzeugung-Lebensleistungen und exergetischen Gewichtungsfaktoren die spezifischen Aufwendungen

und Belastungen über den Lebensweg der Biomassensysteme je kWh erzeugtem Strom bestimmen, also unter Berücksichtigung der Vorketten und Aufwendungen bzw. Belastungen während der Betriebsphase bis zum Abriss der Anlage.

9.4.1 Massengerüste der untersuchten Biomassensysteme

Die Massenbilanzen gliedern sich im Anlagenbau zunächst in

- Bautechnik
- Maschinentechnik
- Elektrotechnik

Eine weitergehende Untergliederung hängt von der verfügbaren Datenlage ab und wird nachstehend für die betrachteten Systeme mit den jeweils verbauten Materialien und Massen aufgeführt. Für die Betriebsphase sind die Betriebsmittelaufwendungen über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren gelistet.

9.4.1.1 Biomasse-Dampfturbinen –HKW

Aus Tabelle 9-11 wird die gewählte Einteilung der Dampfturbinen-Anlage in Module und die dort jeweils verbauten Gesamtmassen deutlich.

Tabelle 9-11: Einteilung des Biomasse-HKW mit Dampfturbine in Module und dort jeweils verbaute Massen

Modul	Verbaute Masse	Anteil
	[kg]	[%]
Bautechnik	13 997 322	91,29 %
Betriebsgebäude	8 743 644	57,03 %
Verwaltungsgebäude	913 419	5,96 %
Außenanlagen, Baugrube, Kanalleitungen etc.	4 340 259	28,31 %
Maschinentechnik	1 117 334	7,29 %
Kessel und Dampferzeuger	227 271	1,48 %
Brennstofflager und -zufuhr	83 799	0,55 %
Asche- und Schlackeabfuhr	13 735	0,09 %
Speisewasserhaltung und Pumpen	242 976	1,58 %
Primär- und Sekundärluftzufuhr	64 470	0,42 %
Rauchgasführung und -reinigung	88 965	0,58 %
Turbine mit Zubehör	27 015	0,18 %
Wärmetauscher	152 631	1,00 %
Nebenaggregate	86 422	0,56 %
Betriebsflüssigkeiten	130 050	0,85 %
Elektrotechnik	217 970	1,42 %
Generator	21 600	0,14 %
Drehstromtransformator	17 500	0,11 %
Elektrische Leitungen	175 670	1,15 %
Steuerungskomponenten	3 200	0,02 %
Summe Gesamt	15 332 626	100,00 %

Die Beispielanlage besteht aus einem Bürogebäude, einer kombinierten Brennstoff-Lagerhalle mit Heiz-, Maschinenhaus und Leitwarte unter einem gemeinsamen Dach sowie

einem Schuppengebäude, in welchem u. a. Container und Maschinen abgestellt werden. Die Außenanlagen sind vergleichsweise weitläufig. Mit mehr als 90 % hat die Bautechnik den mit Abstand größten Anteil in der Massenbilanz (vgl. Tabelle 9-11). Bei der modularen Gliederung der Maschinenteknik wurde besonders versucht, funktionale Einheiten zusammenzufassen, also z. B. den Bereich Feuerung mit Dampferzeugung, das Speisewassersystem, die Luftführung bzw. die Rauchgasführung und –reinigung vom Heizkessel bis zum Kamin. Den größten Massenanteil an der Maschinenteknik (insgesamt etwa 7,3 % der verbauten Gesamtmasse) haben Kessel und Dampferzeuger mit 1,5 % und das Speisewassersystem mit etwa 1,6 % an der Gesamtmasse. Die Elektrotechnik hat demgegenüber nur einen Anteil von etwa 1,4 % an der verbauten Gesamtmasse. Unter der Elektrotechnik wurden nur die allein stehenden Aggregate wie Generator bzw. Transformator zusammengefasst, während die elektrischen Komponenten z.B. der zahlreichen Pumpen im System hier nicht gesondert in Ansatz gebracht, sondern im Zusammenhang mit der Maschinenteknik insgesamt bilanziert wurden.

In Tabelle 9-12 werden die Massenanteile einzelner Materialien an der Errichtung des Biomasse-Dampfturbinen-HKW aufgeführt. Daneben sind spezifische Anteile je kWh erzeugtem Strom aufgeführt. Die linke Spalte weist die spezifischen Materialaufwendungen für die Stromerzeugung ohne, die nächsten beiden Spalten bei exergetischer Allokation zwischen Strom und Wärme aus. In der rechten Spalte wurden die Aufwendungen zum Vergleich je kWh erzeugter Gesamtenergie ausgewiesen. Eine Berücksichtigung der unterschiedlichen Lebensdauern einzelner Komponenten findet an dieser Stelle noch nicht statt.

In der Massenbilanz nach eingesetzten Baumaterialien machen Schotter (25 %) und Beton (50 %) zusammen 75 % des Materialeinsatzes aus (Tabelle 9-12). An nächster Stelle folgen unlegierter Stahl mit 13 % und Mauerwerk mit 6,6 % Anteil. Alle übrigen Materialien addieren sich zu etwa 5,4 %. Diese Verteilung liefert allerdings noch keinen direkten Anhaltspunkt für die durch den Kraftwerksbau verursachten ökologischen Belastungen.

Neben den Materialaufwendungen konnten für den Bau dieser Anlage auch wesentliche Teile der notwendigen Transportdienstleistungen und Massenbewegungen direkt ermittelt bzw. berechnet werden. Dies betrifft insbesondere die Mengen an Erdaushub (Baugrube, Geländeeinrichtung), damit verbundener Maschineneinsatz und Erdabtransport. Diese Leistungen sind in Tabelle 9-13 dokumentiert.

Tabelle 9-12: Aufteilung der Gesamtmasse des Holz-HKW mit Dampfturbine auf verwendete Materialien und spezifische Aufwendungen

Material	Masse kg	Anteil %	Spezif. Materialaufwand		
			g/kWh output ¹	g/kWh _{el} ²	g/kWh out _{exerg} ³
Stahl-unl.	1993683	13,00	0,699	2,492	1,387
Stahl-n.leg.	94084	0,61	0,033	0,118	0,065
Stahl-h.leg.	22582	0,15	0,008	0,028	0,016
Gusseisen	13860	0,09	0,005	0,017	0,010
Aluminium	921	0,01	0,000	0,001	0,001
Kupfer	153625	1,00	0,054	0,192	0,107
Zink	2459	0,02	0,001	0,003	0,002
NEM Legierungen	2581	0,02	0,001	0,003	0,002
Keramik(faser)	45814	0,30	0,016	0,057	0,032
Schamott	76203	0,50	0,027	0,095	0,053
PVC	27756	0,18	0,010	0,035	0,019
Kunststoffe	3885	0,03	0,001	0,005	0,003
Min. Wolle	12044	0,08	0,004	0,015	0,008
Ölprodukte	7050	0,05	0,002	0,009	0,005
Wasser	123000	0,80	0,043	0,154	0,086
Elektronik	1340	0,01	0,000	0,002	0,001
Glas, Silikat	2722	0,02	0,001	0,003	0,002
Rest unspezifiziert	192	0,00	0,000	0,000	0,000
Beton	7602405	49,58	2,666	9,503	5,289
Mauerwerk	1012073	6,60	0,355	1,265	0,704
Kies, Schotter	3885414	25,34	1,362	4,857	2,703
Bitumen	227770	1,49	0,080	0,285	0,158
Holz	21163	0,14	0,007	0,026	0,015
Summe	15332626	100,00	5,376	19,166	10,667

¹ Aufwendungen je kWh erzeugter Gesamtenergie, ohne Gewichtung zwischen Strom und Wärme

² Alle Aufwendungen werden nur der Stromerzeugung angelastet

³ Exergetisch gewichtete Aufwendungen für die Strom- bzw. Wärmeerzeugung

Tabelle 9-13: Erdarbeiten und Materialbewegungen der Bauausführung für das Dampfturbinen-Holz-HKW

Leistung	Bodenbewegung [m ³]	[t]	Baggerarb. [m ³]	Raupenarb. [m ³]	Transporte [t]
Oberboden Abtragen	28965	76757		28965	
Oberboden Abfahren	5793	15351		5793	15351
Geländeabtrag	30100	79764		30100	
Bodenaustausch	2888	7653		2888	7653
Wiederauffüllen	7145	18933		7145	
Lärmschutzwall	3475	9209		3475	
Aushub Fundamente	3754	9949	3754		
Aushub Schachtgruben	2687	7121	2687		
Hinterfüllung Fundamente	2590	6863	2590		
Grundstück auffüllen	1457	3860		1457	
Boden lösen und beseitigen	400	1060	400		1060
Boden lösen, fördern etc.	100	265	100		
Erdaushub für Rohrleitungen	3654	9683	3654		
Sandbett für Rohrleitungen	582	1542	582		
Verfüllung des Grabens	2330	6175	2330		
Summen	95919	254185	16097	79822	24065

Die drei nachfolgenden Tabellen zeigen die Aufteilung der verbauten Massen im Abschnitt Bautechnik auf die eingesetzten Materialien. Es wurde zwischen Betriebsgebäuden (Tabelle 9-14), Verwaltungsgebäude (Tabelle 9-15) und den gesamten Außenarbeiten unterschieden (Kanäle, Außenanlagen, Tabelle 9-16). Die Datendokumentation der einzelnen Module aller drei Technikbereiche soll dem Leser insbesondere eine Übertragung auf vergleichbare Gegebenheiten auf möglichst hoher Auflösungsebene ermöglichen und wird aus diesem Grund nicht detailliert interpretiert.

Tabelle 9-14: Bautechnik der Betriebsgebäude des Dampfturbinen-Holz-HKW, verbaute Massen

Material	Masse [t]	Anteil [%]
Baustahl	1057,760	12
Beton	7164,757	82
Bitumen	4,254	< 1
Glas	0,350	< 1
Glaswolle	0,036	< 1
Holz	9,568	< 1
Keramik	36,029	< 1
Kupfer	0,141	< 1
Mauerwerk	439,106	5
Putz	28,268	< 1
PVC	1,140	< 1
Silikat	2,150	< 1
Titanzink	0,085	< 1
Summe	8743,644	100

Tabelle 9-15: Bautechnik des Verwaltungsgebäudes des Dampfturbinen-Holz-HKW, verbaute Massen

Material	Masse [t]	Anteil [%]
Aluminium	0,041	< 1
Baustahl	22,829	2
Beton	323,058	35
Bitumen	1,400	< 1
Glas	0,090	< 1
Glaswolle	0,500	< 1
Holz	11,595	1
Keramik	6,005	< 1
Mauerwerk	537,600	59
Putz	7,099	< 1
PVC	0,325	< 1
Sandstein	0,315	< 1
Titanzink	0,103	< 1
Zink	2,459	< 1
Summe	913,419	100

Tabelle 9-16: Bautechnik der Außenanlagen des Dampfturbinen-Holz-HKW, verbaute Massen

Material	Masse [t]	Anteil [%]
Baustahl	107,057	2,47
Aluminium	0,042	0,00
Gusseisen	7,154	0,16
Beton	114,590	2,46
Bitumen	222,117	5,12
Kies, Schotter, Granit	3885,098	89,51
Keramik	0,197	0,00
Kunststoffe	4,003	0,09
Summe	4340,258	100

Tabelle 9-17 bis Tabelle 9-25 zeigen die Aufteilung der verbauten Massen im Abschnitt Maschinentechnik auf die eingesetzten Materialien. Es wurden die Aufwendungen je zuvor definierte Maschinentechnik-Komponente der Übersichtlichkeit halber in einzelnen Tabellen ausgewiesen (vgl. Tabelle 9-11), nochmals aufgeteilt auf betrachtete Unterkomponenten.

Tabelle 9-17: Kessel und Dampferzeuger des Dampfturbinen-Holz-HKW: Zugeordnete Komponenten und verbaute Massen, in kg

Zugeordnete Komponenten	Stahl unlegiert	Stahl nied. leg.	Stahl hoch leg.	Gusseisen	Aluminium.	Al. Legierungen	Kupfer	Keramik	Mineral	Schamott	Unspezifiziert
Kesselgerüst	4450										
Kesselarrangement	5272	4695	1								2
Schamottierung	2651							2580	873	76203	
Economiser	3484	11786				38			177		
Dampferzeuger			10369								
Verdampfer (Fa. HIPP)	8559										
Druckteil, Überhitzer, Trommel	27201	60754				112			644		
Rußbläser	6000	600	120	240	30		80				
Rußbläserleitung	350										
Summe [kg]	57967	77835	10490	240	30	150	80	2580	1694	76203	2
Anteil [%]	26	34	4	< 1	< 1	< 1	< 1	1	< 1	34	< 1

Tabelle 9-18: Brennstofflager und -zufuhr des Dampfturbinen-Holz-HKW: Zugeordnete Komponenten und verbaute Massen, in kg

Zugeordnete Komponenten	Stahl unlegiert	Stahl nied. leg.	Gusseisen	Kupfer
Kippbühne im Brennstofflager	20535		20	12
Kran im Brennstofflager	20000			5
Dosiersilo, Förderschnecken	20550			7
Holzsplitter Ablauf	905	18		
Pneumatischer Wurfbeschicker	1354	9		1
Vibrationsrost mit Getriebe	14345	4782		
Wiederfeuerung	582	90		
Dichtung zw. Kessel und Rost	390	195		
Summe [kg]	78661	5094	20	25
Anteil [%]	94	6	< 1	< 1

Tabelle 9-19: Asche- und Schlackeabfuhr des Dampfturbinen-Holz-HKW: Zugeordnete Komponenten und verbaute Massen, in kg

Zugeordnete Komponenten	Stahl unlegiert	Stahl nied. leg.	Stahl hoch leg.	Gusseisen	Aluminium	Al-Legierungen	Kupfer	Graphit	Glas	Min. Wolle	Unspezifiziert
Luft- Aschetrichter	1060					86				260	
Schlackentrichter	1257								112		
Trichter f. wassergek. Schnecke	286										
Arrangement Nassentschlacker	474					762					33
Wassergek. Schlackenförderer	3000	300	30	50	20		3	2			
Aschecontainer	6000										
Summe [kg]	12077	300	30	50	20	848	3	2	112	260	33
Anteil [%]	88	2	<1	<1	<1	6	<1	<1	<1	1,8	<1

Tabelle 9-20: Speisewasserhaltung und Pumpen des Dampfturbinen-Holz-HKW: Zugeordnete Komponenten und verbaute Massen, in kg

Zugeordnete Komponenten	Stahl unlegiert	Stahl nied. leg.	Stahl hoch leg.	Gusseisen	Kupfer	Unspezifiziert
Speisewasserleitung	223200	640				
Kesselspeisewasserpumpen	4110	301	30	406	80	23
Speisewasserbehälter	11250	1250				
Chemikaliendosiereinheit	75		3	15	8	
Kühlerpumpe	34				1	
Entspanner	1550					
Summe [kg]	240219	2191	33	421	89	23
Anteil [%]	98	1	<1	<1	<1	<1

Tabelle 9-21: Primär- und Sekundärluftzufuhr des Dampfturbinen-Holz-HKW: Zugeordnete Komponenten und verbaute Massen, in kg

Zugeordnete Komponenten	Stahl unlegiert	Stahl nied. leg.	Aluminium	Al-Legierungen	Kupfer	Min. Wolle	Unspezifiziert
Primärluftgebläse	1400	40	10		20		
Primärluftkanäle	4400			438		2906	
Sekundärluftgebläse	1400	40	10		20		
Sekundärluftkanäle	3850			522		3189	
Saugzuggebläse	1400	40	10		20		
Gerüst für Luvo	1342						
Luvo	39502						3
Kanal zw. Luvo und Gebläse	1800			98		540	
Rauchgasrezirkulationsgebläse	1400	40	10		20		
Summe [kg]	56494	160	40	1058	80	6635	3
Anteil [%]	88	< 1	< 1	1,6	< 1	10	< 1

Tabelle 9-22: Rauchgasführung und -reinigung des Dampfturbinen-Holz-HKW: Zugeordnete Komponenten und verbaute Massen, in kg

Zugeordnete Komponenten	Stahl unlegiert	Stahl nied. leg.	Stahl hoch leg.	Gusseisen	Aluminium	Al-Legierungen	Kupfer	Keramik	Polyester	Silikon	Mineralwolle	Unspezifiziert
Gerüst Eco+Multizyklone	9338											
Kanal zw. Eco u. Zyklon	1800					92					486	
Kanal zw. Zyklon u. Luvo	1800					92					486	
Ventilatoren	1260	32			6		2					
Schornsteine	20240		6922		25	107			3	3	1948	
Arr. für Schornsteine	2338											
Abgasreinigung u. -kond.	6500	500	500	80	20		5	4				10
Plattenwärmetauscher	20		33			25						1
Multizyklon	3200		3000									
WDK- Druckluftherzeugung	550	3		15			2					
Druckluftbehälter	500											
Elektrofilter	26000						18	1000				
Summe [kg]	73546	535	10455	95	51	316	27	1004	3	3	2920	11
Anteil [%]	83	< 1	12	< 1	< 1	< 1	< 1	1	< 1	< 1	3	< 1

Tabelle 9-23: Turbine mit Zubehör des Dampfturbinen-Holz-HKW: Zugeordnete Komponenten und verbaute Massen, in kg

Zugeordnete Komponenten	Stahl unlegiert	Stahl nied. leg.	Stahl hoch leg.	Gusseisen	Aluminium	Kupfer	Polyester	Silikon
Schmierölaggregat u. Behälter	3434			460	80	18	5	3
Hydraulikaggregat	4434			460	80	18	5	3
Rotordrehvorrichtung	105	8		12		1		
Gleichgangzylinder	193	15			1	2		
Schnellschlussventil	1380	32		80	5	3		
Turbine	13000	1130	850	1200				
Summe [kg]	22546	1185	850	2212	166	42	10	6
Anteil [%]	83	4	3	8	< 1	< 1	< 1	< 1

Tabelle 9-24: Wärmetauscher des Dampfturbinen-Holz-HKW: Zugeordnete Komponenten und verbaute Massen, in kg

Zugeordnete Komponenten	Stahl unlegiert	Stahl nied. leg.	Stahl hoch leg.	Aluminium	Kupfer	Graphit
Rieselentgaser	1200	200	100			1
Brüdenkondensator	150		40			
Heizkondensatoren	4499					1
Abdampfkondensator	7199					1
Ausdampftrommel	1360					
Kondensatkühler	161		145			
Luko	137450			80	45	
Summe [kg]	152019	200	285	80	45	3
Anteil [%]	99	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1

Tabelle 9-25: Nebenaggregate des Dampfturbinen-Holz-HKW: Zugeordnete Komponenten und verbaute Massen, in kg

Zugeordnete Komponenten	Stahl unlegiert	Stahl nied. leg.	Stahl hoch leg.	Gusseisen	Aluminium	Al-Legierungen	Kupfer	Graphit	Silikon	Unspezifiziert
Dampfleitungen	64900	2736								
Nebenkondensatbehälter	3000								1	
Wasserstandsrohr	270									
Ausdehnungsbehälter	8999							2		
HD-Entspanner	50	250								
MD-Entspanner	400									
Kondensatvorlagebehälter	900									
Nebenkondensatpumpe	117		40	60		9	2			2
Einspritzwasserpumpe	150		60	75	10		3			2
Nebenkühlwasserpumpe	117		40	60		10	2			2
Nebenkühlwasserkühler	2000	200		172	150		8			
Dampfübergabestation	1117	100		301	72		29	7		
Summe [kg]	82020	3286	140	668	232	19	44	9	1	6
Anteil [%]	95	4	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1

Die benötigten Betriebsstoffe werden in Tabelle 9-26 ausgewiesen.

Tabelle 9-26: Bestand an Betriebsflüssigkeiten im Dampfturbinen-Holz-HKW

	Ölprodukte [kg]	Wasser [kg]	Glykol
Speise- und Kesselwasser		120000	
Kühlwasser (1/3 Glykol)		2000	1000
Hydraulik-, Antriebs-, Turbinenöle	7050		
Summe	7050	122000	1000

In der Betriebsphase der Anlage werden neben Brennstoff und Betriebsstrom die in Tabelle 9-27 ausgewiesenen Betriebsflüssigkeiten verbraucht.

Tabelle 9-27: Verbrauch an Betriebsflüssigkeiten des Dampfturbinen-Holz-HKW während des Anlagenbetriebs über 20 Jahre

Betriebsstoff	Basisannahme	Masse [kg]
Speisewasser	40 000 kg/a	800 000
Kühlwasser	Wasser	2 %/a, Wasser-Glykol-Gemisch 2:1
	Glykol	400
Ölverbrauch	50 l/a Verluste	1000
	Wechselintervall alle 5 a (=3 mal in 20a)	21150
NaOH	12 l/a	240
Phosphat	k.A. des Betreibers, geschätzt	250

Tabelle 9-28 zeigt die Aufteilung der verbauten Massen im Abschnitt Elektrotechnik auf die eingesetzten Materialien.

Tabelle 9-28: Elektrotechnik des Dampfturbinen-Holz-HKW, Massengerüst

	Stahl unlegiert	Stahl nied. leg.	Stahl hoch leg.	Gusseisen	Aluminium	Kupfer	Glas	PVC	Elektronik	Unspezifiziert
Generator	12300	3300	300	3000	200	2500				
Drehstromtransformator	16500					1000				
Elektrische Leitungen						149520		26150		
Kraftwerkssteuerung	1690				20	30	20		1340	100
Summe [kg]	30490	3300	300	3000	220	184820	20	26150	1340	100
Anteil [%]	12,2	1,3	0,1	1,2	0,1	74,0	0,0	10,5	0,5	0,0

9.4.1.2 Biomasse-HKW mit ORC-Anlage

Aus Tabelle 9-29 werden die gewählte Einteilung des Biomasse-HKW mit ORC-Anlage in Module und die dort jeweils verbauten Massen deutlich.

Tabelle 9-29: Einteilung der ORC-Anlage in Module und jeweils verbaute Massen

Modul	Verbaute Masse [kg]	Anteil [%]
Bautechnik	3 475 188	89,12
Betonarbeiten	3 343 200	85,73
Sonstige Arbeiten	131 988	3,38
Maschinenteknik	389 405	9,99
Kessel und Thermoölerhitzung	130 700	3,35
Brennstofflager und -zuführung	30 000	0,77
Asche- und Schlackeabfuhr	22 000	0,56
Luft- und Rauchgasführung	19 828	0,51
Rauchgasreinigung	10 727	0,28
ORC-Modul	55 000	1,41
Rohrsysteme, Wärmetauscher	70 652	1,81
Nebenanlagen	10 542	0,27
Betriebsflüssigkeiten	23 271	0,60
Elektrotechnik	34 982	0,90
Trafos	10 000	0,26
Elektrische Leitungen	24 677	0,63
Steuerungskomponenten	305	0,01
Summe Gesamt	3 899 575	100,00

Die Bautechnik hat bei dem ORC-Holz-HKW einen Anteil von knapp 90 % an der insgesamt verbaute Masse, davon hauptsächlich Betonarbeiten, d. h. Beton und Baustahl (Tabelle 9-29). Die Maschinenteknik hat einen Anteil von knapp 10 %, während die gesondert aufgeführte Elektrotechnik nur 0,9 % ausmacht.

In Tabelle 9-30 werden die Massenanteile einzelner Materialien an der Errichtung des ORC-Holz-HKW dargestellt. Daneben sind spezifische Anteile je kWh erzeugtem Strom aufgeführt. Es wurden zum Vergleich neben der in dieser Studie weiter betrachteten Option „wärmegeführter Betrieb“ zwei weitere Optionen dargestellt: Neben dem stromgeführten Betrieb bei gleicher Nahwärmenetzeinbindung (Mitte) handelt es sich um den stromgeführten Betrieb unter der Annahme eines optimierten, also höheren Wärmeverkaufs (rechte Spalten).

Tabelle 9-30: Aufteilung der Gesamtmasse der ORC-Anlage auf verwendete Materialien und spezifische Aufwendungen je erzeugte kWh Strom

Material	Masse [kg]	Anteil an Gesamt [%]	Wärmegeführt ¹		Stromgeführt ²		Stromgeführt ³ , op- timiert	
			g/kWh _{el}	g/kWh (exerg.)	g/kWh _{el}	g/kWh (exerg.)	g/kWh _{el}	g/kWh (exerg.)
Stahl-unl.	566 667	14,53	6,159	2,499	3,393	1,778	3,393	1,574
Stahl-n.leg.	40 151	1,03	0,436	0,177	0,240	0,126	0,240	0,112
Stahl-h.leg.	12 715	0,33	0,138	0,056	0,076	0,040	0,076	0,035
Gusseisen	4 199	0,11	0,046	0,019	0,025	0,013	0,025	0,012
Aluminium	1 627	0,04	0,018	0,007	0,010	0,005	0,010	0,005
Kupfer	28 914	0,74	0,314	0,127	0,173	0,091	0,173	0,080
Keramikfaser	1 000	0,03	0,011	0,004	0,006	0,003	0,006	0,003
Schamott	60 104	1,54	0,653	0,265	0,360	0,189	0,360	0,167
PVC	2 736	0,07	0,030	0,012	0,016	0,009	0,016	0,008
Min.wolle	1 084	0,03	0,012	0,005	0,006	0,003	0,006	0,003
Ölprodukte	19 110	0,49	0,208	0,084	0,114	0,060	0,114	0,053
Wasser	2 705	0,07	0,029	0,012	0,016	0,008	0,016	0,008
Glykol	1 456	0,04	0,016	0,006	0,009	0,005	0,009	0,004
Elektronik	170	0,00	0,002	0,001	0,001	0,001	0,001	0,000
Rest unspezif.	266	0,01	0,003	0,001	0,002	0,001	0,002	0,001
Beton	2 959 200	75,89	32,165	13,048	17,720	9,285	17,720	8,218
Kies, Schotter	174 000	4,46	1,891	0,767	1,042	0,546	1,042	0,483
Holz	23 450	0,60	0,255	0,103	0,140	0,074	0,140	0,065
Summen	3 899 554	100,00	42,39	17,19	23,35	12,24	23,35	10,83

¹ wärmegeführter Betrieb, 4 600 Volllaststunden Strom/a, Wärmeabgabe von 4 890 Volllaststunden/a

² stromgeführter Betrieb, 8 320 Volllaststunden Strom/a, Wärmeabgabe von 5 500 Volllaststunden/a

³ stromgeführter Betrieb, 8 320 Volllaststunden Strom/a, Wärmeabgabe von 7 000 Volllaststunden/a

Die linken Spalten jeder Option weisen die spezifischen Aufwendungen ohne, die rechten Spalten mit exergetischer Gewichtung von Strom und Wärme aus (vgl. Tabelle 9-30). Bei höherem Wärmeverkauf wird der exergetische Anteil des Stroms (Exergie = 1) an den Gesamtaufwendungen geringer. Beispielsweise sinkt der Anteil der Stahlabschreibung von 2,5 g/kWh_{exerg} bei wärmegeführtem Betrieb über 1,8 g/kWh_{exerg} bei stromgeführtem Betrieb auf einen Wert von 1,6 g/kWh_{exerg} bei wärmeoptimierter, stromgeführter Betriebsweise.

Tabelle 9-31 zeigt die Aufteilung der verbauten Massen im Abschnitt Bautechnik auf die eingesetzten Materialien.

Tabelle 9-31: Bautechnik der ORC-Anlage, verbaute Materialmassen

	Ges. Masse	Stahl-unl.	Beton	PVC	Kies, Schotter	Holz
	kg	kg	kg	kg	kg	kg
Betonarbeiten	3 343 200	210 000	2 959 200	0	174 000	0
Sonstige Arbeiten	131 988	105 980	0	2 558	0	23 450
Summen	3 475 188	315 980	2 959 200	2 558	174 000	23 450

Tabelle 9-32 zeigt die Aufteilung der verbauten Massen im Abschnitt Maschinenteknik auf die eingesetzten Materialien.

Tabelle 9-32: Maschinenteknik-Komponenten der ORC-Anlage und jeweils verbaute Massen

Komponente	Ges. Masse	Stahl-unl.	Stahl-n.leg.	Stahl-h.leg.	Gusseisen	Aluminium	Kupfer	Keramikfaser	Schamott	PVC	Min.wolle	Unspezif.
Feuerung, Thermoölkessel	130700	72400	0	1800	0	0	0	1000	5500	0	500	0
Brennstofflager, -zuführung	30000	28400	0	0	800	0	800	0	0	0	0	0
Asche- und Schlackeabfuhr	22000	22000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Luft- und Rauchgasführung	19828	15788	0	3438	0	12	0	0	0	0	584	0
Führung Luft, Rauchg.	10727	9327	0	1400	0	0	0	0	0	0	0	0
Schornstein	9101	6461	0	2038	0	12	0	0	0	0	584	0
Rauchgasreinigung	27413	20400	0	5700	700	0	438	0	0	88	0	88
ORC-Modul	55000	10000	40000	0	0	0	5000	0	0	0	0	0
Rohrsysteme, Wärmetauscher	70652	67883	6	980	1640	0	72	0	0	0	0	70
Thermoölkreislauf.	23692	22886	6	800	0	0	0	0	0	0	0	0
Rohrleitungen WW	39189	39189	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Armaturen	700	140	0	0	490	0	0	0	0	0	0	70
Druckhaltung WT	3833	3833	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pumpen Heizkreislauf	1137	171	0	0	910	0	57	0	0	0	0	0
Pumpen Rückkühlanl.	301	45	0	0	241	0	15	0	0	0	0	0
Heißwasser-ECO	1800	1620	0	180	0	0	0	0	0	0	0	0
Nebenanlagen	10542	6621	100	797	59	1601	1167	0	0	90	0	109
Rückkühlwerk	7402	3997	0	797	0	1548	1038	0	0	0	0	23
Sanitär	1000	700	100	0	50	0	50	0	0	50	0	50
Lüftungsbau	1741	1524	0	0	9	53	79	0	0	40	0	36
Heizung Gebäude	400	400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summen gesamt	366134	243492	40106	12715	3199	1612	7476	1000	55000	178	1084	266

Die benötigten Betriebsstoffe werden in Tabelle 9-33 ausgewiesen.

Tabelle 9-33: Bestand an Betriebsflüssigkeiten in der ORC-Anlage

Betriebsflüssigkeit	Ges. Masse kg	Ölprodukte kg	Wasser kg	Glykol kg
Wasser-Ethylenglykol-Gemisch 35 %	4 161	0	2 705	1 456
Thermoöl	15 000	15 000	0	0
Hydraulik-, Turbinen- und Antriebsöl	1 110	1 110	0	0
Silikonöl ORC-Modul	3 000	3 000	0	0

In der Betriebsphase der Anlage werden neben Brennstoff und Betriebsstrom die in Tabelle 9-34 ausgewiesenen Betriebsflüssigkeiten verbraucht.

Tabelle 9-34: Verbrauch an Betriebsflüssigkeiten während des ORC-Anlagenbetriebs über 20 Jahre

Betriebsflüssigkeit	Basisannahme	Masse [kg]
Frostschutzmittel Ethylenglykol	3 %/a Ergänzung	875
Wasser	3 %/a Ergänzung	1 623
Thermoöl	Kein Austausch, keine Verluste	0
Ölverbrauch (Schmierung etc.)	2 %/a Verlust	444
	Wechselintervall alle 5 a	4 440
Ergänzung Silikonöl ORC	100 kg/a, kein Austausch vorgesehen	2 000

Tabelle 9-35 zeigt die Aufteilung der verbauten Massen im Abschnitt Elektrotechnik auf die eingesetzten Materialien.

Tabelle 9-35: Elektrotechnik der ORC-Anlage, Massengerüst, Angaben in kg

Komponente	Ges. Masse	Stahl-unl.	Stahl-n.leg.	Gusseisen	Aluminium	Kupfer	Glas	PVC	Elektronik
2 Transformatoren	10000	7000	0	1000	0	2000	0	0	0
Elektrokabel	24677	150	0	0	0	19423	0	5104	0
Kraftwerksteuerung	155	0	0	0	0	0	15	0	140
Instrumentierung	150	45	45	0	15	15	0	0	30
Summen	34982	7195	45	1000	15	21438	15	5140	170

9.4.1.3 Biomassevergasung mit Gasmotor-BHKW

In Tabelle 9-36 werden die Massenanteile einzelner Materialien an der Errichtung des Holzvergaser-BHKW-Systems aufgeführt. Sie sind grob untergliedert in Bautechnik, allgemeine Maschinentechnik, die Gas-BHKW's mit Nebenanlagen und die Elektrotechnik. Letztere schließt die Elektrokabel mit Zubehör und die Transformatoren ein. Daneben sind spezifische Materialaufwendungen je kWh erzeugtem Strom aufgeführt. Die linke Spalte weist die spezifischen Aufwendungen ohne, die rechten Spalten mit exergetischer Gewichtung von Strom und Wärme aus. Da in diesem System kaum Nutzwärme ausgekoppelt wird, liegen beide

Werte jeweils dicht beieinander. Der Einsatz unlegierten Stahls durch den Anlagenbau sinkt beispielsweise von 1,38 g/kWh_{el} bei exergetischer Anrechnung der Wärme nur auf 1,25 g/kWh_{exerg} (vgl. Tabelle 9-36).

Tabelle 9-36: Aufteilung der Gesamtmasse der Holzvergaser-Anlage auf verwendete Materialien und spezifische Aufwendungen je erzeugte kWh Strom

Material	Aufwendungen absolut [kg]				Summen	Aufwendungen spezi- fisch	
	Bautechnik	Maschi- nentechnik allgemein	BHKW und Nebe- nanl.	Elektro- technik		g/kWh _{el}	g/kWh _{el} exerget.
Stahl-unl.	300000	150000	40080	7150	497230	1,381	1,254
Stahl-n.leg.	0	5000	4020	250	9270	0,026	0,023
Stahl-h.leg.	0	3000	0	0	3000	0,008	0,008
Gusseisen	0	5000	0	1000	6000	0,017	0,015
Aluminium	0	1000	2400	0	3400	0,009	0,009
Kupfer	0	600	1700	27062	29362	0,082	0,074
Glas	1000	0	0	0	1000	0,003	0,003
Keramikfaser	0	1500	0	0	1500	0,004	0,004
Schamott	0	60000	0	0	60000	0,167	0,151
PVC	0	1000	0	6441	7441	0,021	0,019
Mineralwolle	0	700	0	0	700	0,002	0,002
Ölprodukte	0	150	0	0	150	0,000	0,000
Wasser	0	5000	0	0	5000	0,014	0,013
Glykol	0	2500	0	0	2500	0,007	0,006
Elektronik	0	400	0	1050	1450	0,004	0,004
Beton	400000	0	0	0	400000	1,111	1,009
Mauerwerk	250000	0	0	0	250000	0,694	0,631
Putz	10000	0	0	0	10000	0,028	0,025
Kies, Schotter	500000	0	0	0	500000	1,389	1,261
Sand	0	1800	0	0	1800	0,005	0,005
Holz	15000	0	0	0	15000	0,042	0,038
Gesamt	1476000	237650	48200	42953	1804803	5,013	4,552

Die Bestände an benötigten Betriebsstoffen werden in Tabelle 9-37 noch einmal gesondert ausgewiesen.

Tabelle 9-37: Bestand an Betriebsstoffen in der Holzvergaser-Anlage

Betriebsstoff	Menge	Einheit	Anmerkung
Sand	1 800	kg	Bettmaterial
Hydraulik- und Steueröle	150	kg	Schätzung
Kühlflüssigkeit Glykol	2 500	kg	Mischung: 1:2, für Gaskühler und
Wasser	5 000	kg	BHKW

In der Betriebsphase der Anlage werden neben Brennstoff und Betriebsstrom die in Tabelle 9-38 ausgewiesenen Betriebsstoffe verbraucht.

Tabelle 9-38: Verbrauch an Betriebsstoffen während des Holzvergaser-Anlagenbetriebs

Betriebsstoff	Menge	Einheit	Anmerkung
Elektrizität-HH/KV	272	kWh/h	MS-Netz
	2 040 000	kWh/a	
Sand	60	kg/h	Bettmaterial Vergaser, Austrag mit Asche
	450 000	kg/a	Bei 7 500 Betriebsstunden
	80	km	Transportentfernung (Lkw 40 t ZGG; 720 000 tkm in 20 a)
Öl-leicht-D	180 000	kWh/a	Heizöl zum Anfahren
	15176	kg/a	Heizöl zum Anfahren
	20	km	Transportentfernung (Lkw 28 t ZGG; 6 070,4 tkm in 20 a)
N2 (gasförmig)	30 000	m ³ /a	Abblasen von Katalysator und Gewebefilter
	35 000	kg/a	1 m ³ = 1,166 kg (bei 28 g/Mol, d.h. 24,0 l)
	50	km	Transportentfernung (Lkw 28 t ZGG; 41 000 tkm in 20 a)
Aluminiumoxid	5 000	kg/a	ca. 7 m ³ /a; Trägermaterial für Teerkatalysator
	400	km	Transport: 250 km Bahn, 150 km Lkw 40 t ZGG (25 000 tkm Bahn, 15 000 tkm Lkw in 20 a)
Ethylenglykol	1 500	kg	3 %/a Ergänzung, 20 a
Kühlwasser	3 000	kg	3 %/a Ergänzung, 20 a
Ölverbrauch	60	kg	2 %/a Verlust, Schmierung, Hydraulik, 20 a
	450	kg	Wechselintervall alle 5 a, 20 a

9.4.2 Spezifische Lebenswegaufwendungen und –emissionen der Biomasse-Stromerzeugungssysteme

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der vollständigen Prozesskettenbetrachtungen dargestellt. Diese beinhalten die Vorketten der Materialbereitstellung und Brennstoffversorgung sowie den Bau, Betrieb und Abriss der Energieumwandlungsanlagen einschließlich der während der Betriebsdauer verursachten direkten Emissionen. Bei den Emissionen über den gesamten Lebensweg ist das emittierte CO₂ der Biomasseverfeuerung in der Summe nicht berücksichtigt, da dieses zuvor während des Brennstoff-Aufwuchses aus der Atmosphäre gebunden wurde. Es wird jedoch an geeigneter Stelle gesondert ausgewiesen. In der Betrachtung des KEA nach der Ressourcenmethode ist die Verfeuerung der Biomasse ebenfalls nicht enthalten, hier werden nur die fossilen Primärenergieaufwendungen berücksichtigt.

9.4.2.1 Biomasse-Dampfturbinen-HKW

In Tabelle 9-39 werden spezifische Emissionen und Rohstoffaufwendungen für das Holz-Dampfkraft-HKW in kg je kWh ausgewiesen. Die rechte Spalte zeigt Werte, welche aus-

schließlich auf die Stromerzeugung bezogen wurden, ohne Berücksichtigung der in die Netze abgegebenen Wärme. In der linken Spalte wird der korrespondierende Wert bei exergetischer Allokation zwischen Strom und Wärme ausgewiesen. Die mittlere Spalte enthält die je kWh Stromerzeugung angesetzte exergetische Wärmegutschrift.

Tabelle 9-39: Emissionen und Ressourcenverbräuche des Biomasse-Dampfkraft-HKW je kWh bei 20 a Betrachtungszeitraum

	Exergie [kg/kWh]	Wärmegutschrift [kg/kWh _{el}]	nur Strom [kg/kWh _{el}]
Emissionen			
CO Kohlenmonoxid	0,0009362	0,0007459	0,0016820
CO ₂ Kohlendioxid	0,0614884	0,0489910	0,1104793
CO ₂ Kohlendioxid, Biomasse	1,0982042	0,8749958	1,9732000
CH ₄ Methan (Alkan)	0,0001291	0,0001029	0,0002320
N ₂ O Distickstoffoxid	0,0000055	0,0000044	0,0000100
SO _x als SO ₂ Schwefeloxide	0,0003933	0,0003133	0,0007066
NO _x als NO ₂ Stickoxide	0,0007153	0,0005699	0,0012851
NM VOC	0,000089	0,000071	0,000160
Partikel gesamt	0,0000962	0,0000766	0,0001728
Rohstoffe			
Bauxit	0,0000454	0,0000362	0,0000816
Eisen ab Erz	0,0018281	0,0014565	0,0032846
Kalkstein vor Abbau	0,0018228	0,0014523	0,0032751
Kies	0,0121410	0,0096733	0,0218143
Kupfer ab Erz	0,0001309	0,0001043	0,0002352
Sand vor Abbau	0,0001131	0,0000901	0,0002032
Wasser gesamt	0,2162080	0,1722637	0,3884717
Zink ab Erz	0,0000011	0,0000008	0,0000019
Energieressourcen n.reg., energet. genutzt			
Erdgas [Nm ³]	0,0021428	0,0017073	0,0038500
Erdöl gas [Nm ³]	0,0005815	0,0004633	0,0010448
Grubengas [kg]	0,0000968	0,0000771	0,0001739
Erdöl [kg]	0,0085053	0,0067766	0,0152818
Rohbraunkohle [kg]	0,0179549	0,0143056	0,0322605
Rohsteinkohle [kg]	0,0069552	0,0055416	0,0124967
Uran ab Erz [kg]	0,0000003	0,0000003	0,0000006
KEA nicht-reg. [MJ/kWh _{el}]	1,0581170	0,8430563	1,9011733

In Abbildung 9-7 sind die Beiträge einzelner Lebenswegabschnitte zu den spezifischen Gesamtemissionen für die Strombereitstellung mit Dampfkraftprozess aus Biomasse dargestellt. Es zeigt sich, dass der Anlagenbau in allen Fällen einen Anteil von maximal 10 % an den Gesamtemissionen hat. Die Hauptbelastungen werden bei allen Emissionen während der Betriebsphase verursacht und hier wiederum bei SO_x, NO_x und Partikeln (meist Staub) hauptsächlich durch die Anlagenemissionen bei der Verbrennung. CH₄ und N₂O wurden an der Anlage nicht gemessen und hier darum nicht aufgeführt. Die ausgewiesenen Emissionen während des Betriebs werden in diesem Fall stark durch den Betriebsstromverbrauch verursacht. Das als Verbrennungsemission freigesetzte CO₂ ist biogen und damit klimaneutral. Der Abriss der Anlage spielt gegenüber den Verbrennungsemissionen nur eine marginale Rolle.

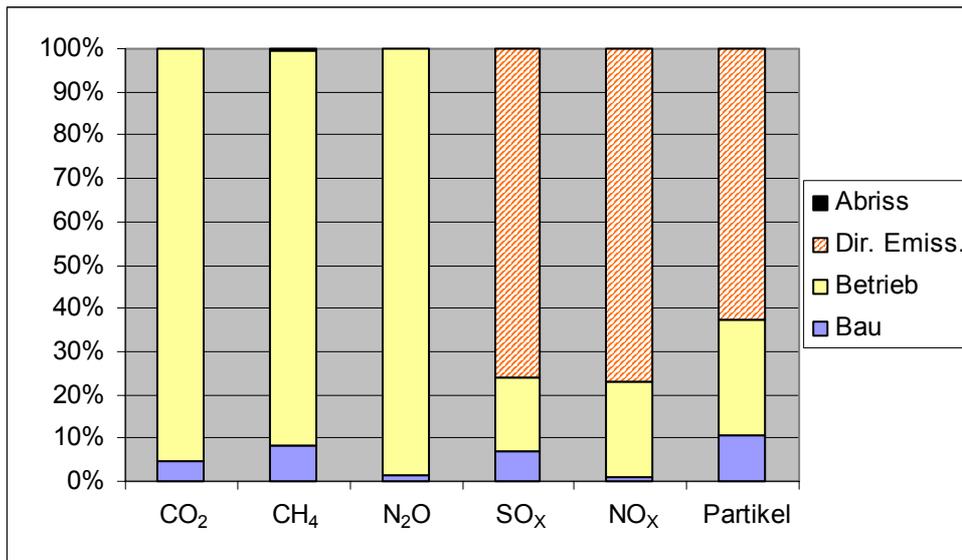


Abbildung 9-7: Beiträge der Lebenswegabschnitte zum Gesamtaufkommen spezifischer Emissionen des Biomasse-Dampfkraft-HKW je kWh_{el} (exerg. All.) bei 20 a Betrieb

Abbildung 9-8 zeigt die Aufteilung des KEA_{n.reg.} für die Strombereitstellung aus Biomasse mit Dampfkraftprozess von insgesamt rund 0,8 MJ/kWh_{el} (exergetische Allokation) auf einzelne Lebenswegabschnitte. Der Biomasse-Brennstoff ist hier nicht enthalten. Die Schwerpunkte des fossilen Energieaufwands liegen bei der Brennstoffbereitstellung und dem bei einer Biomassefeuerung mit 10 - 12 % Anteil an der Brutto-Stromerzeugung recht hohen Eigenstromverbrauch (vgl. Systemdaten, Tabelle 9-3). Die übrigen Abschnitte haben demgegenüber nur eine geringe Bedeutung.

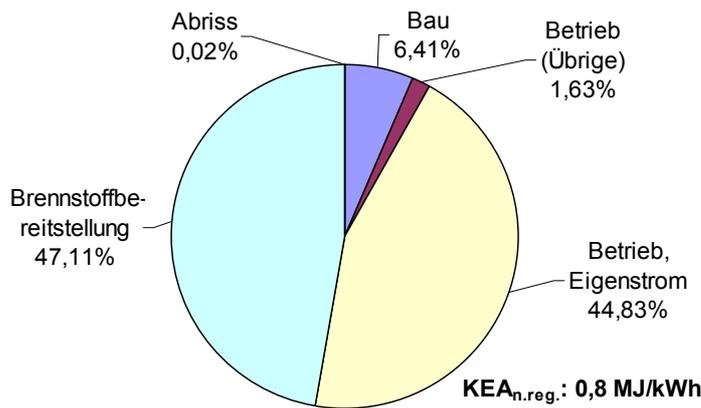


Abbildung 9-8: Beiträge der Lebenswegabschnitte zum KEA_{n.reg.} des Biomasse-Dampfkraft-HKW je kWh_{el} (exergetische Allokation) bei 20 a Betrieb

In Abbildung 9-9 ist ausschließlich der energetisch genutzte Aufwand an Primärenergieressourcen für die Energiebereitstellung aus Biomasse mit Dampfkraftprozess in MJ je kWh_{el} dargestellt. In der Darstellung ist die unterschiedliche Dimensionierung einzelner Beiträge zu beachten (vgl. Tabellenfuß)! Den weitaus größten Anteil am Energieressourceneinsatz hat die Biomasse-Brennstoffzufuhr mit etwa 10 MJ/kWh_{el}. Zur Orientierung ist als zwei-

te Säule jeweils auch der bei der Allokation berücksichtigte Anteil Wärmegutschrift je kWh_{el} abgebildet, welcher für dieses System bei rund 45 % (exergetisch) liegt.

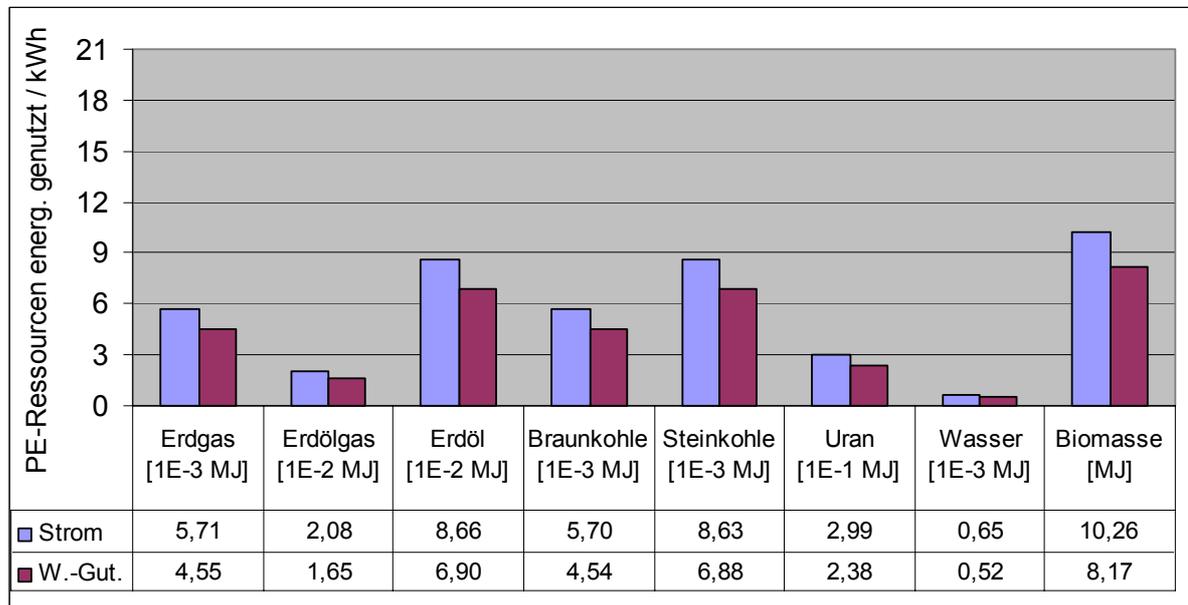


Abbildung 9-9: Aufwand an energetisch genutzten Primärenergieressourcen im Biomasse-Dampfkraft-HKW je kWh_{el} (exergetisch) bei 20 a Betrieb und jeweils angerechnete Wärmegutschriften

In Abbildung 9-10 ist der nicht regenerative Energieverbrauch an Primärenergieressourcen für die Strombereitstellung aus Biomasse mit Dampfkraftprozess aufgeführt. Durch die gleiche Dimensionierung ist zu erkennen, dass wesentliche Anteile des Ressourcenverbrauchs bei Uran und Erdöl zu finden sind, gefolgt von Braun- und Steinkohle. Erdgas und Erdölgas haben demgegenüber vergleichsweise geringe Anteile.

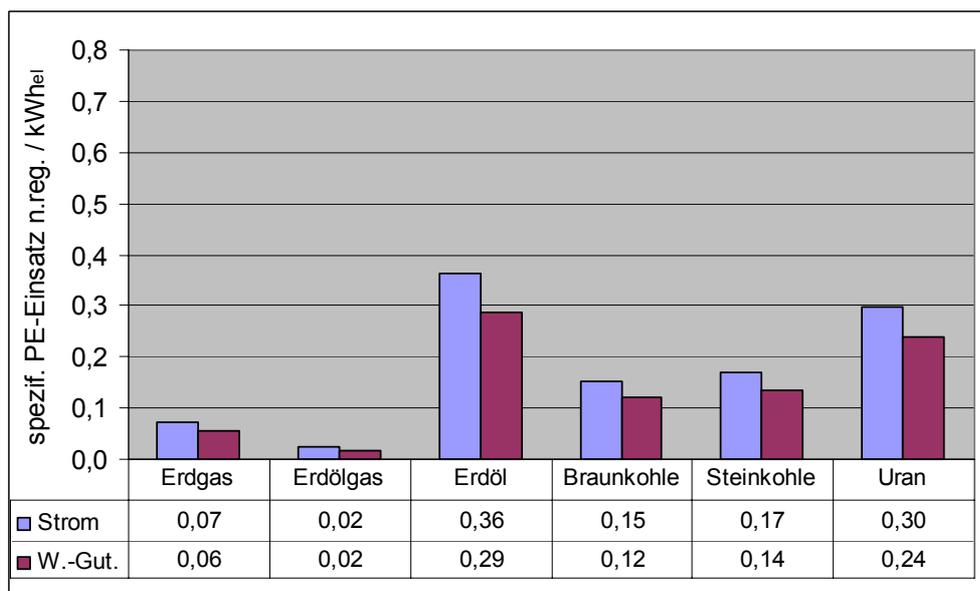


Abbildung 9-10: Aufwand nicht regenerativer Primärenergieressourcen im Biomasse-Dampfkraft-HKW je kWh_{el} (exergetisch) bei 20 a Betrieb und jeweils angerechnete Wärmegutschriften

9.4.2.2 Biomasse-HKW mit ORC-Anlage

In Tabelle 9-40 werden spezifische Emissionen und Rohstoffaufwendungen für das ORC-Holz-HKW in kg je kWh ausgewiesen. Die rechte Spalte zeigt Werte, welche ausschließlich auf die Stromerzeugung bezogen wurden, ohne Berücksichtigung der in das Netz abgegebenen Wärme. In der linken Spalte wird der korrespondierende Wert bei exergetischer Allokation zwischen Strom und Wärme ausgewiesen. Die mittlere Spalte enthält die je kWh Stromerzeugung angesetzte exergetische Wärmegutschrift.

Tabelle 9-40: Emissionen und Ressourcenverbräuche des Biomasse-ORC-HKW's je kWh bei 20 a Betrieb

	Exergie [kg/kWh]	Wärmegutschrift [kg/kWh _{ei}]	nur Strom [kg/kWh _{ei}]
Emissionen			
CO Kohlenmonoxid	0,000778	0,001140	0,001919
CO ₂ Kohlendioxid	0,069173	0,101367	0,170540
CO ₂ Kohlendioxid, Biomasse	1,477094	2,164551	3,641646
CH ₄ Methan (Alkan)	0,000144	0,000212	0,000356
N ₂ O Distickstoffoxid	0,000007	0,000010	0,000017
SO _x als SO ₂ Schwefeloxide	0,000637	0,000933	0,001570
NO _x als NO ₂ Stickoxide	0,001421	0,002082	0,003503
NMVOC	0,000120	0,000176	0,000296
Partikel gesamt	0,000204	0,000300	0,000504
Rohstoffe			
Bauxit	0,000096	0,000141	0,000238
Eisen ab Erz	0,003376	0,004947	0,008323
Kalkstein vor Abbau	0,002738	0,004012	0,006750
Kies	0,019485	0,028553	0,048038
Kupfer ab Erz	0,000164	0,000240	0,000404
Sand vor Abbau	0,000195	0,000286	0,000480
Wasser gesamt	0,329352	0,482612	0,811964
Zink ab Erz	0,000000	0,000000	0,000000
Energieressourcen n.reg., energet. genutzt			
Erdgas [Nm ³]	0,002044	0,002995	0,005038
Erdölgas [Nm ³]	0,000791	0,001159	0,001950
Grubengas [kg]	0,000102	0,000149	0,000251
Erdöl [kg]	0,011562	0,016943	0,028504
Rohbraunkohle [kg]	0,016088	0,023575	0,039663
Rohsteinkohle [kg]	0,008194	0,012008	0,020202
Uran ab Erz [kg]	0,000000	0,000000	0,000001
Kea nicht-reg. [MJ/kWh]	1,1747016	1,7214213	2,8961229

In Abbildung 9-11 sind die Beiträge einzelner Lebenswegabschnitte zu den spezifischen Gesamtemissionen der Strombereitstellung aus Biomasse mit ORC-Anlage dargestellt. Es zeigt sich, dass der Anlagenbau in allen Fällen einen Anteil von i.d.R. nicht mehr als 10 %, maximal etwa 15 % (CH₄) an den Gesamtemissionen hat. Die Hauptbelastungen wer-

den bei allen Emissionen während der Betriebsphase verursacht und hier wiederum bei SO_x, NO_x und Partikel (Staub) hauptsächlich durch die Anlagenemissionen bei der Verbrennung. CH₄ und N₂O wurden an der Anlage nicht gemessen und sind darum nicht ausgewiesen. Die ausgewiesenen Emissionen während des Betriebs werden in diesem Fall stark durch den Betriebsstromverbrauch verursacht. Das als Verbrennungsemission freigesetzte CO₂ ist biogen und damit neutral. Es ist in der Abbildung darum nicht ausgewiesen. Dem Abriss kommt demgegenüber nur eine untergeordnete Rolle zu.

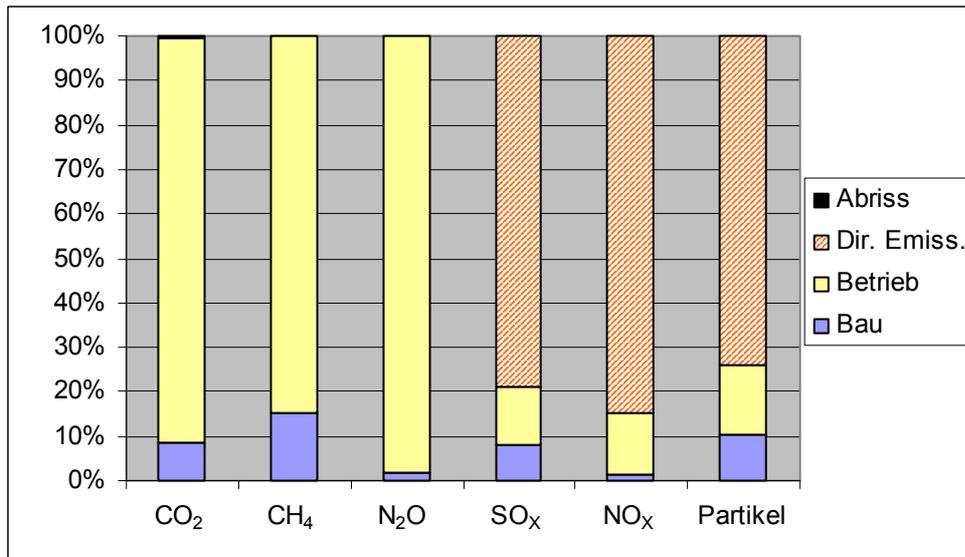


Abbildung 9-11: Beiträge der Lebenswegabschnitte zum Gesamtaufkommen spezifischer Emissionen des Biomasse-ORC-HKW je kWh (exergetisch) bei 20 a Betrieb

Abbildung 9-12 zeigt die Aufteilung des KEA_{n,reg.} von insgesamt rund 0,95 MJ/kWh_{eI} (exergetisch) auf einzelne Lebenswegabschnitte für die Stromerzeugung aus Biomasse mit ORC-Anlage.

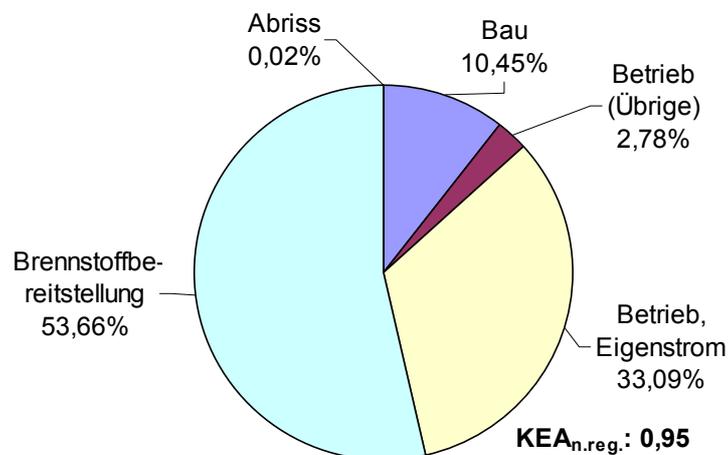


Abbildung 9-12: Beiträge der Lebenswegabschnitte zum KEA_{n,reg.} des Biomasse-ORC-HKW je kWh (exergetisch) bei 20 a Betrieb

Der Biomasse-Brennstoff ist hier nicht enthalten. Die Schwerpunkte des nicht regenerativen Energieaufwands liegen wie bei der Dampfkraftanlage bei der Brennstoffbereitstellung und dem recht hohen Eigenstromverbrauch. Die übrigen Abschnitte haben demgegenüber nur eine geringe Bedeutung. Der Anteil des Anlagenbaus liegt mit rund 10,5 % etwas höher als bei der Dampfkraftanlage.

In Abbildung 9-13 ist ausschließlich der Aufwand energetisch genutzter Primärenergieressourcen in MJ je kWh für die Stromerzeugung aus Biomasse mit einer ORC-Anlage dargestellt. In der Darstellung ist die unterschiedliche Dimensionierung einzelner Beiträge zu beachten (vgl. Tabellenfuß)! Den weitaus größten Anteil am Energieressourceneinsatz hat die Biomasse-Brennstoffzufuhr mit etwa 13,8 MJ/kWh_{el}. Zur Orientierung ist als zweite Säule jeweils auch der berücksichtigte Anteil Wärmegutschrift je kWh_{el} abgebildet, welcher für diesen Anlagentyp wegen des geringen elektrischen Wirkungsgrades und dem wärmegeführten Betrieb (relativ geringe Vollaststundenzahl des ORC-Moduls) bei rund 60 % (exergetisch) liegt (vgl. Systemdaten, Tabelle 9-3).

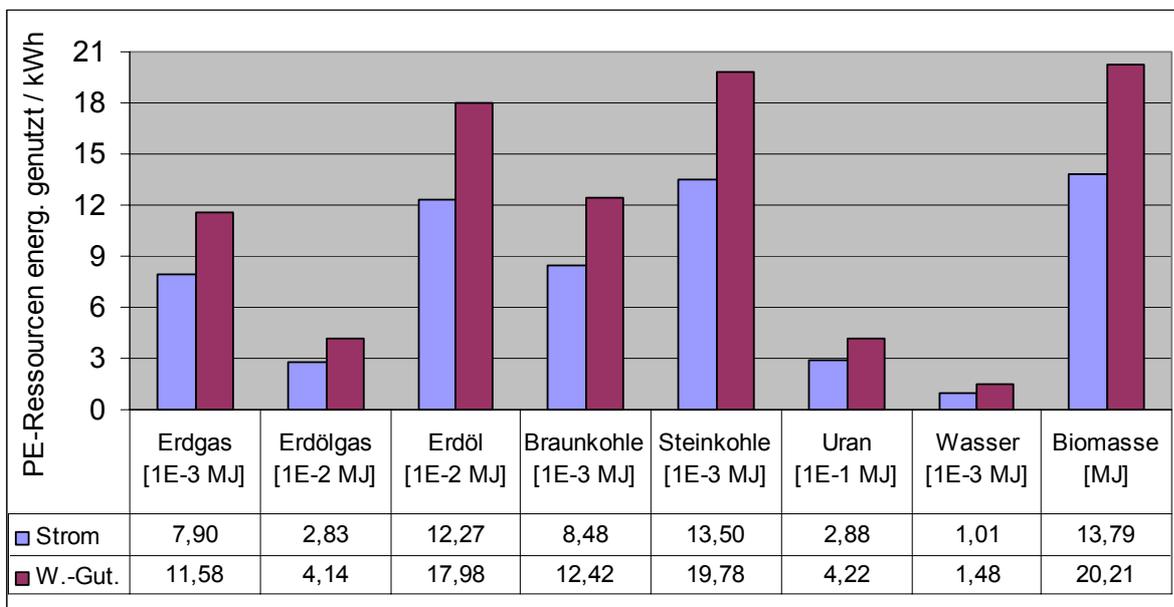


Abbildung 9-13: Aufwand an energetisch genutzten Primärenergieressourcen im Biomasse-ORC-HKW je kWh_{el} (exergetisch) bei 20 a Betrieb und jeweils angerechnete Wärmegutschriften

In Abbildung 9-14 ist der nicht regenerative Energieverbrauch an Primärenergieressourcen für die Stromerzeugung aus Biomasse mit einer ORC-Anlage aufgeführt. Durch die gleiche Dimensionierung ist zu erkennen, dass wesentliche Anteile des Ressourcenverbrauchs bei Erdöl und Uran zu finden sind, gefolgt von Braun- und Steinkohle. Erdgas und Erdölgas haben demgegenüber vergleichsweise geringe Anteile.

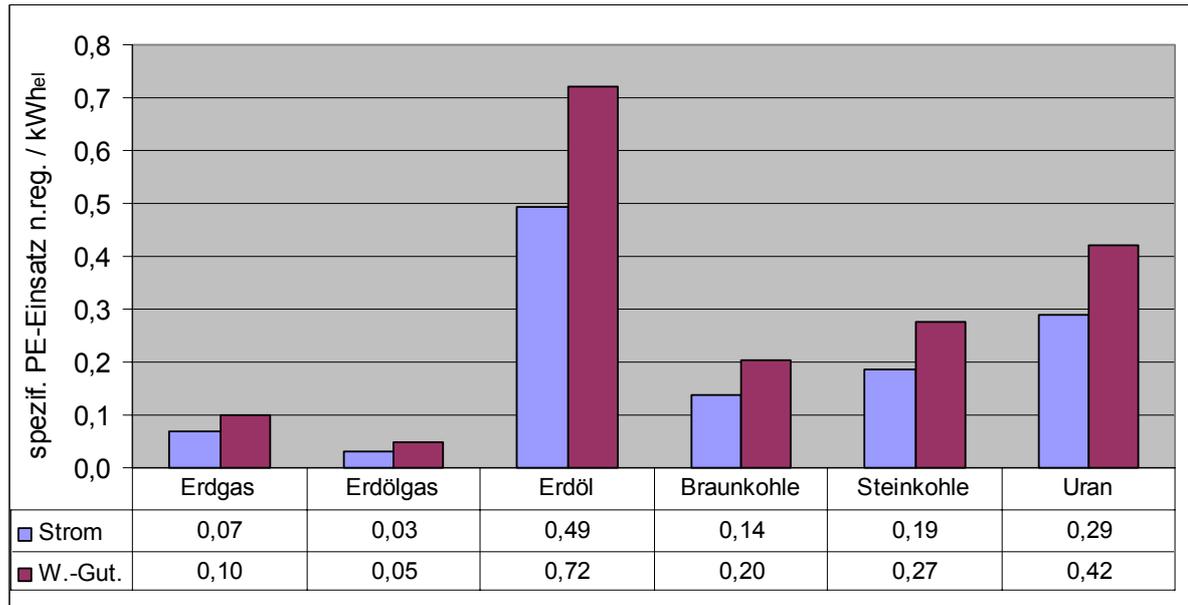


Abbildung 9-14: Aufwand nicht regenerativer Primärenergieressourcen im Biomasse-ORC-HKW je kWh_{el} (exergetisch) bei 20 a Betrieb und jeweils angerechnete Wärmegutschriften

9.4.2.3 Biomassevergasung mit Gasmotor-BHKW

In Tabelle 9-41 werden für das System Holzvergaser mit nachgeschaltetem Gasmotor-BHKW spezifische Emissionen und Rohstoffaufwendungen in kg je kWh ausgewiesen. Die rechte Spalte zeigt Werte, welche ausschließlich auf die Stromerzeugung bezogen wurden, ohne Berücksichtigung der in das Netz abgegebenen Wärme. In der linken Spalte wird der korrespondierende Wert bei exergetischer Allokation zwischen Strom und Wärme ausgewiesen. Die mittlere Spalte enthält die je kWh Stromerzeugung angesetzte exergetische Wärmegutschrift.

In Abbildung 9-15 sind die Beiträge einzelner Lebenswegabschnitte zu den spezifischen Gesamtemissionen der Stromerzeugung mit einem Holzvergaser und nachgeschalteten Gasmotor-BHKW dargestellt. Es zeigt sich, dass der Anlagenbau in allen Fällen einen Anteil von unter 15 % an den Gesamtemissionen hat. Die Hauptbelastungen werden bei allen Emissionen während der Betriebsphase verursacht und hier wiederum bei N₂O und NO_x hauptsächlich durch die Anlagenemissionen bei der motorischen Verbrennung. CH₄ und SO_x haben bei den direkten Emissionen dagegen vergleichsweise geringe Anteile. Hier wird der Unterschied des Holz-Vergasungsprozesses und des nachgeschalteten Gasmotors gegenüber den vorangegangenen Systemen zur Stromerzeugung aus Biomasse deutlich. Das als Verbrennungsemission besonders im Motor freigesetzte CO₂ ist biogen und damit klimaneutral. Es wird darum hier nicht aufgeführt. Der Abriss der Anlage spielt demgegenüber nur eine marginale Rolle.

Tabelle 9-41: Emissionen und Ressourcenverbräuche des Holzvergaser-BHKW-Systems je kWh bei 20 a Betrieb

	Exergie [kg/kWh]	Wärmegutschrift [kg/kWh _{el}]	nur Strom [kg/kWh _{el}]
Emissionen			
CO Kohlenmonoxid	0,000138	0,000014	0,000153
CO ₂ Kohlendioxid	0,093660	0,009507	0,103167
CO ₂ Kohlendioxid, Biomasse	1,366679	0,138727	1,505406
CH ₄ Methan (Alkan)	0,000257	0,000026	0,000283
N ₂ O Distickstoffoxid	0,000030	0,000003	0,000032
SO _x als SO ₂ Schwefeloxide	0,000133	0,000014	0,000147
NO _x als NO ₂ Stickoxide	0,001107	0,000112	0,001220
NMVOC	0,000178	0,000018	0,000196
Partikel gesamt	0,000069	0,000007	0,000076
Rohstoffe			
Bauxit	0,000518	0,000053	0,000571
Eisen ab Erz	0,001574	0,000160	0,001734
Kalkstein vor Abbau	0,002224	0,000226	0,002450
Kies	0,011887	0,001207	0,013094
Kupfer ab Erz	0,000078	0,000008	0,000086
Sand vor Abbau	0,022924	0,002327	0,025251
Wasser gesamt	0,305723	0,031033	0,336756
Zink ab Erz	0,000000	0,000000	0,000000
Energieressourcen n.reg., energet. genutzt			
Erdgas [Nm ³]	0,003879	0,000394	0,004273
Erdölgas [Nm ³]	0,000718	0,000073	0,000791
Grubengas [kg]	0,000163	0,000017	0,000179
Erdöl [kg]	0,010508	0,001067	0,011574
Rohbraunkohle [kg]	0,032723	0,003322	0,036045
Rohsteinkohle [kg]	0,010970	0,001114	0,012084
Uran ab Erz [kg]	0,000001	0,000000	0,000001
KEA nicht-reg. [MJ(kWh)]	1,6712978	0,1696479	1,8409458

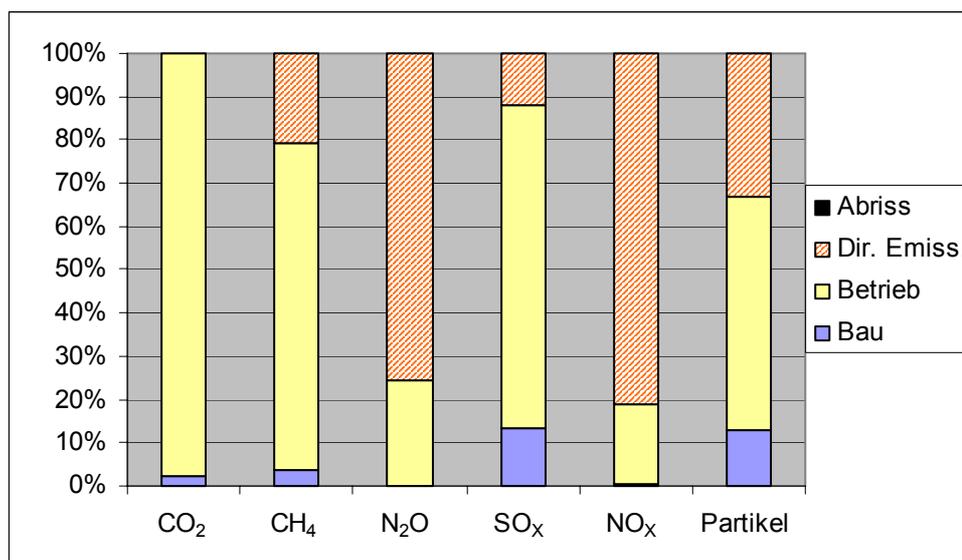
Abbildung 9-15: Beiträge der Lebenswegabschnitte zum Gesamtaufkommen spezifischer Emissionen des Biomassevergaser-BHKW-Systems je kWh_{el} (exergetisch) bei 20 a Betrieb

Abbildung 9-16 zeigt die Aufteilung des $KEA_{n,reg.}$ der Strombereitstellung aus Biomasse mit einem Holzvergaser und nachgeschalteten Gasmotor-BHKW von insgesamt rund $1,2 \text{ MJ/kWh}_{el}$ (exergetisch) auf einzelne Lebenswegabschnitte. Der Biomasse-Brennstoff ist hier nicht enthalten. Der Schwerpunkt des fossilen Energieaufwands liegt im Vergleich zu den beiden anderen Biomasse-Systemen mit rund 55 % Anteil beim Betriebsstromaufwand. Die Brennstoffbereitstellung hat mit rund 35 % einen etwas geringeren Anteil als in den beiden anderen Systemen. Absolut gesehen liegt der Energiebedarf für die Brennstoffbereitstellung mit rund $0,42 \text{ MJ/kWh}_{el}$ zwischen den beiden anderen Systemen (Dampfkraft: rund $0,38 \text{ MJ/kWh}_{el}$; ORC: rund $0,51 \text{ MJ/kWh}_{el}$). Die Verschiebung ist also auf die Höhe der anderen Lebenswegabschnitte zurückzuführen, insbesondere auf den höheren Betriebsstromaufwand (rund $0,67 \text{ MJ/kWh}_{el}$ gegenüber $0,36 \text{ MJ/kWh}_{el}$ bei Dampfkraft und $0,31 \text{ MJ/kWh}_{el}$ bei ORC) und den höheren übrigen Betriebsaufwand. Die übrigen Betriebsaufwendungen liegen anteilig ebenfalls höher als bei Dampfkraft und ORC, weil der Vergasungsprozess für An- und Abfahrvorgänge des Vergasers sowie den Vergasungsprozess selber zusätzliche Betriebsstoffe benötigt (u. a. Sand als Bettmaterial, Stickstoff zum Reinigen, Al-Oxid für den Teer-Katalysator). Eine Ursache für die absoluten Unterschiede im $KEA_{n,reg.}$ liegt darin, dass dieses System bei ähnlichem elektrischem Gesamtwirkungsgrad nur eine geringe Gutschrift für Wärmeabgabe erhält. Außerdem wird die Anlage stromgeführt gefahren, wodurch eine Wärmenutzung zusätzlich erschwert wird, da das Strom-Wärmeverhältnis beim Motorbetrieb weitgehend statisch ist.

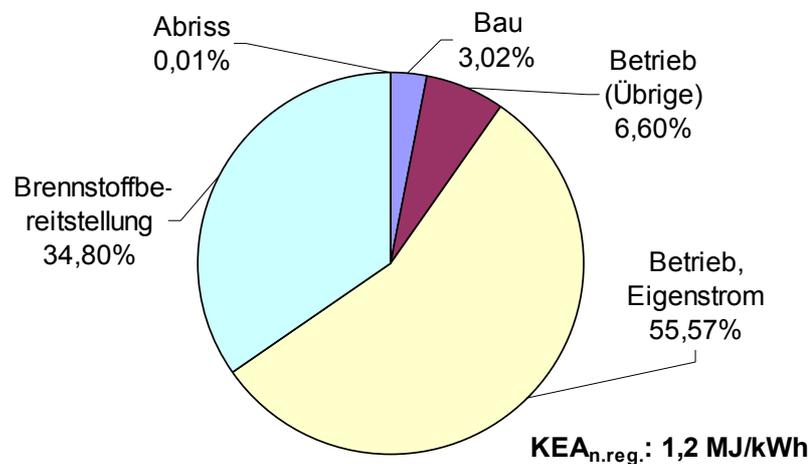


Abbildung 9-16: Beiträge der Lebenswegabschnitte zum $KEA_{n,reg.}$ des Biomassevergaser-BHKW-Systems je kWh (exergetisch) bei 20 a Betrieb

In Abbildung 9-17 ist ausschließlich der Aufwand an energetisch genutzten Primärenergieressourcen in MJ je kWh für das Biomasse-Vergasersystem mit nachgeschaltetem Gas-BHKW dargestellt. In der Darstellung ist die unterschiedliche Dimensionierung einzelner Beiträge zu beachten (vgl. Tabellenfuß)! Den weitaus größten Anteil am Energieressourceneinsatz hat die Biomasse-Brennstoffzufuhr mit etwa $11,3 \text{ MJ/kWh}_{el}$. Zur Orientierung ist als zweite Säule jeweils auch der berücksichtigte Anteil Wärmegutschrift je kWh_{el} abgebildet, welcher hier aber bei vergleichsweise geringen 9,2 % (exergetisch) liegt.

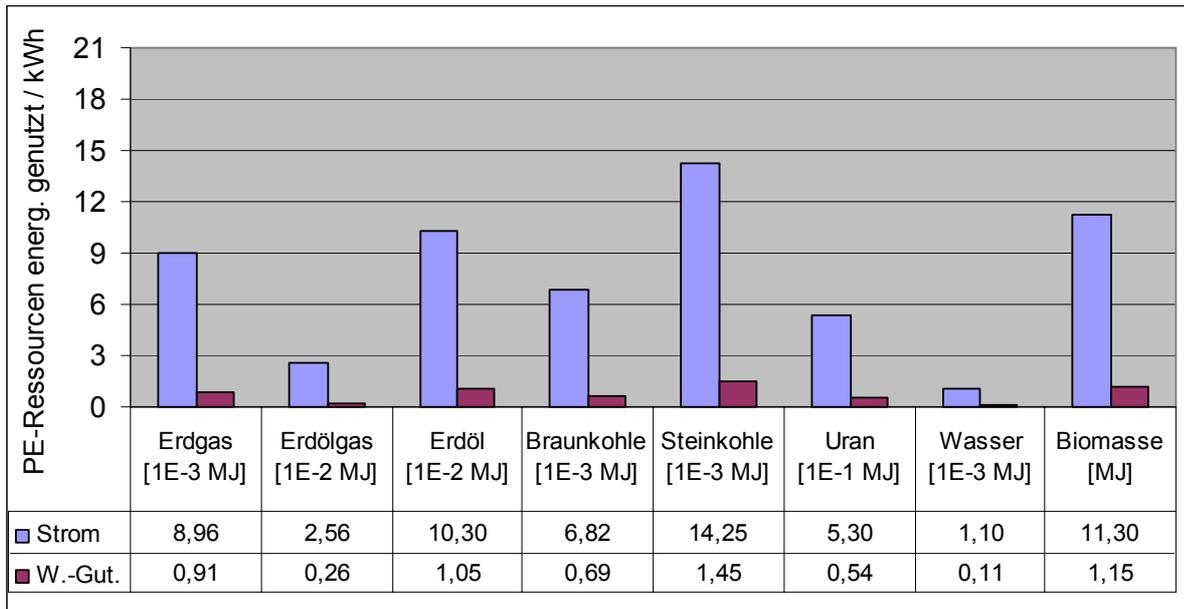


Abbildung 9-17: Aufwand an energetisch genutzten Primärenergieressourcen im Biomassevergaser-BHKW-System je kWh_{el} (exergetisch) bei 20 a Betrieb und angerechnete Wärmegutschriften

In Abbildung 9-14 ist der nicht regenerative Energieverbrauch an Primärenergieressourcen für die Strombereitstellung aus Biomasse mit Holzvergasung und nachgeschalteten Gasmotor-BHKW aufgeführt.

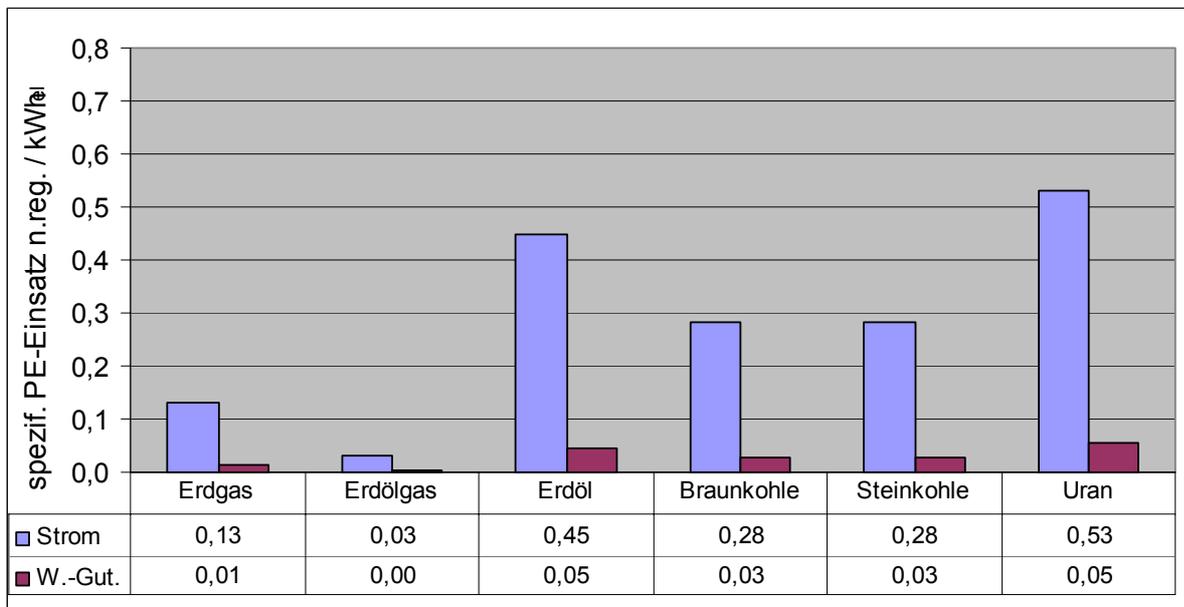


Abbildung 9-18: Aufwand nicht regenerativer Primärenergieressourcen im Biomassevergaser-BHKW-System je kWh_{el} (exergetisch) bei 20 a Betrieb und jeweils angerechnete Wärmegutschriften

Durch die gleiche Dimensionierung ist das Verhältnis der eingesetzten Energiemengen aus unterschiedlichen Ressourcen direkt zu erkennen. Auch in diesem System liegt ein Schwerpunkt beim Einsatz von Erdöl und Uran, gefolgt von Braun- und Steinkohle. Erdgas und Erdölgas haben demgegenüber vergleichsweise geringe Anteile, wenngleich der Anteil des Erdgases höher ist als bei den beiden vorher beschriebenen Systemen.

9.5 Ergebnisvergleich der Biomasse-Technologien

Zur besseren Vergleichbarkeit sind nachstehend noch einige Ergebnisse der Massenbilanzen für alle drei betrachteten Biomassetechnologien zur Stromerzeugung zusammengefasst (Tabelle 9-42). Energetisch wurden in dieser Zusammensicht nur die Energieressourcenverbräuche der energetisch genutzten Rohstoffe aufgeführt, nicht die Gesamtaufwendungen nach KEA einschließlich deren stofflicher Nutzung. Weitere Daten zu einzelnen Technologien können den vorangegangenen Ergebniskapiteln entnommen werden.

Tabelle 9-42: Spezifische Emissionen und Ressourcenverbräuche der Biomassensysteme je kWh_{el} bei 20 a Betrieb und exergetischer Berücksichtigung der Wärmenutzung

	Einheit	Dampfturbine	ORC-HKW	Holzvergasung+ Gasmotor
<i>Kumulierte Emissionen</i>				
CO Kohlenmonoxid	kg/kWh _{el}	0,0009362	0,0007782	0,0001385
CO ₂ Kohlendioxid	kg/kWh _{el}	0,0614884	0,0691729	0,0936598
CO ₂ Kohlendioxid, Biomasse	kg/kWh _{el}	1,0982042	1,4770944	1,3666785
CH ₄ Methan (Alkan)	kg/kWh _{el}	0,0001291	0,0001443	0,0002570
N ₂ O Distickstoffoxid	kg/kWh _{el}	0,0000055	0,0000068	0,0000295
SO _x als SO ₂ Schwefeloxide	kg/kWh _{el}	0,0003933	0,0006369	0,0001334
NO _x als NO ₂ Stickoxide	kg/kWh _{el}	0,0007153	0,0014209	0,0011073
NMVOG	kg/kWh _{el}	0,0000891	0,0001203	0,0001777
Partikel gesamt	kg/kWh _{el}	0,0000962	0,0002044	0,0000687
<i>Kumulierter Rohstoffeinsatz</i>				
Bauxit	kg/kWh _{el}	0,0000454	0,0000964	0,0005184
Eisen ab Erz	kg/kWh _{el}	0,0018281	0,0033760	0,0015740
Kalkstein vor Abbau	kg/kWh _{el}	0,0018228	0,0027379	0,0022238
Kies	kg/kWh _{el}	0,0121410	0,0194849	0,0118873
Kupfer ab Erz	kg/kWh _{el}	0,0001309	0,0001640	0,0000778
Sand vor Abbau	kg/kWh _{el}	0,0001131	0,0001949	0,0229242
Wasser gesamt	kg/kWh _{el}	0,2162080	0,3293519	0,3057230
Zink ab Erz	kg/kWh _{el}	0,0000011	0,0000002	0,0000002
<i>Energieressourcen, energetisch genutzt</i>				
Erdgas	MJ/kWh _{el}	0,0057062	0,0079005	0,0089575
Erdölgas	MJ/kWh _{el}	0,0207552	0,0282624	0,0255801
Erdöl	MJ/kWh _{el}	0,0865799	0,1227114	0,1029702
Braunkohle	MJ/kWh _{el}	0,0056996	0,0084755	0,0068243
Steinkohle	MJ/kWh _{el}	0,0086348	0,0134976	0,0142518
Uran ab Erz (0,9 TJ/kg)	MJ/kWh _{el}	0,2988496	0,2381089	0,5369585
Biomasse	MJ/kWh _{el}	10,2554630	13,7941612	11,3019261
Wasser	MJ/kWh _{el}	0,0006506	0,0010086	0,0010961

In Abbildung 9-19 werden die drei betrachteten Biomassensysteme zur Stromerzeugung bezüglich des benötigten Primärenergieeinsatzes direkt miteinander verglichen. Als Basis dient die Addition aller wesentlichen Primärenergieeinsätze. Es zeigt sich bei einem Vergleich der jeweils linken und rechten Säule jedes Systems, dass durch die exergetische Anrechnung der Wärmeabgabe für die Stromerzeugung in allen drei Systemen gegenüber einer ausschließlichen Allokation der Aufwendungen auf den Strom Vorteile zu beobachten sind. Den höchsten Einsatz nicht erneuerbarer Energieressourcen je kWh Strom (bei exergetischer Allokation) weist das System Vergaser mit Gasmotor-BHKW auf, gefolgt vom ORC-System und schließlich vom Dampfturbinensystem. Bei Allokation ausschließlich auf Basis der Stromerzeugung (rechte Säulen) kehrt sich die Rangfolge um: Das stromgeführte Vergasungssystem mit Motor-BHKW weist hier die geringsten Energieaufwendungen aus, dicht gefolgt vom Dampfturbinensystem und an dritter Stelle wegen dessen niedrigem elektrischen Wirkungsgrad von der ORC-Anlage. Betrachtet man die angerechnete Wärmegutschrift (mittlere Säulen) so wird deutlich, dass der Schwerpunkt der Energieerzeugung für die ORC-Anlage auf der Wärmebereitstellung liegt, während das System Dampfturbine eine nahezu ausgewogene Verteilung zwischen Strom- und Wärmeerzeugung aufweist und mit dem Vergaser-Motor-BHKW nahezu nur Strom erzeugt wird.

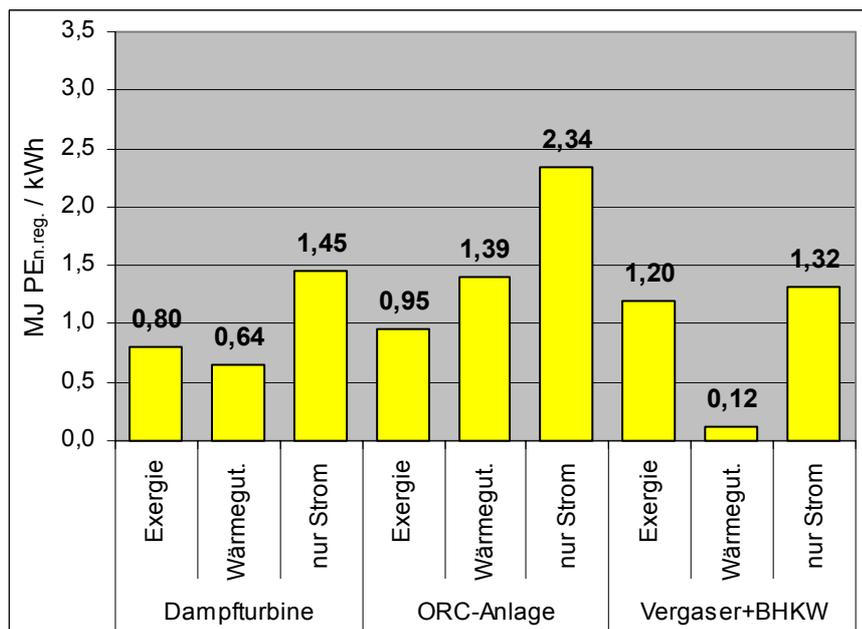


Abbildung 9-19: Kumulierter Aufwand an nicht energetischen Primärenergieressourcen der Biomasse-Stromerzeugungssysteme je kWh_{el} (exergetisch), angerechnete Wärmegutschriften und beispielhafte Allokation der Energieaufwendungen auf die Stromerzeugung bei 20 a Betrieb

In Tabelle 9-43 sind aggregierte Ergebnisse der weiterführenden Wirkungsabschätzung für den Fall einer exergetischen Allokation der Belastungen zwischen Strom- und Wärmebereitstellung zusammengestellt. Bei allen aufgeführten Größen weist das System Dampfturbine gegenüber den übrigen beiden Systemen geringe oder größere Vorteile auf. Beim Treibhauspotential und bezüglich des KEA_{n.reg.} sind die Zahlen für das Holzvergaser-System

am höchsten, während das Versauerungs- und das Eutrophierungspotenzial bei der ORC-Anlage am höchsten liegen.

Tabelle 9-43: Ergebnisse der Wirkungsabschätzung für die Biomasse-Systeme je kWh_{el} bei 20 a Betrieb und exergetischer Berücksichtigung der Wärmenutzung

	Einheit	Dampfturbine	ORC-HKW	Holzvergasung+ Gasmotor
Treibhauspotential 100 Jahre	kg CO ₂ -Äqu./kWh	0,065967	0,074407	0,108610
Versauerungspotential	kg SO ₂ -Äqu./kWh	0,000983	0,001721	0,001042
Eutrophierungspotenzial	kg PO ₄ -Äqu./kWh	0,000093	0,000185	0,000145
KEA - Ressourcenmethode	MJ/kWh	0,804258	0,949567	1,199704

9.6 Schlussbetrachtung

Die berechneten Ergebnisse basieren hinsichtlich des Anlagenbaus und der Betriebsstoffaufwendungen für die Systeme Dampfturbine und ORC-Anlage auf Daten aus existierenden Fallbeispielen. Dieser methodische Ansatz insbesondere zur Beschreibung der Materialaufwendungen für die Energieumwandlungsanlagen aber auch zur Ermittlung konkreter Leistungsparameter erschien schon deshalb besonders zielführend, als bislang kaum belastbare Daten zu Massenbilanzen derartiger Biomasse-Energieanlagen vorliegen. Obwohl die nun gewonnenen Daten insbesondere der Massenbilanzen der Anlagen sicherlich nicht in allen Punkten stellvertretend für sämtliche Anlagen der selben Technologie und Leistung sein können, liefern sie doch eine äußerst belastbare Berechnungsgrundlage. Die Daten z. B. zu Komponentenmassen können auch unter veränderten Bedingungen durch Zusatzannahmen den Bedürfnissen angepasst, teilweise auch mit der in künftigen Ökobilanzen von Bioenergie-Technologien anzusetzenden elektrischen Leistung skaliert werden.

Die Datenlage für das Vergasersystem war weit unsicherer als bei den beiden anderen Systemen, da entsprechende Anlagen noch nicht im gewerblichen Maßstab realisiert wurden. Hier waren grobe Abschätzungen erforderlich, welche mit Unsicherheiten behaftet sind. Wünschenswert wäre, begleitend zur weiterer Technologieentwicklung von Biomassevergasersystemen in diesem Bereich eine gegenwärtig noch vorhandene Datenlücke zu schließen.

Die direkten Emissionen einer Feuerungs- bzw. Energieumwandlungsanlage (BHKW) stellen für einige Emissionsarten die größte Bedeutung im Gesamtsystem dar. Hier haben die spezifischen Brennstoffeigenschaften und die eingesetzten Filtersysteme in der Praxis einen großen Einfluss auf die gemessenen Werte. Entsprechend weit können die Spannbreiten gemessener Werte sein. Die verwendeten Zahlen stellen hier demnach lediglich Orientierungsgrößen dar, weil für alle betrachteten Systeme von einem typischen Standardbrennstoff ausgegangen wurde. Hohe Rindenanteile oder Material aus der Landschaftspflege können besonders den NO_x-Wert anheben. Eine zusätzliche Rauchgasrezirkulation erhöht zwar potenziell den anfallenden Feinststaubanteil, verbessert aber auch gleichzeitig den Ausbrand, was zu einer Reduzierung des Gesamtscheanfalls und zu geringeren Mengen an C_{org} bzw. C_{ges} sowie einem besseren Jahresnutzungsgrad führt.

Der Einsatz eines nassen E-filters senkt den Staubgehalt in den Abgasen i.d.R. auf niedrigere Werte als ein trockener E-filter. Häufig kommen auch Gewebefilter zum Einsatz, welche je nach Verbrennungssystem für die Einhaltung der geltenden Emissionsgrenzwerte ebenfalls ausreichend sein können. Auch durch eine Rauchgaskondensation können die Staubemissionen zusätzlich gesenkt werden. Üblicherweise werden Emissionswerte schon hinter der Rauchgasreinigung gemessen, spiegeln also bei vorhandener Rauchgaskondensation insbesondere nicht die realen Staubemissionen wider, welche oft noch deutlich geringer ausfallen.

Unsicherheiten bestehen auch in der Beschreibung der Umweltbelastungen von einigen der eingesetzten Stoffe während Bereitstellung und Nutzung, da die verwendeten Datengrundlagen in der eingesetzten Software BALANCE diese Informationen nicht enthielten. Dies betrifft insbesondere folgende Stoffe und Materialien, welche z.T. allerdings nur in sehr geringen Mengen Verwendung fanden und daher die berechneten Ergebnisse nur marginal beeinflussen (Tabelle 9-44):

Tabelle 9-44: Daten-Schwachstellen und verwendete Ansätze zu deren Behebung bei den Massenbilanzen bzw. Materialzuordnungen in BALANCE für die untersuchten Biomasse-Systeme

Problemstoff/-material	Lösungsansatz, Anmerkungen
Aluminium-Legierungen	Ersetzt durch Aluminium, geringer Massenanteil
Elektronik	Keine Daten, nur Platzhalter, sehr geringer Massenanteil
Ethylenglykol-Frostschutz	Ersetzt durch Ethylenoxid/Glykol
Graphit	Keine Daten, nur Platzhalter, sehr geringer Massenanteil
Keramikfaser	Ersetzt durch Keramik
Kies, Schotter, Granit, Sandstein	Mix: 30 % Betonkies, 60 % Kalkstein, 10 % Bausand; sehr großer Massenanteil, aber geringe Umweltbedeutung
Mauerwerk	Mix: 90 % Kalkstein, 5 % Bausand, 5 % Zement; hier wären genauere Daten wünschenswert, um das Brennen der Steine abzubilden
Phosphat	Keine Daten, nur Platzhalter, sehr geringer Massenanteil
Polyester	Ersetzt durch PET 0 % recycled
Putz	Mix: 70 % Bausand, 30 % Zement
Schamott	Ersetzt durch Keramik, da ähnliche Zusammensetzung
Schmieröle, Hydrauliköle	Ersetzt durch HEL
Silikat	Ersetzt durch Keramik, da dort Hauptbestandteil
Silikon	Keine Daten, nur Platzhalter, sehr geringer Massenanteil
Silikonöl ORC-Anlage	Ersetzt durch HEL; sehr kritisch, aber keine Daten zu Umweltwirkungen erhältlich, nach Auskunft eines Anlagenherstellers verwendetes Medium weitestgehend unbedenklich für die Umwelt
Thermoöl	Ersetzt durch HEL, nahezu keine Verlusten, kein Wechsel, daher geringer Massenanteil
Titanzink	Ersetzt durch Zink für Verzinkung, sehr geringer Massenanteil
Unspezif. Material	Keine Daten, nur Platzhalter, sehr geringer Massenanteil; wurde zur Ausweisung diverser geringer Materialmengen verwendet, die nicht gesondert spezifiziert werden konnten (i.d.R. <10 kg je Posten)

Literatur zu Kapitel 9

/A&S 2003/

Firma A&S Natur Energie GmbH: persönliche Auskünfte von Herrn Groll zur Holzbrennstofflogistik für Altholz, Industrie-Resthölzer, Waldholz und Landschaftspflegematerial

/Beilharz 2003/

Beilharz, F.: Holzbrennstoffbereitstellung in Baden-Württemberg. Technik, Verfahren, Rechengrundlagen. IER, Universität Stuttgart, Studienarbeit Band 394, Dezember 2003.

/BIOS 2003/

BIOS-Bioenergiesysteme GmbH: Persönliche Auskünfte von Herrn Thonhofer zu mittleren Verbrennungsemissionen einer Kohlbach-Biomassefeuerung mit trockenem Elektrofilter, Betriebserfahrungen aus österreichischen Biomasse-ORC-Anlagen. Telefonat am 12.05.2003

/Blattmann & Oswald 2003/

Blattmann & Oswald Architekten: Mengenangaben zu verbauten Materialien. Schr. Mitt. an IBS zur weiteren Verwendung, 04.08.2003

/FHG-UMSICHT 2002/

Fraunhofer-UMSICHT: Abbildungen des Biomasse-Vergasers von UMSICHT im Internet unter http://www.umsicht.fraunhofer.de/WWW/UMSICHT/Produkte/ET/Bio_Bsp.html, zuletzt besucht am 25.09.2003

/FHG-UMSICHT 2003/

Fraunhofer-UMSICHT: mündl. und schr. Mitt. von A. Heinz zu den Systemparametern des Umsicht-Vergasers, der als Datengrundlage im ZIP-Projekt „Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse“, gefördert vom BMU, koordiniert vom Ökoinstitut, verwendet wird. Weitere Informationen zu diesem Projekt sind im Internet erhältlich unter <http://www.oeko.de/service/bio/de/index.htm>, zuletzt besucht am 27.09.2003

/GET 2003/

GET – Gesellschaft für Energietechnik mbH: Telefonische Auskünfte zum GET-1000 kW-ORC-Modul bezüglich Massen, Betriebsstoffmengen und Leistungsdaten vom 08.05. und 24.09.2003

/Hamon 2003/

Fa. Hamon Kühltürme- und Apparatebau GmbH: Übersichtszeichnung zum Luftkondensator des HKW Pfaffenhofen. Per e-mail geschickt am 30.07.2003

/Hechinger 2003/

Planungsbüro Peter Hechinger, Pfaffenhofen: Bau-Leistungsverzeichnis für das HKW Pfaffenhofen zur weiteren Massenauswertung vom 29.01.2003

/Heinz 2001/

Heinz, A.: Vergleich von Energiesystemen auf Basis biogener und fossiler Energieträger hinsichtlich ökologischer Kriterien. Dissertation an der TU Wien, Fakultät für Maschinenbau, Institut für Verfahrens-, Brennstoff- und Umwelttechnik, 2001

/Heinz et al. 1999/

Heinz, A.; Stülpnagel, R.; Kaltschmitt, M.; Scheffer, K.; Jezierska, D.: Feucht- und Trockengutlinien zur Energiegewinnung aus biogenen Festbrennstoffen. Vergleich anhand von Energie- und Emissionsbilanzen sowie anhand der Kosten. IER Forschungsbericht Band 63, IER Universität Stuttgart, Eigenverlag, 1999

/HKW Pfaffenhofen 2001/

Biomasse Heizkraftwerk GmbH Pfaffenhofen: Kraftwerksdokumentation des HKW Pfaffenhofen zur Einsichtnahme und Auswertung vor Ort. Gesammelte Unterlagen zu Anlagenbau und -betrieb. Zeichnungen, Schaltpläne, Funktionsbilder etc. als Loseblattsammlung in über 50 Aktenordnern. Erstellt von Kraftanlagen Anlagentechnik München GmbH, 2001.

/HKW Pfaffenhofen 2002 und 2003/

Biomasse Heizkraftwerk GmbH Pfaffenhofen: mündliche Auskünfte vom Geschäftsführer Herrn Bauer über Anlagendetails zu verschiedenen Zeitpunkten telefonisch sowie anlässlich der Besuche zur Datenauswertung vor Ort am 03.12.02 und 22.07.2003

/HKW Pfaffenhofen 2002 und 2003a/

Biomasse Heizkraftwerk GmbH Pfaffenhofen: Emissions-Messprotokolle aus der kontinuierlichen Messung vom 03.12.02 und 22.07.2003

/HKW Pfaffenhofen 2002/

Biomasse Heizkraftwerk GmbH Pfaffenhofen: Anlagenschema des Biomasse-HKW's. Im Internet zu finden unter http://www.eta-energieberatung.de/leistung/biomasse/Z_tech/schema.html, zuletzt besucht am 25.09.2003

/IBS 2002 und 2003/

Ingenieurbüro Schuler: mündliche Mitteilungen zu verschiedenen Zeitpunkten von Herrn Hansen und Herrn Maier zu Details der geplanten Biomasse-ORC-Anlage in Ostfildern, Scharnhäuser Park.

/IBS 2003/

Ingenieurbüro Schuler: Vertrauliche Ausschreibungsunterlagen zur Biomasse-ORC-Anlage in Ostfildern, Scharnhäuser Park als Basis für die Massenbilanz einer ORC-Anlage, 04.08.2003

/IBS 2002/

Ingenieurbüro Schuler: Massenabschätzungen von Anlagentechnik und Dimensionierung der Bauausführung zur Biomasse-ORC-Anlage in Ostfildern, Scharnhäuser Park. Mitteilung per e-mail von Herrn Hansen und Herrn Maier vom 13.09.2002, später mehrfach aktualisiert.

/Ising 2002/

Ising, M.: Holzvergasung in der zirkulierenden Wirbelschicht – Entwicklungsstand bei Fraunhofer-UMSICHT im Frühjahr 2002. Im Internet unter http://www.umsicht.fraunhofer.de/WWW/UMSICHT/Produkte/ET/pdf/entwicklungsstand_umsicht_0402.pdf, zuletzt besucht am 25.09.2003

/Ising et al. 2000/

Ising, M.; C. Unger; J. Gil and U. Balke: Gasification of biomass in a circulating fluidized bed for the generation of power and heat. Proc. 1st World Conference and Exhibition on Biomass for Energy and Industry, 5-9 June 2000, Sevilla, Spain. 1793-1796. Im Internet unter http://www.umsicht.fraunhofer.de/WWW/UMSICHT/Produkte/ET/pdf/sevilla_v8_80-paper.pdf, last visited on 25.09.2003

/Ising et al. 2002/

Ising, M.; C. Unger; A. Heinz and W. Althaus: Cogeneration from biomass gasification by producer gas-driven block heat and power plants. Proc. 12th European Biomass Conference and Exhibition, 17-21 June 2002, Amsterdam, The Netherlands. Published by WIP-Munich and ETA-Florence. 1033-1036. Im Internet unter http://www.umsicht.fraunhofer.de/WWW/UMSICHT/Produkte/ET/pdf/amsterdam_v3_20_paper.pdf, last visited on 25.09.2003

/Kazmierczak 2004/

Kazmierczak, R.: Komponenten- und Materialanalyse eines Biomasse-Dampfturbinen-Heizkraftwerks als Grundlage für Ökobilanzen von Bioenergieanlagen. Studienarbeit am Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart (IER), Band 395, Februar 2004

/Kohlbach 2003/

Fa. Kohlbach GmbH&Co.: Skizzen und grobe Massenangaben zu Brennstofflager, Holzfeuerung, Brennstoffzuführung und Thermoölkessel sowie einigen Nebenaggregaten der ORC-Anlage in Ostfildern. E-mail von Herr Lipitz, zuständiger Projektbearbeiter bei Kohlbach vom 12.08.2003

/LWF 1996/

Remler, N.; Fischer, M., Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft: Kosten und Leistung bei der Bereitstellung von Waldhackschnitzeln, Forschungsbericht 11, Freising, November 1996

/Maier 2002/

Maier, Jens: Biomassebefeuerte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen – energiewirtschaftliche Analyse und Optimierungsansätze am Beispiel einer Projektierung im Raum Stuttgart. Diplomarbeit, angefertigt am Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart (IER), Band 371, September 2002

10 Fossil gefeuerte Kraftwerke

**Dr.-Ing. Sebastian Briem, Dr.- Ing. Markus Blesl, Dr. rer. pol. Ulrich Fahl,
Dipl.-Ing. Michael Ohl**

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart

10.1 Einleitung

In den folgenden Abschnitten werden sechs auf der Nutzung fossiler Brennstoffe beruhende Kraftwerkstechniken betrachtet, Materialgerüste der Kraftwerke bestimmt und schließlich die jeweiligen Lebenszyklusinventare berechnet. Die Auswahl der hier betrachteten Techniken orientiert sich an der Einschätzung ihrer Bedeutung für die zukünftige Stromerzeugung. In den technikspezifischen Unterkapiteln werden die Merkmale der jeweiligen Techniken sowie die Prinzipien eingehend erläutert. An dieser Stelle ist die Darstellung daher auf die Benennung der Techniken beschränkt. Die Untersuchung umfasst die folgenden Kraftwerkskonzepte:

- erdgasgefeuertes GuD-Kraftwerk
- steinkohlegefeuertes Dampfturbinenkraftwerk
- braunkohlegefeuertes Dampfturbinenkraftwerk mit integrierter Kohletrocknung
- steinkohlegefeuertes IGCC-Kraftwerk
- braunkohlegefeuertes IGCC-Kraftwerk
- steinkohlegefeuertes Kraftwerk mit Druckwirbelschichtfeuerung

Im unmittelbar folgenden Kapitel werden zunächst grundlegende methodische Ansätze erläutert, auf denen die Sachbilanzierungen der fossil gefeuerten Kraftwerke in dieser Studie beruhen.

10.2 Methodik der Bilanzierung zukünftiger fossil gefeuerter Kraftwerkstechniken

Für die Bilanzierung der Lebenszyklusinventare eines Kraftwerks ist die Bestimmung des Materialgerüsts, also die Masse der in der Anlage verbauten Materialien, grundlegende Voraussetzung. Auf der Grundlage eines solchen Massengerüsts kann der mit ihm verbundene energetische und nicht-energetische Rohstoffverbrauch sowie die mit der Bereitstellung der Materialien verbundenen Emissionen in Luft, Wasser und Boden über die vorgelagerten Ketten bestimmt werden. Für die im Rahmen des Projekts zu untersuchenden zukünftigen - also heute noch nicht verfügbaren - Techniken liegen in der Literatur keine bereits bilanzierten Materialgerüste realer Kraftwerke vor. Hier ist es notwendig, einen Ansatz zu finden, mit dem auf der Grundlage vorhandener Informationen, z. B. aus verfügbaren Studien zu Lebenszyklusinventaren, Materialgerüste der zukünftigen Kraftwerke generiert werden können.

In verschiedenen Studien, durch die Lebenszyklusinventare von Kraftwerken bilanziert wurden, wird hierfür auf leistungsspezifische Materialaufwendungen (z. B. kg/kW_{el}) zurückgegriffen, die als Ergebnis detaillierter Untersuchungen an einzelnen Anlagen ermittelt wurden, u. a. in /Spath et al. 2000/, /Spath et al. 1999/ und /Ökoinventare 1996/. Die Übertragbarkeit dieser spezifischen Größen auf andere und im Rahmen dieser Studie betrachtete zukünftige Kraftwerke ist dabei u. U. problematisch, da Steigerungen der Wirkungsgrade durch Komponentenoptimierung und höhere Leistungsdichten zu einem spezifisch deutlich geringeren Materialaufwand führen können. Gleichzeitig sinkt mit steigendem Wirkungsgrad die über einen Kühlturm abzuführende Wärme, so dass die Dimensionierung dieser für das Materialgerüst wichtigen Komponente u. U. erheblich kleiner erfolgen kann.

Im Rahmen dieser Studie werden daher nicht derartige leistungsspezifische Materialaufwendungen genutzt, sondern ein anderer Ansatz gewählt, dem eine komponentenbezogene Kraftwerksbilanzierung zugrunde liegt. Hierbei werden, ausgehend von detaillierten Massenbilanzen von kraftwerkstechnischen Komponenten aus Studien jüngerer Zeit, baugruppenspezifische Materialgerüste für die in dieser Studie zu bilanzierenden Kraftwerke abgeleitet. Bei diesem als „Skalierung“ bezeichneten Verfahren können so, ausgehend von bekannten Baugruppen, über (wärme-)technische Zusammenhänge von den bekannten auf die hier benötigten Materialgerüste geschlossen werden. Die Skalierung ist notwendig, wenn Materialgerüste von Komponenten vorliegen, deren Dimensionierung nicht identisch mit den im Rahmen dieser Studie zu untersuchenden Anlagenteilen gewählt werden kann. Typische Bezugsgrößen, die eine Anpassung des Materialgerüsts an die spezifische Anlagenkonfiguration erfordern, sind z. B. unterschiedliche Leistungen eines Dampferzeugers, der Turbinen, der Generatoren und insbesondere auch die über den Kühlturm abzuführende Wärme. In Tabelle 10-1 sind zur Verdeutlichung der Vorgehensweise bei der Komponentenzerlegung und Skalierung einige Beispiele zusammengestellt.

Mit Hilfe der Skalierung lassen sich auch Anwendungen wie Erdarbeiten oder Transportdienstleistungen und Energieverbräuche, z. B. bei der Herstellung des Kraftwerks, von einer Referenztechnik auf ein spezielles Kraftwerk übertragen. Als Skalierungsfaktoren werden im Rahmen dieser Studie bei Erdarbeiten (Bodenaushub) das Massenverhältnis der Bautechnik, und für den Energieaufwand bei der Herstellung des Kraftwerks das Massenverhältnis der gesamten Anlage zugrunde gelegt. Transportaufwendungen werden unmittelbar aus den Massen der verschiedenen Komponenten und den angenommenen Transportentfernungen berechnet. Das Verfahren der Skalierung stößt deutlich an Grenzen, wenn die Kenngrößen der Referenzkomponente und der zu bilanzierenden Komponente sehr unterschiedlich sind, d. h. sich etwa um ganzzahlige Faktoren voneinander unterscheiden. Einfache, an nur einer Größe orientierte Zusammenhänge, wie sie in Tabelle 10-1 formuliert sind, erlauben in diesen Fällen sicherlich nur noch bedingt sachgerechte Übertragungen der Materialgerüste. Im Rahmen dieser Studie wird daher soweit möglich versucht, Skalierungen über große Dimensionsverhältnisse zu vermeiden.

Tabelle 10-1: Beispiele der Komponentenerlegung und Skalierungsansätze

Kategorie	Komponente	Skalierungsansatz	Erläuterung
Bautechnik	Pförtner- und Verwaltungsgebäude, Straßen, Werkstattgebäude, Lager	Skalierungsfaktor 1, keine Änderung der Dimensionierung	Fixe Einrichtungen ohne nennenswerte Abhängigkeit von Leistungscharakteristika der Anlagen
Maschinenteknik	Dampferzeuger	Proportional zum Verhältnis der Feuerungsleistungen	Ansatz konstanter Wärmestromdichte in Verdampfer- und Überhitzerflächen
Bautechnik	Dampferzeugergebäude	Kubikwurzel aus Verhältnis der Feuerungsleistung	Die Oberfläche des Gebäudes/der Materialaufwand steigt unterproportional zum Volumen des Dampferzeugers
Maschinenteknik	Dampfturbosatz	Proportional zur Quadratwurzel aus dem Turbinenleistungsverhältnis	Ansatz konstanter Strömungsgeschwindigkeiten
Bautechnik	Kühlturm	Kubikwurzel aus dem Verhältnis der Kühlleistungen	Die Oberfläche des Kühlturms steigt unterproportional zum Volumen des Turms.
Maschinenteknik	Kühlturmeinbauten	Proportional zum Verhältnis der Kühlturmleistung	Ansatz konstanter Wärmestromdichten der Übertragerflächen (W/m^2)
Elektrotechnik	Generator, Transformator	Proportional zur Leistung	Ansatz konstanter Stromdichten in den Leitern (A/mm^2)

Auch wenn es sich bei dem Verfahren der komponentenbasierten Skalierung letztlich um Abschätzungen handelt und hiermit präzise Dimensionierungen nicht erreicht werden können, so fußen diese auf dem Verständnis von technischen Zusammenhängen und werden daher für die Arbeiten zu dieser Studie als besser geeignet bewertet als die Anwendung von pauschalen leistungsspezifischen Koeffizienten, da - wie bereits dargelegt - hier Kraftwerksanlagen Gegenstand der Bilanzierungen sind, die heute noch nicht existieren und für die entsprechend auch noch keine unmittelbar übertragbaren spezifischen Materialaufwendungen vorliegen. Gleichzeitig werden mit den Verfahren der Komponentenerlegung und Skalierung Daten bereitgestellt, die für die Kraftwerksbilanzierungen in anderen Arbeiten hilfreich sein können.

Im Rahmen dieser Studie wird wesentlich auf Arbeiten der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), München, zurückgegriffen, insbesondere auf Arbeiten von /Hoffmayer et al. 1996/, /Köhler et al. 1996a/ und /Köhler et al. 1996b/. Ziel dieser Arbeiten, die im Rahmen des Projekts „GaBiE - Ganzheitliche energetische Bilanzierung der Energiebereitstellung“ durchgeführt wurden, war die Ermittlung des kumulierten Energieaufwands (KEA) von verschiedenen Stromerzeugungstechnologien. Die methodischen Ansätze zur Ermittlung des KEA und der Lebenszyklusanalyse weisen weitgehende Übereinstimmungen auf, diese umfassen u. a.

- die prozesskettenorientierte Betrachtung der Lebensphasen Herstellung, Nutzung und Entsorgung
- den Einbezug vorgelagerter Ketten zur Bereitstellung von Baustoffen, Energieträgern sowie von Hilfs- und Betriebsstoffen einschließlich der Transportvorgänge.

Gleichzeitig bestehen zwischen der Ausrichtung einer Lebenszyklusbilanz zur Bestimmung des KEA im Vergleich zur Bereitstellung der Lebenszyklusinventare in einigen Punkten wesentliche Unterschiede, die insbesondere in folgenden Merkmalen deutlich werden:

- der KEA stellt als Ergebnis eine einzige hochaggregierte Vergleichsgröße in Form einer (spezifischen) Energie dar, Lebenszyklusinventare umfassen als Elementarflüsse hingegen Massen, Volumina, Dosen oder Energien, die mit der Umgebung ausgetauscht werden.
- der kumulierte Energieaufwand ist ausschließlich ein Indikator für den Verbrauch von Energieträgern, er spiegelt keine Wirkungen auf die Umwelt, z. B. durch die Freisetzung von Emissionen wieder.

Der KEA kann unmittelbar aus den im Rahmen einer Lebenszyklusanalyse ermittelten Aufwendungen von Primärenergieträgern bestimmt werden. Diese aus den Lebenszyklusinventare ableitbare Größe stellt durch ihre Aussage über den Verzehr von Primärenergie eine ergänzende Bewertungsgröße zu der stoffstrombezogenen Lebenszyklusanalyse dar und steht nicht etwa in Konkurrenz zu dieser.

Für die im Rahmen dieser Studie durchzuführenden Arbeiten bilden die komponentenspezifischen Materialgerüste von Baugruppen der von der FfE untersuchten Erdgas-, Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke die wesentliche Grundlage. Für die Quantifizierung von Stoffströmen wie Emissionen, die nicht Gegenstand der KEA-Untersuchungen sind, werden eigene Rechnungen angestellt und soweit möglich auf weitere Publikationen zugegriffen, die im Rahmen der Bilanzierungen der jeweiligen Kraftwerke genannt werden.

Für die Berechnung des Kühlturmsatzwassers, also der Menge an Wasser, die durch die Verdunstung im Nasskühlturm verloren geht und ersetzt werden muss, wird im Rahmen dieser Studie auf eine Wärme- und Stoffbilanz nach /Kugeler et al. 1990/ zugegriffen. Hiernach berechnet sich der Wasserbedarf pro MJ im Nasskühlturm abzuführenden Wärme unter für in Deutschland annehmbaren klimatischen Bedingungen zu $0,365 \text{ kg}_{\text{Wasser}}/\text{MJ}_{\text{Abwärme}}$.⁷

In Abschnitt 3 wurde bereits erwähnt, dass der Datenbestand der Ökoinventare von Energiesystemen /Ökoinventare 1996/ in der Bilanzierungssoftware BALANCE verfügbar ist und die wesentliche Datenbasis für die Sachbilanzierung der Energieumwandlungstechniken bildet. In diesem Datenbestand ist jedoch keine geeignete Prozesskette für „Mauerwerk“ vorhanden. Um die in der Bautechnik zum Teil signifikanten Massen von Mauerwerk, das in den GaBiE-Berechnungen der FfE, München, ausgewiesen ist, dennoch berücksichtigen zu können, wird bei der Bilanzierung anstelle des Mauerwerks Beton berücksichtigt. Zur Umschlüsselung der Materialien wird das Verhältnis der Primärenergieaufwendungen angesetzt. Nach /Eyerer et al 2000/ beträgt der Primärenergieaufwand für Kalksandstein 1.150 MJ/t, der von Beton 725 MJ/t. Letzterer Wert deckt sich recht gut mit dem entsprechenden Wert nach den Ökoinventaren für Energiesysteme von 740 MJ/t. Aus den Angaben nach /Eyerer et al. 2000/ folgt damit ein Verhältnis der Primärenergieaufwendungen von 1,59 MJ/MJ. Mit diesem Faktor wird in dieser Studie Mauerwerk (Kalksandstein) als primärenergetisch äquivalenter Beton berücksichtigt.

⁷ Berechnet für Umgebungstemperatur von 20 °C und 50 % relative Luftfeuchtigkeit

10.3 Fortgeschrittenes Erdgas-GuD-Kraftwerk

10.3.1 Stand der Technik und Definition der Referenztechnik für das Jahr 2010

Im Vergleich zu den Entwicklungen anderer thermischer Kraftwerke war die Effizienzsteigerung der Gasturbinen in den vergangenen Jahrzehnten mit Abstand am größten. Heute erreichen offene Gasturbinen Wirkungsgrade von 38 % (in den 50er Jahren ca. 20 %), in Verbindung mit einem nachgeschalteten Dampfturbinenprozess (GuD) sind gegenwärtig Anlagen mit einem Wirkungsgrad von bis zu 58 % verfügbar. 1960 betrug die Effizienz erster GuD-Kraftwerke noch etwa 40 %. Bedingt durch ihren vergleichsweise geringen apparativen Aufwand, den möglichen Verzicht auf jegliche rauchgasseitige Emissionsminderungssysteme (sogenannte sekundäre Maßnahmen) und folglich geringe spezifische Anlagenkosten bei gleichzeitig hohen Wirkungsgraden und brennstoffbedingt geringen CO₂-Emissionen stellen Kraftwerke dieser Technologie heute und vermutlich auch zukünftig eine sehr interessante Option der Stromerzeugung dar.

GuD-Kraftwerke werden zurzeit als Einwellenanlage oder Mehrwellenanlagen ausgeführt. Bei der Einwellen-Anordnung sind die Gasturbine und die Dampfturbine durch eine gemeinsame Welle miteinander und mit einem Generator verbunden. In GuD-Kraftwerken mit Mehrwellenkonfiguration sind die Abtriebswellen der meist zwei oder drei Gasturbosätze nicht mit der Welle der Dampfturbine zusammengeschaltet. Die Mehrwellenanordnung besitzt deutliche technische Vorteile im Teillastbetrieb, da hier eine Gasturbine abgeschaltet werden kann, die verbleibende (bei mehreren Gasturbinen) jedoch weiterhin unter Volllast und damit ohne Wirkungsgradeinbuße betrieben werden kann. Mehrwellenanlagen (bei Schaltvarianten von mehreren Gasturbinen mit einer Dampfturbine) zeichnen sich weiterhin durch geringere spezifische Investitionen aus, da der Aufwand für die Anlage stark unterproportional mit der installierten Leistung steigt. Bezüglich der Wirkungsgrade der Konfigurationsvarianten bestehen hingegen keine Unterschiede.

Diese Anlagenkonzepte werden voraussichtlich auch in Zukunft weiter verfolgt. Weiterentwicklungen der Gasturbinentechnologie, d. h. insbesondere die weitere Anhebung der Turbineneintrittstemperatur, werden zu Steigerungen der Wirkungsgrade der Gasturbine, höheren Abgastemperaturen und in Folge dieser Entwicklungen zu weiter steigenden GuD-Wirkungsgraden führen. Vor wenigen Jahren wurde prognostiziert, dass bereits bis zur Jahrtausendwende Wirkungsgrade von GuD-Anlagen von 60 % erreicht werden würden. Tatsächlich stellte sich diese Erwartung als zu optimistisch heraus. Verschiedene technische Probleme mit den Gasturbinen traten bei den Ende der 90er Jahren in Betrieb genommenen Anlagen auf. Die weitere Gasturbinenentwicklung, die auf höhere Wirkungsgrade und Leistungssteigerung abzielt, wird voraussichtlich deutlich langsamer als in der Vergangenheit erfolgen.

Begleitend zu dem IKARUS-Projekt /IKARUS 2003/ wurden am IER Stuttgart, durch Kontakte zu der Kraftwerksindustrie Abschätzungen zu der aus heutiger Sicht erwarteten weiteren Entwicklung der Erdgas-GuD-Technik und der Wirkungsgrade eingeholt. Vor diesem Hintergrund wird im Rahmen dieser Studie davon ausgegangen, dass im Jahr 2010 Erdgas-GuD-Kraftwerke mit einem Wirkungsgrad von 60 % verfügbar sein werden, die prak-

tisch vollständig auf bereits heute bekannten, aber weiterentwickelten und erprobten Komponenten basieren werden.

In Abbildung 10-1 ist ein vereinfachtes Wärmeschaltbild einer derartigen modernen Erdgas-GuD-Anlage dargestellt.

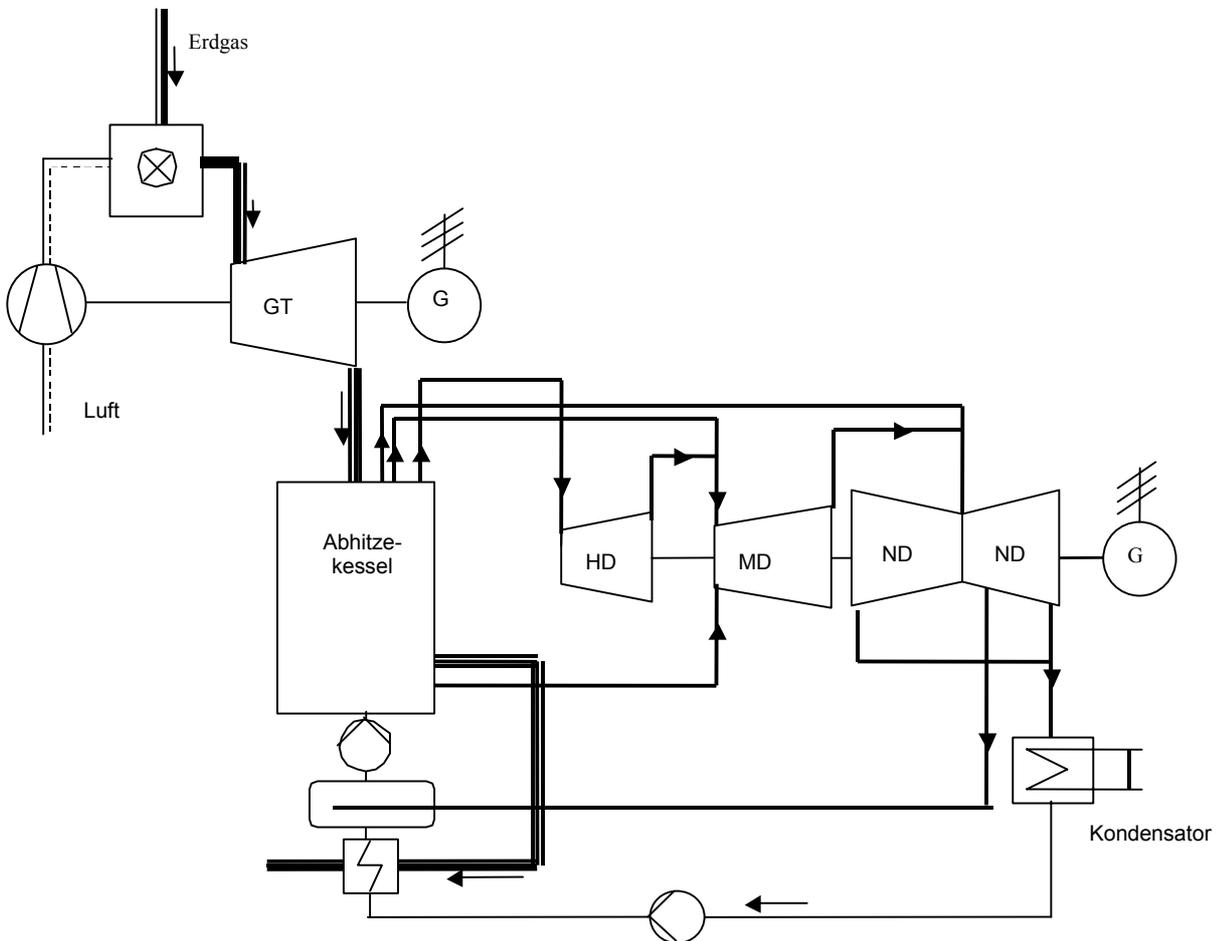


Abbildung 10-1: Wärmeschaltbild eines Erdgas-GuD-Kraftwerks mit Drei-Druck-Prozess

Das heiße Abgas der Gasturbine wird in einem Abhitze-kessel zur Erzeugung von Dampf auf drei Druckniveaus genutzt, der über den Dampfturbosatz zur Stromerzeugung beiträgt. Das Verhältnis der Leistungen der Gas- und Dampfturbine beträgt recht genau 2:1. Eine Besonderheit der heute bei GuD-Anlagen realisierten Dampfturbinenprozesse liegt in der Schaltungsvariante, dem sogenannten Drei-Druck-Prozess, der in Abbildung 10-1 dargestellt ist. Drei-Druck-Prozesse sind exergetisch vorteilhaft, wenn die Temperaturdifferenz zwischen dem beheizenden Medium (Rauchgas der Gasturbine) und den Dampftemperaturen möglichst gering gewählt werden soll. Dies ist bei Abhitze-kesseln in GuD-Kraftwerken der Fall, da hier Rauchgas (das Abgas der Gasturbine) bei Temperaturen von lediglich etwa 600 °C zur Verfügung steht. Im Rahmen dieser Studie wird eine solche Anlagenkonfiguration mit zwei parallel geschalteten Gasturbinen und einem gemeinsamen Dampfturbinenprozess

(Multi-Schaft-Konzept) betrachtet. Im Wärmeschaltbild in Abbildung 10-1 ist jedoch nur eine einzelne Gasturbine dargestellt.

Die technischen Daten der für das Jahr 2010 gewählten Anlagenkonfiguration, die im Folgenden als GuD-2010 bezeichnet wird, sind in Tabelle 10-2 zusammengefasst. Als Kühlverfahren wird ein Nasskühlturm gewählt. Über die technische Lebensdauer der Anlage von 35 Jahren wird der elektrische Wirkungsgrad konstant angesetzt und angenommen, dass dieser Wert dem Nutzungsgrad der Anlage (Betriebswirkungsgrad) entspricht.

Tabelle 10-2: Technische Daten des Erdgas-GuD-Kraftwerks GuD-2010

Größe	Einheit	Wert
$P_{el\ netto}$	MW_{el}	816,8
$P_{el\ brutto}$	MW_{el}	832,5
Wirkungsgrad netto	%	60
Volllaststunden	h/a	7500
Arbeitsverfügbarkeit	%	95
Lebensdauer	a	35
Eigenbedarf	%	1,9
Eigenbedarf	MW_{el}	15,7
Zahl GT		2
Zahl DT		1
Eta GT		0,395
$P_{el_brutto\ einer\ GT}$	MW_{el}	274
$P_{el_brutto\ GT\ gesamt}$	MW_{el}	548
$P_{el_brutto_DT}$	MW_{el}	284
Feuerungsleistung	MW_{th}	1361
Rauchgasverluste (5%)	MW_{th}	68
Kühlturmleistung	MW_{th}	461
W_{el_netto}	TWh	214
W_{el_brutto}	TWh	219

Mit einer Auslastung von 7500 h/a beschreiben die angeführten Auslegungsdaten die Nutzung des Kraftwerks als typisches Grundlastkraftwerk. Gegenwärtig finden Erdgas-GuD-Kraftwerke aufgrund ihrer Kostenstruktur jedoch überwiegend in der Mittellast mit erheblich geringeren Volllaststunden Anwendung. Der Einfluss unterschiedlicher Auslastungen auf die Lebenszyklusinventare wird daher später in Kapitel 10.3.7 im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse ebenso wie der Einfluss einer reduzierten technischen Lebenszeit der Anlage betrachtet.

In Tabelle 10-3 sind Eckdaten der in dieser Studie betrachteten Anlage („GuD-2010“) dem von der FfE untersuchten GuD-Kraftwerk („GuD-FfE“) sowie zusätzlich einer heute von der Siemens AG („GuD-Siemens“ /Siemens 2004/) angebotenen Vergleichsanlage gegenübergestellt.

Das Kraftwerk GuD-2010 verfügt mit einer Leistung von knapp 820 MW im Vergleich zu den Vergleichsanlagen über eine erheblich größere Leistung, die aus der Parallelschaltung von 2 Gasturbinen und dem erhöhten Wirkungsgrad folgt.

Tabelle 10-3: Gegenüberstellung wesentlicher technischer Parameter verschiedener Anlagenkonzepte

	GuD-2010	GuD-FfE	GuD-Siemens
Nettoleistung [MW]	816,8	348	390
Nettowirkungsgrad [%]	60	58	57,3
Konfiguration	Multi-Shaft	Single-Shaft	Single-Shaft
Gasturbine(n)	2 fortgeschritt. V94.3A	1 V94.3A	1 V94.3A
Kühlung	Nasskühlturm	Nasskühlturm	k. A., Standardbed.
Auslastung	7500 h/a	7000	k. A.

10.3.2 Bilanzierung der Herstellungsphase des Kraftwerks GuD-2010

Mit Hilfe des in Kapitel 10.1 erläuterten Verfahrens der Komponentenzerlegung und der komponentenspezifischen Skalierung wird das Materialgerüst für das zukünftige Kraftwerk GuD-2010 aufgestellt. Das vollständige Materialgerüst für sämtliche betrachteten Komponenten ist als Matrix in Anhang A zusammengestellt. Die Darstellung des Materialgerüsts ist an dieser Stelle daher auf ausgewählte Baugruppen und Komponenten sowie auf einzelne Merkmale beschränkt.

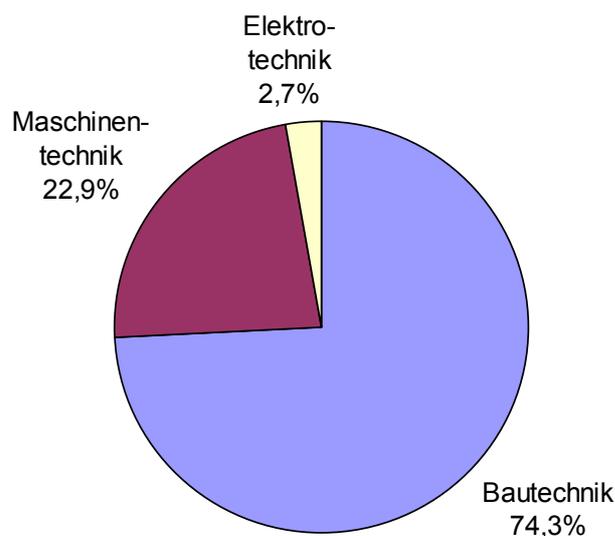


Abbildung 10-2: Makroaufteilung der Gesamtmasse (49.576 t) des Kraftwerks GuD-2010

In Abbildung 10-2 sind zunächst die Anteile der Bau-, Maschinen- und Elektrotechnik an der Gesamtmasse des Kraftwerks von knapp 50.000 t dargestellt. Das Massengerüst wird hiernach zu fast 75 % durch die Bautechnik dominiert, die Maschinentechnik folgt mit etwa 23 %. Die Elektrotechnik nimmt mit weniger als 3 % eine untergeordnete Rolle bezüglich der Gesamtmasse ein. In Tabelle 10-4 sind die Anteile verschiedener Werkstoffgruppen an der Gesamtmasse des Kraftwerks sowie die auf die Leistungseinheit bezogenen Materialaufwendungen für das gesamte Kraftwerk GuD-2010 zusammengestellt. Beton dominiert mit fast

65 % das Materialgerüst deutlich. Eisenwerkstoffe (Stähle und Guss) folgen mit einem Anteil von einem Drittel, auf die Gruppe der NE-Metalle entfällt ein Anteil von 1,3 %, alle anderen Stoffe nehmen in der Summe rund 1 % ein.⁸

Tabelle 10-4: Anteile verschiedener Werkstoffgruppen an der Gesamtmasse und leistungsspezifische Materialaufwendungen des Kraftwerks GuD-2010

	Masse [t]	Anteil [%]	spez. Materialaufwand [kg/kW]
Beton	32075	64,7%	82,2
Eisenwerkstoffe	16386	33,1%	42,0
NE-Metalle	638	1,3%	1,6
Kunststoffe	194	0,4%	0,5
Andere Stoffe	283	0,6%	0,7
Summe	49576	100,0%	127,1

In Abbildung 10-3 sind die Anteile der Materialien Beton, unlegierter Stahl, niedriglegierter Stahl sowie des Dämmbaustoffs Mineralwolle an der Bautechnik des Kraftwerks dargestellt. Die wesentlichen Materialien sind Beton mit rund 87 %, etwa 13 % entfallen auf Stahlprodukte. Gut die Hälfte der gesamten Bautechnik gehen dabei auf den Materialbedarf des Kühlturms zurück, ein weiteres Viertel entfällt auf Nebengebäude und das Maschinenhaus. Rund 25 % entfallen summarisch auf sämtliche weiteren Bauwerke.

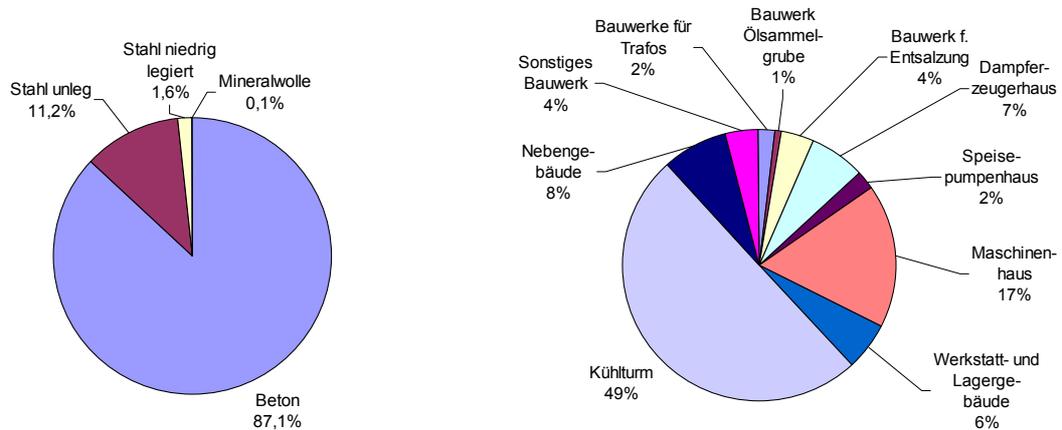


Abbildung 10-3: Anteile verschiedener Materialien und Komponenten an der Bautechnik des Kraftwerks GuD-2010 (Gesamtmasse der Bautechnik: 36.837 t)

Abbildung 10-4 gibt die Anteile verschiedener Materialien an der Maschinenteknik des Kraftwerks GuD-2010 wieder. Hiernach entfallen auf Eisenwerkstoffe (unlegierte und legierte Stähle sowie Guss) 96,1 % der Gesamtmasse der Maschinenteknik mit 11.363 t. Der Anteil der NE-Metalle Aluminium und Kupfer beträgt in der Summe weniger als 2 %, Kunst-

⁸ Zum Vergleich: Würde der Materialbedarf des Kraftwerks mit spezifischen Materialaufwendungen nach /Spath et al. 2000/ berechnet, die eine Anlage mit einer Kapazität von 505 MW bilanzierten, würde die Gesamtmasse des Kraftwerks GuD-2010 zu 105000 t bestimmt und damit doppelt so hoch liegen. Auf Beton entfielen 75,5 %, auf Eisenwerkstoffe 24,3 %. NE-Metalle hätten danach einen Anteil von 0,2 %

stoffe machen weniger als 1 % aus. Auf den Abhitzedampferzeuger entfallen insgesamt 54 % der Gesamtmasse der Maschinentechnik. Die Anteile aller weiteren Komponenten liegen jeweils bei deutlich unter 10 %. Für die Turbosätze (2 Gasturbinen mit je einem Generator sowie dem Dampfturbosatz) ergibt sich ein Anteil von rund 1/4 an der gesamten Maschinentechnik.

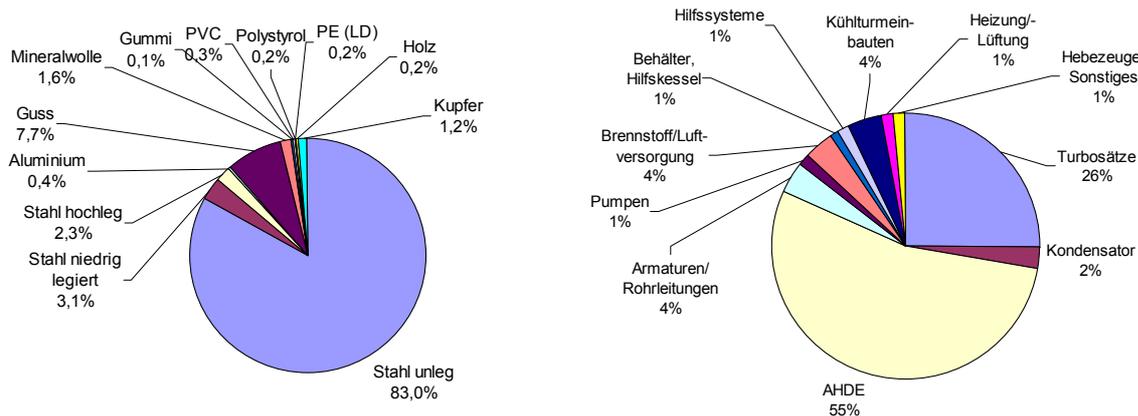


Abbildung 10-4: Anteile verschiedener Materialien und Komponenten an der Maschinentechnik des Kraftwerks GuD-2010 (Gesamtmasse der Maschinentechnik: 11.363 t)

Stahl und Stahlprodukte dominieren mit gut 56 % auch das Materialgerüst der Elektrotechnik (vgl. Abbildung 10-5). Innerhalb dieser Kategorie spielen auch die NE-Metalle Kupfer (rund 28 %) und Aluminium (knapp 6 %) sowie der Kunststoff PVC als Isolationsmaterial für Kabel bedeutende Rollen. Rund 3/4 der Aufwendungen der Elektrotechnik entfallen hierbei auf Transformatoren und die Kabeltechnik. Die materialintensiven Generatoren werden hier nicht berücksichtigt, da sie bereits in der Kategorie Maschinentechnik erfasst sind.

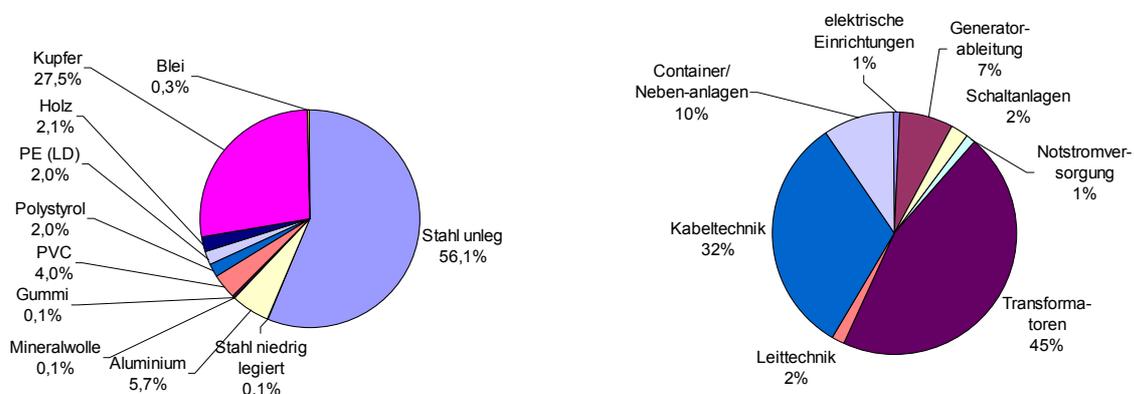


Abbildung 10-5: Anteile verschiedener Materialien und Komponenten an der Elektrotechnik des Kraftwerks GuD-2010 (Gesamtmasse Elektrotechnik: 1.376 t)

In der Herstellungsphase werden neben den verbauten Materialien weitere Aufwendungen berücksichtigt, die aus dem Energiebedarf für die Transport- und Bautätigkeiten folgen. In Tabelle 10-5 sind die im Rahmen dieser Studie zugrunde gelegten Aufwendungen zusammengestellt.

Tabelle 10-5: Weitere Aufwendungen bei der Herstellung des Kraftwerks GuD-2010

Aufwendung	Größe	Anmerkung
Strombedarf beim Bau der Anlage	2,65 GWh	Strom Niederspannung
Bodenaushub (Hydraulikbagger)	56.845 m ³	
Transportdienstleistung Bodenaushub	10.309 tkm	SLKW 40 t*)
Transportdienstleistungen (weitere)	5.292.855 tkm	SLKW 40 t
Schmierstoffbedarf	278 kg	

*) SLKW 40 t steht für Schwerlastkraftwagen mit einem zulässigen Gesamtgewicht von 40 t

10.3.3 Bilanzierung der Nutzungsphase des Kraftwerks GuD-2010

In der Nutzungsphase des Kraftwerks fallen als wesentliche Stoffströme der Energieträger Erdgas (vgl. Abschnitt 3.1), die aus der Verbrennung hervorgehenden Emissionen, Ersatzteile, Schmierstoffe sowie Frischwasser für den Ersatz von Abschlammwasser und verdampftem Kühlwasser an. In Tabelle 10-6 sind die betrachteten Stoffströme in der Nutzungsphase zusammengestellt. Als Ersatzteile werden hier ein vollständiger Gasturbinensatz sowie zweimal die Gasturbinenkomponenten aus Edelstählen und Aluminium berücksichtigt. Die Materialien sind in der Tabelle im Anhang A wiedergegeben.

Tabelle 10-6: Bilanzierte Flüsse in der Nutzungsphase des Kraftwerks GuD-2010

		Anmerkung
Wasserbedarf (Abschlammverluste)	0,0107 kg/kWh _{el}	
Wasserbedarf (Kühlturmzusatzwasser)	0,740 kg/kWh _{el}	
Transportdienstleistung	4,26 E-8 tkm/kWh _{el}	SLKW 40 t
Schmierstoffbedarf	1,507 E-8 t/kWh _{el}	
Altöl/verbrauchter Schmierstoff	1,507 E-8 t/kWh _{el}	„Altöl in SA-VA“*)
Ersatzteile in der gesamten Nutzungszeit	2 vollständige Gasturbinen; 2 GT-Komponenten aus Al und hochleg. Stählen	siehe Anhang A
Erdgas Bezug HD	1,6666 kWh _{th} /kWh _{el}	
Direkte Emissionen CO ₂	2,075 E-1 kg/kWh _{th}	
Direkte Emissionen SO ₂	1,98 E-6 kg/kWh _{th}	
Direkte Emissionen CO	1,188 E-5 kg/kWh _{th}	
Direkte Emissionen N ₂ O	5,4 E-6 kg/kWh _{th}	
Direkte Emissionen NO ₂	1,566 E-4 kg/kWh _{th}	
Direkte Emissionen CH ₄	2,88 E-6 kg/kWh _{th}	
Direkte Emissionen PM	0 kg/kWh _{th}	
Direkte Emissionen NMVOC	2,88 E-6 kg/kWh _{th}	

*) Benennt den im Datenbestand der /Ökoinventare 1996/ vorhandenen und in dieser Studie zugrundegelegten Entsorgungsprozess „Altöl in Sonderabfallverbrennungsanlage“

10.3.4 Bilanzierung der Entsorgungsphase des Kraftwerks GuD-2010

In der Entsorgungsphase des Kraftwerks werden im Wesentlichen Transporte von Materialien betrachtet. Hierbei wird auf der Grundlage des im Anhang A dargestellten Materialgerüsts der Transportaufwand ermittelt. Die zugrunde liegenden Annahmen und die daraus resultierende Transportentfernung sind in Tabelle 10-7 dargestellt.

Tabelle 10-7: Transportdienstleistungen und Massen in der Entsorgungsphase des Kraftwerks GuD-2010

Stoff	Masse (t)	Entfernung (km)	Pfad/Ziel *)	Transportdienstl. (t km)
Beton/Baumaterial	32.076	50	„Beton in Inertstoffdeponie“	1.603.773
Metalle	17.448	100	zur Rezyklierung	1.744.801
Stoffe zur Verbrennung	260,2	50	Müllverbrennungsanlage „Siedlungsabfall in KVA“	13.011
Kunststoffe	185	100	zur Rezyklierung	18.500
Summe				3.380.085

*) Die in Häkchen („“) gesetzten Entsorgungspfade entsprechen der Benennung eines in der ETH-Datenbank /Ökoinventare 1996/ vorhandenen Prozesses, der im Rahmen dieser Studie genutzt wird. „KVA“ steht für Kehrichtverbrennungsanlage.

Hier wird davon ausgegangen, dass Beton- und Baumaterial nach dem Abriss des Kraftwerks in eine 50 km entfernte Inertstoffdeponie transportiert werden. Für die in der Anlage verbauten Metalle und Kunststoffe wird nach dem Abriss eine Rezyklierung in einer 100 km entfernten Anlage vorgesehen. Die Transporte werden hier berücksichtigt, die Rezyklierung der Stoffe liegt aber außerhalb der Betrachtung in dieser Studie.

10.3.5 Darstellung der Ergebnisse für den Lebenszyklus

Die in den vorhergehenden Kapiteln erläuterten Materialgerüste sowie die weiteren Aufwendungen in den Lebensphasen des Kraftwerks GuD-2010 sind komponentenspezifisch in der Bilanzierungssoftware BALANCE (vgl. Abschnitt 2.1) abgebildet und mit den jeweiligen vor- und nachgelagerten Prozessketten verbunden worden.

Ein Ausschnitt aus der Bilanzierungsstruktur ist in Abbildung 10-6 dargestellt. An den jeweiligen Prozessen sind durch Zahlenwerte die Mengen CO₂ angegeben, die durch sie sowie durch die ihnen vorgelagerten (ggf. auch ausgeblendeten) Prozesse zur spezifischen Gesamtemission pro kWh_{el} beigetragen werden. Bei der Bilanzierung ist der Referenzfall entsprechend Tabelle 10-2 mit einer Auslastung von 7500 h/a zugrunde gelegt.

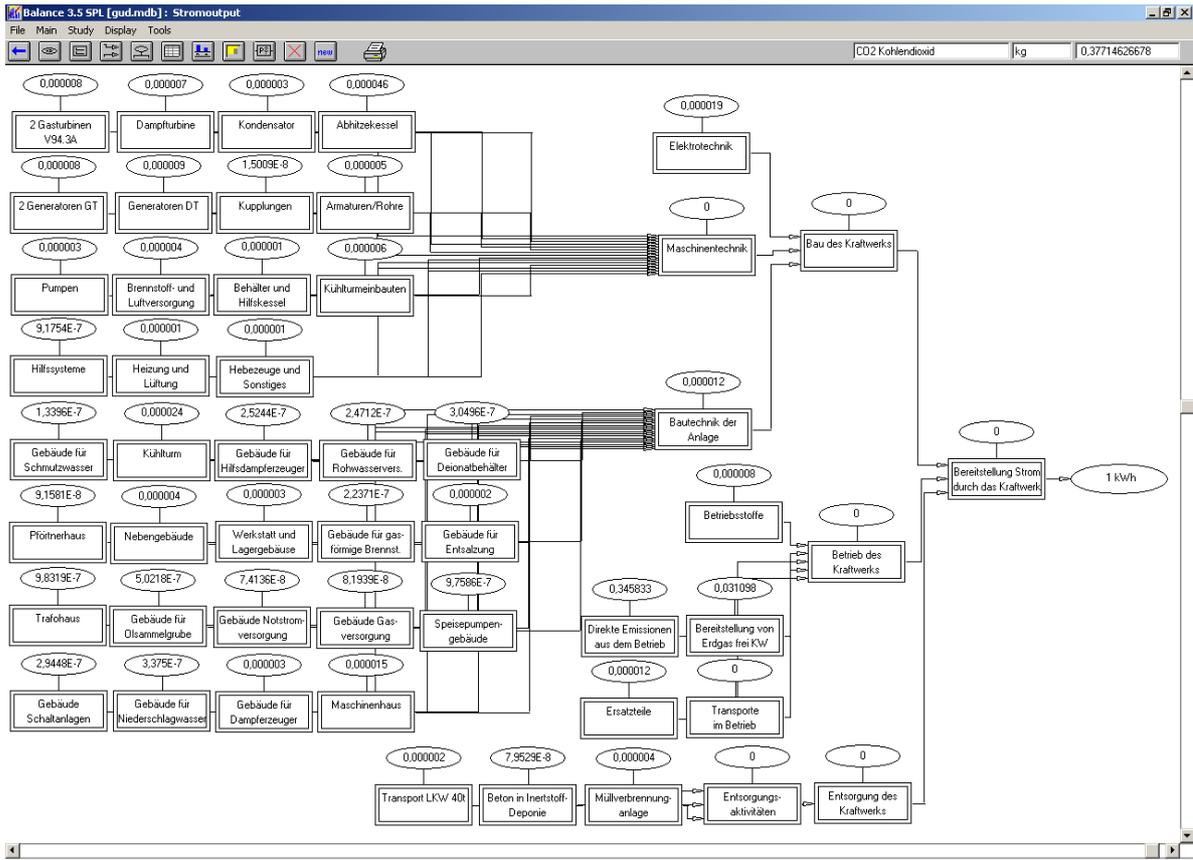


Abbildung 10-6: Ausschnitt aus der Bilanzierungsstruktur des Kraftwerks GuD-2010 (Prozesse der Elektrotechnik sowie vorgelagerte Prozessketten sind nicht dargestellt)

In Abbildung 10-7 sind ausgewählte spezifische Emissionen in Luft des Kraftwerks GuD-2010 als Ergebnis der Lebenszyklusbilanzierung dargestellt.

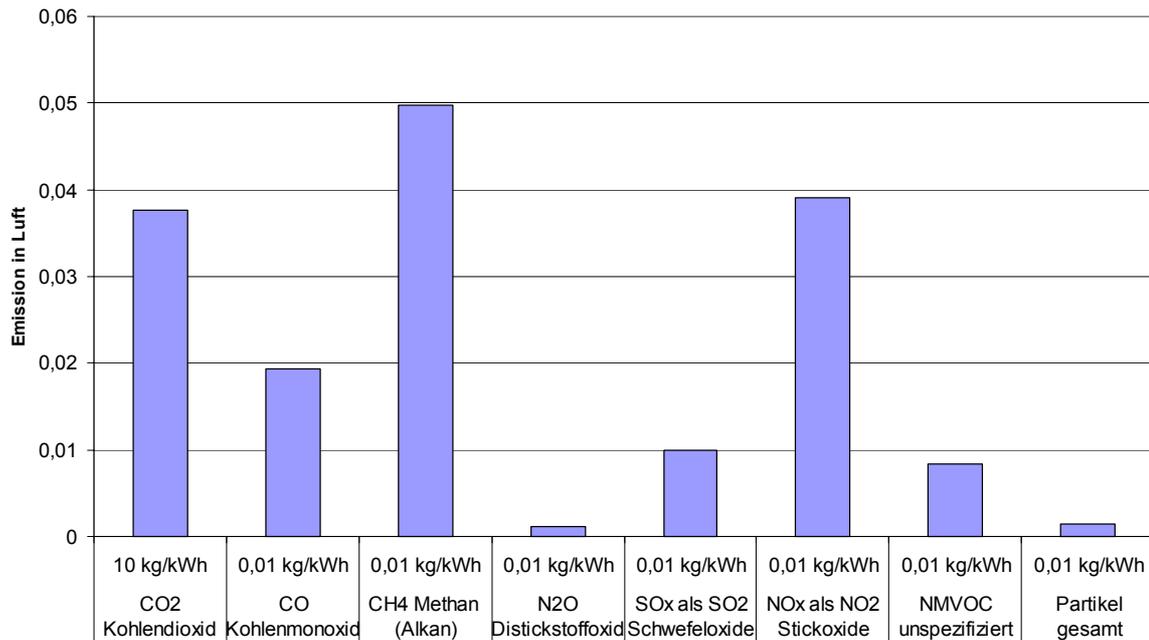


Abbildung 10-7: Resultierende spezifische Emissionen als Ergebnis der Lebenszyklusbilanz des Kraftwerks GuD-2010

Die spezifischen kumulierten CO₂-Emissionen liegen bei knapp 380 g/kWh_{el}. Unter den anderen Emissionen nehmen CH₄ und NO₂ vergleichsweise hohe Werte von 0,4 - 0,5 g/kWh_{el} an, auf deren Ursache später noch genauer eingegangen wird.

In Abbildung 10-8 ist die Höhe der Nutzung verschiedener Primärenergieträger zur Bereitstellung einer kWh_{el} durch das Kraftwerk GuD-2010 dargestellt. Der gesamte Primärenergieaufwand wird erwartungsgemäß durch den Erdgasverbrauch dominiert. Der nukleare Primärenergieaufwand ist mit etwa 8,2 kJ/kWh_{el} so gering, dass er in der Darstellung nicht erkennbar ist. Insgesamt ergibt sich der spezifische kumulierte Energieaufwand zu 6,483 MJ/kWh_{el}.⁹

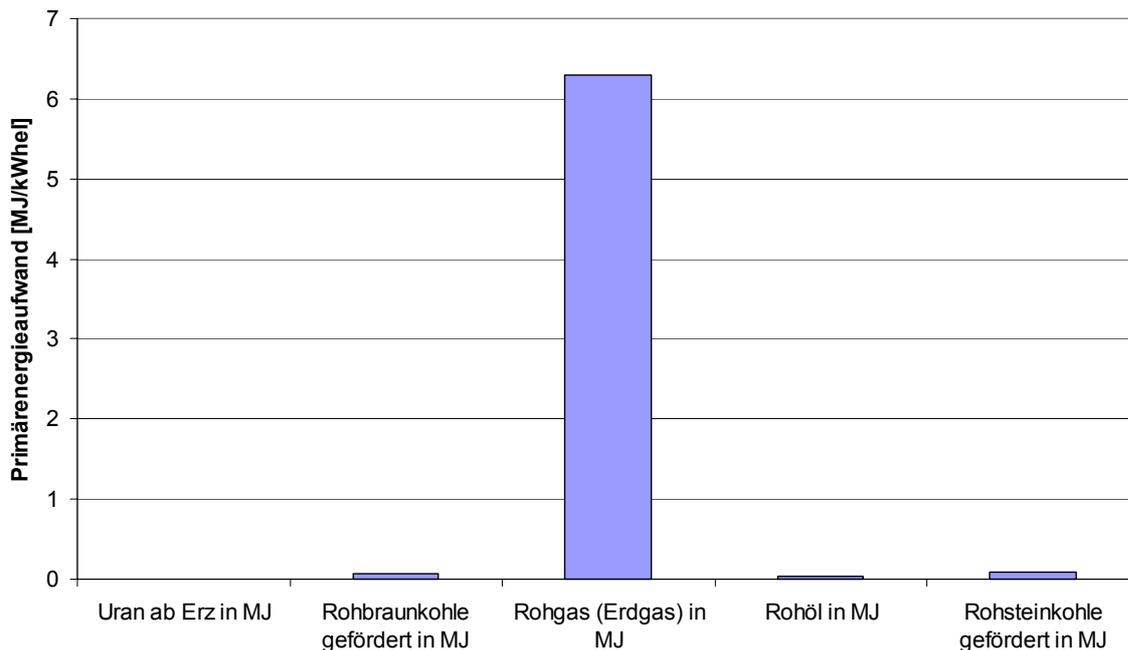


Abbildung 10-8: Spezifischer Primärenergieaufwand nach Primärenergieträgern des Kraftwerks GuD-2010

In Tabelle 10-8 sind ausgewählte Lebenszyklusinventare des Kraftwerks GuD-2010 als Ergebnis der Bilanzierung des gesamten Lebenswegs für eine Auslastung von 7500 h/a zusammengestellt. Diese umfassen verschiedene Emissionen in Luft, sowie energetische und nicht-energetische Rohstoffe. Die energetischen Rohstoffe sind hier über ihren Energieinhalt quantifiziert.

⁹ Zum Vergleich: Für das von der FfE bilanzierte GuD-Kraftwerk wird bei einer Auslastung von 7000 h/a ein spezifischer kumulierter Energieaufwand von 7,267 MJ/kWh_{el}

Tabelle 10-8: Zusammenstellung ausgewählter Lebenszyklusinventare des Kraftwerks GuD-2010

Emissionen in Luft		
CO ₂ Kohlendioxid	g/kWh _{el}	377
CO Kohlenmonoxid	mg/kWh _{el}	194
CH ₄ Methan (Alkan)	mg/kWh _{el}	498
N ₂ O Distickstoffoxid	mg/kWh _{el}	12
SO _x als SO ₂ Schwefeloxide	mg/kWh _{el}	100
NO _x als NO ₂ Stickoxide	mg/kWh _{el}	391
NMVOC unspezifiziert	mg/kWh _{el}	84
Partikel gesamt	mg/kWh _{el}	14
Rohstoffe		
Bauxit	mg/kWh _{el}	4
Eisen ab Erz	mg/kWh _{el}	1165
Kupfer ab Erz	mg/kWh _{el}	3
Primärenergie		
Uran	MJ/kWh _{el}	0,00822
Braunkohle	MJ/kWh _{el}	0,07139
Erdgas	MJ/kWh _{el}	6,29170
Rohöl	MJ/kWh _{el}	0,02864
Steinkohle	MJ/kWh _{el}	0,08351
nicht-regenerativer KEA	MJ/kWh _{el}	6,483

10.3.6 Darstellung der Ergebnisse für die Lebensphasen

Die in dem vorherigen Abschnitt dargestellten und auf die kWh_{el} bezogenen Lebenszyklusinventare des Kraftwerks folgen zum einen aus Aufwendungen zum Bau (vgl. Abschnitt 10.3.2) und aus der Entsorgung (vgl. Abschnitt 10.3.4) der Anlage - den sogenannten fixen Aufwendungen - und zum anderen aus Stoffflüssen in der Nutzungsphase des Kraftwerks (vgl. Abschnitt 10.3.3), den variablen Flüssen. Im Folgenden werden die Ergebnisse der Lebenszyklusanalyse mit Blick auf die Bedeutung der einzelnen Lebensphasen diskutiert.

In Tabelle 10-9 sind für das Kraftwerks GuD-2010 ausgewählte Emissionen in Luft sowie Aufwendungen von energetischen und nicht-energetischen Rohstoffen differenziert nach den Lebensphasen Herstellung&Entsorgung (H&E) sowie den Betrieb, bezogen auf die Leistungseinheit kW_{el} bzw. die Energieeinheit kWh_{el} dargestellt.

Die Aufschlüsselung der Daten bildet die Basis z. B. für Sensitivitätsbetrachtungen, die später in Abschnitt 10.3.7 vorgestellt werden.

Für die im Referenzfall angenommene Auslastung der Anlage von 7500 h/a sowie die Lebensdauer der Anlage von 35 a ergeben sich hiermit die in Abbildung 10-9 dargestellten Anteile der Nutzungsphase sowie der Herstellungs- und Entsorgungsphase (zusammengefasst, „H&E“) an ausgewählten Lebenszyklusinventaren des GuD-2010. Die Abbildung zeigt deutlich, dass die Größe der Emissionen in Luft und der Verbrauch der Primärenergieträger zu weit über 90 % durch die Nutzung des Kraftwerks dominiert werden. Bei den in der Abbildung dargestellten nichtenergetischen Rohstoffen, die Ausgangsstoffe von Baumaterialien sind, ist der Anteil der Herstellungs- und Nutzungsphase deutlich größer und dominiert bei

Bauxit und Kupfererz mit Anteilen von gut 60 % bzw. etwa 90 % die Höhe der Inventare deutlich.

Tabelle 10-9: Spezifische Stoffflüsse und Energieaufwendungen des Kraftwerks GuD-2010 in den Lebensphasen Herstellung&Entsorgung und Betrieb

	H&E	Betrieb
Emissionen in Luft	g/kW _{el}	g/kWh _{el}
CO ₂ Kohlendioxid	51495	377
CO Kohlenmonoxid	635,9	0,1911
CH ₄ Methan (Alkan)	210,3	0,4975
N ₂ O Distickstoffoxid	0,9	0,0120
SO _x als SO ₂ Schwefeloxide	345,7	0,0985
NO _x als NO ₂ Stickoxide	97,8	0,3906
NM VOC unspezifiziert	45,3	0,0836
Partikel gesamt	119,8	0,0134
Rohstoffe	g/kW _{el}	g/kWh _{el}
Bauxit	605,4	0,0014
Eisen ab Erz	24078,2	1,0736
Kupfer ab Erz	629,3	0,0003
Primärenergie	MJ/kW	MJ/kWh _{el}
Uran	208464	0,0074
Braunkohle	33801	0,0713
Erdgas	46077	6,2915
Rohöl	170663	0,0280
Steinkohle	479671	0,0817
nicht-regenerativer KEA	938676	6,480

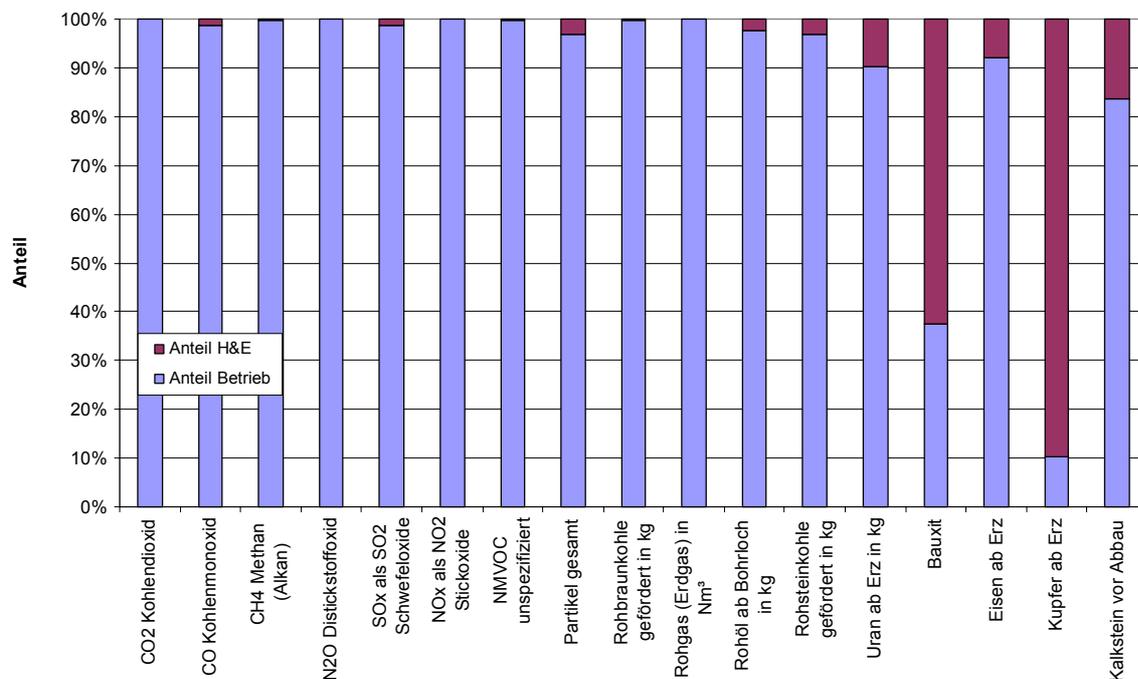


Abbildung 10-9: Anteile der Nutzungsphase und der Herstellungs- und Entsorgungsphase (H&E) an den Lebenszyklusinventaren des Kraftwerks GuD-2010 (Auswahl)

In Abbildung 10-10 sind die Anteile der betrachteten Prozesse innerhalb der Nutzungsphase des Kraftwerks an der Höhe ausgewählter Emissionen in Luft dargestellt. Die Höhe der Emissionen wird im Wesentlichen durch die direkten Emissionen des Kraftwerks sowie durch die Bereitstellung des Erdgases bestimmt. Prozesse der Transporte, der Ersatzteile und der Betriebsstoffe spielen praktisch keine Rolle bezüglich der Emissionen in Luft.

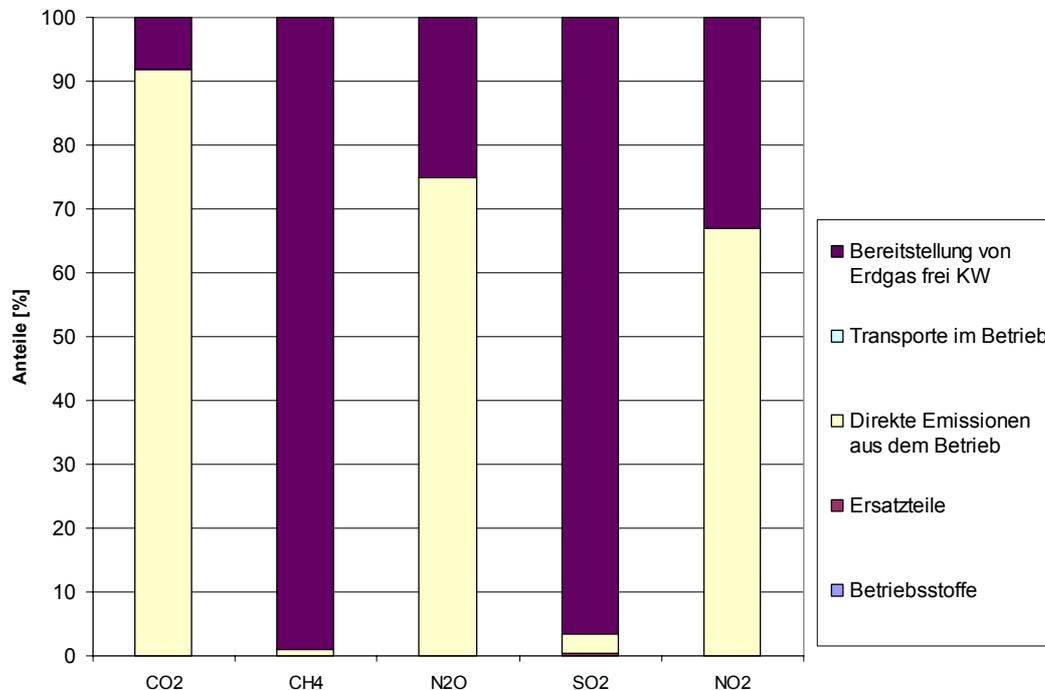


Abbildung 10-10: Anteile von Prozessen in der Nutzungsphase an ausgewählten luftgetragenen Emissionen des Betriebs

Innerhalb der Nutzungsphase des Kraftwerks werden Stoffströme außer durch die direkten Emissionen in Luft auch durch die Bereitstellung des Brennstoffs Erdgas, durch Transporte, die Bereitstellung von Betriebsstoffen und den Bedarf an Ersatzteilen bestimmt.

Betriebsbedingte Kohlendioxidemissionen stammen zu gut 90 % aus der Verbrennung des Erdgases in der Brennkammer der Gasturbine, ebenfalls auf diesen Prozess entfallen auch etwa 68 % bis 74 % der NO₂- bzw. N₂O -Emissionen. Methan- und Schwefeldioxidemissionen hingegen entfallen zu weit über 90 % auf die vorgelagerte Prozesskette der Erdgasbereitstellung. Dies zeigt deutlich die Relevanz des Prozesses der Brennstoffbereitstellung bezüglich der Höhe einzelner Lebenszyklusinventare

10.3.7 Sensitivitätsanalysen

Basierend auf den fixen und variablen Flüssen sind in Abbildung 10-11 und Abbildung 10-12 im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse die Volllaststundenzahl des Kraftwerks zwischen 1000 und 8000 h/a variiert worden und die daraus resultierende relative Änderung der spezifischen Massen ausgewählter luftgetragener Emissionen und des Verbrauchs von Primärenergieträgern bzw. des Verbrauch ausgewählter Rohstoffe dargestellt.

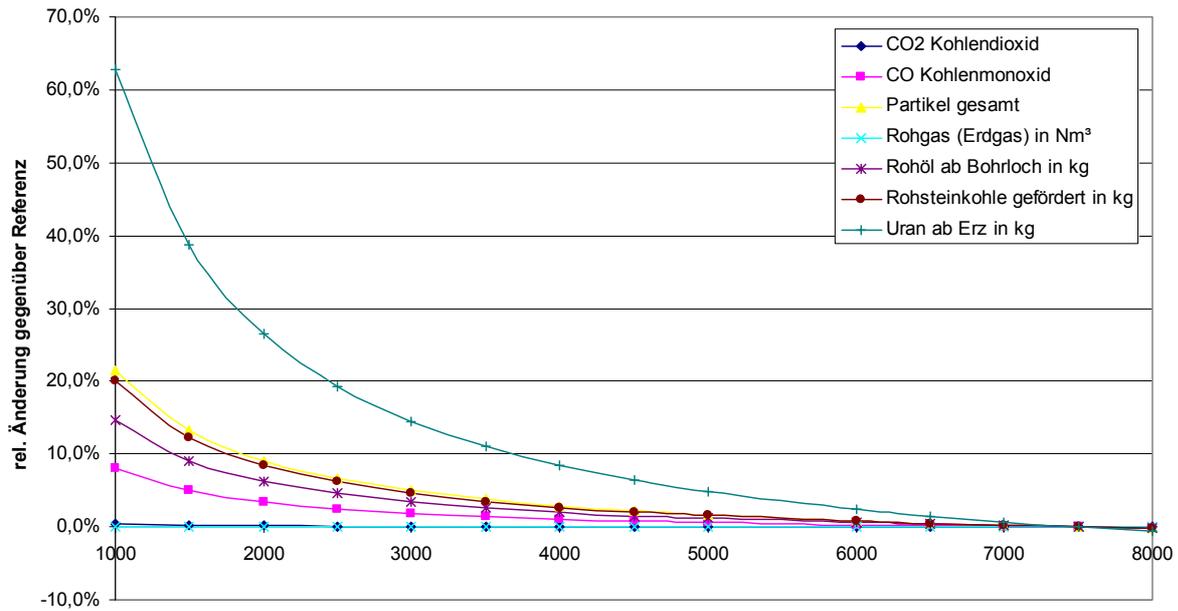


Abbildung 10-11: Relative Änderung der spezifischen Mengen ausgewählter Emissionen in Luft und der Primärenergieträger des Kraftwerks GuD-2010 in Abhängigkeit von der Volllaststundenzahl (Referenz: 7500 h/a)

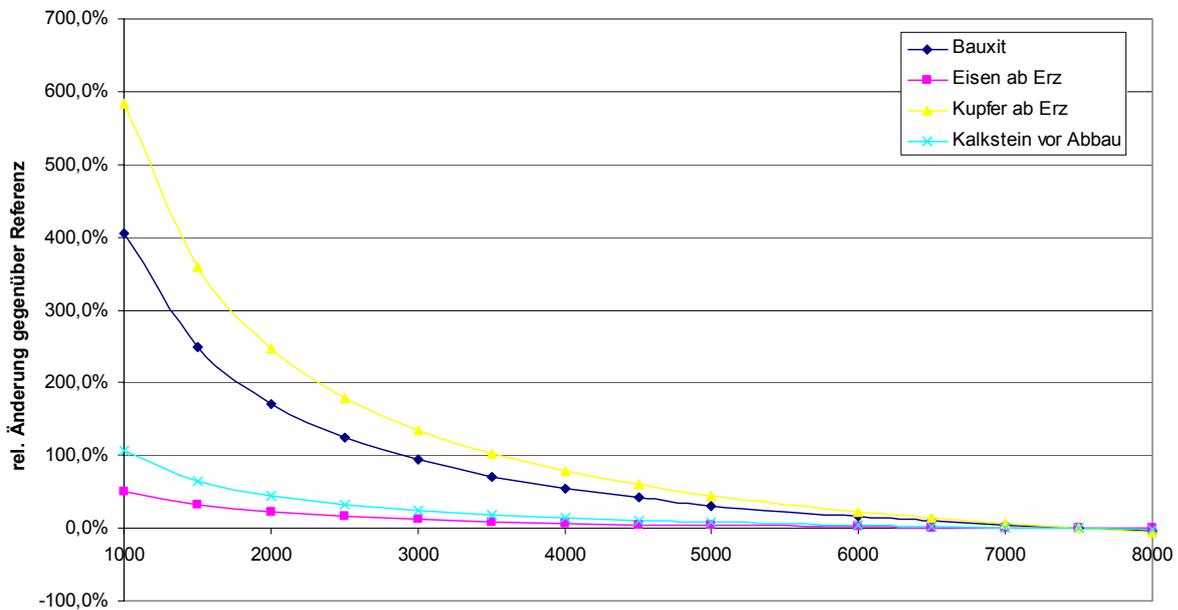


Abbildung 10-12: Relative Änderung der spezifischen Mengen ausgewählter Rohstoffe des Kraftwerks GuD-2010 in Abhängigkeit von der Volllaststundenzahl (Referenz: 7500 h/a)

Stoffflüsse, die in der Lebenszyklusbilanz hauptsächlich aus der Nutzungsphase stammen, sind dabei von der Volllaststundenzahl weniger abhängig als solche, die der Bau- und Abrissphase zugeordnet sind. In Abbildung 10-11 zeigen so CO₂ und Erdgas praktisch keine Abhängigkeit von der Auslastung der Anlage, während z. B. die Partikelemissionen und der Bedarf von anderen Primärenergieträgern bei einer Auslastung von 3000 h/a gegen-

über dem Referenzfall (7500 h/a) um bis zu etwa 5 % und im Fall des Urans sogar um etwa 15 % zunehmen.

Im Vergleich zu den Emissionen und den Energieträgern zeigt der nichtenergetische Rohstoffbedarf in Abbildung 10-12 eine deutliche größere Abhängigkeit von der Auslastung der Anlage. Hier wird deutlich, dass bei einer auf 3000 h/a reduzierten Auslastung der Anlage sich der spezifische Bauxit- und Kupfererzbedarf mindestens verdoppelt, für Eisenerz und Kalkstein wird ein erhöhter Bedarf um etwa 12 %, für Kalkstein um rund 1/4 ermittelt.

Insgesamt zeigt das Kraftwerk GuD-2010 für typische Einsatzbereiche im Mittel- bis Grundlastbereich eine relativ geringe Abhängigkeit der Lebenszyklusinventare von der Auslastung. Dies ist Ergebnis des im Vergleich zu anderen fossil gefeuerten Kraftwerken und regenerativen Stromerzeugungstechniken geringen spezifischen Materialaufwandes für die Herstellung der Anlage.

Im Referenzfall wurde das Kraftwerk für eine Lebensdauer von 35 a betrachtet. Von Seiten der Kraftwerkhersteller wird für die Lebensdauer eines GuD-Kraftwerks in einigen Fällen auch eine Zahl von lediglich 25 Jahren genannt. Analog zu der Veränderung der jährlichen Volllaststunden hat auch eine veränderte technische Lebensdauer der Anlage unmittelbare Auswirkungen auf die auf die kWh_{el} bezogenen Lebenszyklusinventare. In Tabelle 10-10 sind für eine technische Lebensdauer von nur 25 a bei einer Volllaststundenzahl von 7500 h/a die resultierenden Inventare zusammengestellt.

Tabelle 10-10: Zusammenstellung ausgewählter Lebenszyklusinventare des Kraftwerks GuD-2010 für eine Lebensdauer von 25 a und eine Auslastung von 7500 h/a

Emissionen in Luft		
CO ₂ Kohlendioxid	g/kWh _{el}	377,2
CO Kohlenmonoxid	mg/kWh _{el}	194,5
CH ₄ Methan (Alkan)	mg/kWh _{el}	498,6
N ₂ O Distickstoffoxid	mg/kWh _{el}	12,0
SO _x als SO ₂ Schwefeloxide	mg/kWh _{el}	100,3
NO _x als NO ₂ Stickoxide	mg/kWh _{el}	391,1
NMVOC unspezifiziert	mg/kWh _{el}	83,8
Partikel gesamt	mg/kWh _{el}	14,0
Rohstoffe		
Bauxit	mg/kWh _{el}	4,6
Eisen ab Erz	mg/kWh _{el}	1202,0
Kupfer ab Erz	mg/kWh _{el}	3,6
Primärenergie		
Uran	MJ/kWh _{el}	0,00854
Braunkohle	MJ/kWh _{el}	0,07144
Erdgas	MJ/kWh _{el}	6,29177
Rohöl	MJ/kWh _{el}	0,02890
Steinkohle	MJ/kWh _{el}	0,08425
nicht-regenerativer KEA	MJ/kWh _{el}	6,48490

Gegenüber dem Referenzfall (vgl. Tabelle 10-8) ergeben sich in der Gruppe der Emissionen praktisch keine Veränderungen, im Bereich der nicht-energetischen Ressourcen wird

eine deutliche Erhöhung der Werte berechnet. Der spezifische kumulierte Energieaufwand steigt nicht signifikant an, da diese Größe fast ausschließlich durch den Verbrauch von Erdgas in der Betriebsphase bestimmt ist.

10.4 Fortgeschrittenes Steinkohle-Dampfkraftwerk

10.4.1 Stand der Technik und Definition der Referenztechnik für das Jahr 2010

In Deutschland wurden die letzten Steinkohlekraftwerke Anfang der 90er Jahre errichtet. Diese Kraftwerke (Steinkohlekraftwerksblock Staudinger 5 und das Kraftwerk Rostock) weisen Wirkungsgrade von ca. 42 - 43 % auf, die mit überkritischen Frischdampfzuständen (230 bar/530 °C) bei 50 mbar Kondensatordruck erreicht werden konnten. Die heißgehenden Bauteile der Dampferzeuger solcher Kraftwerke werden aus herkömmlichen legierten Kohlenstoffstählen gefertigt, der Endüberhitzer gegebenenfalls aus austenitischen Werkstoffen, wenn die Dampftemperatur am Überhitzeraustritt auf ca. 560 °C gesteigert wird.

Mit Blick auf die CO₂-Reduktionsziele strebt die deutsche Elektrizitätswirtschaft an, zukünftig hocheffiziente Kraftwerke zu errichten. Neue steinkohlebefeuerte Grundlastkondensationsdampfkraftwerke mit Leistungen über 300 MW sollen danach Wirkungsgrade ≥ 45 % aufweisen, große Braunkohleblöcke ≥ 42 % (Selbstverpflichtungserklärung der VDEW 1999). Mit den konventionellen hochwarmfesten Kesselwerkstoffen bleibt der von Steinkohlekraftwerken erreichbare Wirkungsgrad auf Werte < 45 % beschränkt. Nur bei den günstigen nordeuropäischen Kühlbedingungen (z. B. in Dänemark, Seewasserkühlung, Kondensatordruck 35 mbar) werden bereits etwa 45 % erreicht. Die Siemens AG Power Generation gibt für Steinkohlekraftwerke (VARIO PLANT-Konzept) 44,5 % als maximalen Wirkungsgrad an /Segal et al. 2000/. Steigerungen über 45 % hinaus erfordern die Anhebung der Frischdampfzustände auf > 270 bar/580 °C. Solche (und höhere) Dampfzustände lassen sich mit den in jüngerer Zeit für den Kraftwerkseinsatz qualifizierten ferritisch/martensitischen Werkstoffen (T 92, P 92, E 911 u. ä.) realisieren. In Dänemark wird z. B. ein Kohlekraftwerk mit 47 % Nennlastwirkungsgrad betrieben, allerdings liegen hier besonders günstige Kühlbedingungen durch eine Seewasserkühlung vor /Kjaer et al. 1998/. Auf dem Weltmarkt werden bis heute jedoch kaum solche hocheffizienten Kraftwerke nachgefragt. Insbesondere in Schwellenländern mit schnell steigendem Strombedarf werden aufgrund der niedrigeren Investitionskosten gegenwärtig Kraftwerke mit Wirkungsgraden von 42 - 43 % nachgefragt, wie sie in zuletzt in Deutschland vor einem guten Jahrzehnt errichtet wurden.

Vor dem Hintergrund des Emissions-Zertifikatehandels und auch vor dem Hintergrund der Selbstverpflichtungserklärung des Energiewirtschaft kann jedoch erwartet werden, dass die zukünftig in Deutschland zu errichtenden Kraftwerke die technischen Potenziale stärker ausreizen werden. Die VEW AG (heute mit RWE fusioniert) hat ein solches Kraftwerk projiziert (Projekt Westfalen D, Generatorklemmenleistung etwa 354 MW, Nettoleistung 325 MW, Frischdampfzustand 290 bar/600 °C, Zwischenüberhitzeraustritt 620 °C) und das Engineering für das Genehmigungsverfahren erarbeitet (die Baugenehmigung wurde er-

teilt, der Bau jedoch bis heute nicht ausgeführt). Der nach der abgeschlossenen 1. Engineeringstufe ermittelte Wirkungsgrad beträgt 47,35 % /Stapper 1997/.

Die Entwicklung zu höheren Frischdampftemperaturen und -drücken geht weiter. Ziel des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie unterstützten Forschungsvorhabens „KOMET 650“ ist die Erprobung von Hochtemperaturwerkstoffen für Frischdampfzustände bis 300 bar/650 °C /BMW 1999/. Damit könnten Wirkungsgrade bis etwa 48 % erreichbar sein. In dem von der EC geförderten - auf 8 Jahre angelegten - Forschungsprogramm „Advanced (700 °C) PF Power Plant“ sollen Ni-Basis-Legierung (super alloys) für den Einsatz in Kohlekraftwerken für Frischdampfzustände von 375 bar/700 °C erprobt werden (Ultra Super Critical Steam, USC). Nach erfolgreicher Entwicklung könnten gemäß Projektplanungen im nächsten Jahrzehnt Steinkohledampfkraftwerke dann mit Wirkungsgraden von 52 % bis 54 % errichtet werden /Kjaer 2000/. Die Spanne kommt durch unterschiedliche Annahmen über Kühlbedingungen zustande. Die Kraftwerkshersteller sind an diesen Forschungs- und Entwicklungsvorhaben beteiligt.

Die Arbeiten zur Entwicklung und Erprobung dieser Werkstoffe werden jedoch planmäßig noch mehrere Jahre in Anspruch nehmen. Im Rahmen dieser Studie wird daher mit Blick auf das Jahr 2010 angenommen, dass dann Steinkohlekraftwerke mit einem Wirkungsgrad von 47 % eine verfügbare und erprobte Technik darstellen werden. Als Leistungsklasse wird eine 600 MW-Anlage betrachtet. Das Wärmeschaltbild des oben genannten Projekts „Westfalen D“ ist in Abbildung 10-13 dargestellt.

Das Schaltbild kann - mit Ausnahme der Leistungsangaben - unmittelbar auf die in dieser Studie betrachtete Anlage übertragen werden. In Tabelle 10-11 sind einige technische Eckdaten der zugrunde gelegten Anlage, die im Weiteren als „Stk-DT-2010“ bezeichnet wird, zusammengestellt. Als Kühlverfahren wird ein Nasskühlverfahren vorgesehen. Die gewählte Volllaststundenzahl der Anlage von 7500 h/a ist charakteristisch für ein Grundlastkraftwerk. In Deutschland werden heute Steinkohlekraftwerke jedoch fast ausschließlich in der Mittelast eingesetzt. Der Einfluss der Auslastung auf die Lebenszyklusinventare wird daher später in Kapitel 10.4.7 im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse diskutiert. In Tabelle 10-11 sind zusätzlich Vergleichsgrößen eines Steinkohlekraftwerks enthalten, das von der FfE, München, zur Bestimmung des KEA untersucht wurde (FfE-Stk-DT) /Köhler et al. 1996a/.

Tabelle 10-11: Technische Daten des Steinkohlekraftwerks Stk-DT-2010 und ihrer Vergleichsanlage

Größe	Einheit	Stk-DT-2010	FfE-Stk-DT
$P_{el\ netto}$	MW_{el}	600	509
$P_{el\ brutto}$	MW_{el}	645	553
Feuerungsleistung	MW	1277	1184
Kühlleistung	MW	587	587
Wirkungsgrad netto	%	47	43
Volllaststunden	h/a	7500	5000
Arbeitsverfügbarkeit	%	95	k. A.
Lebensdauer	a	35	40
Eigenbedarf	%	7	8

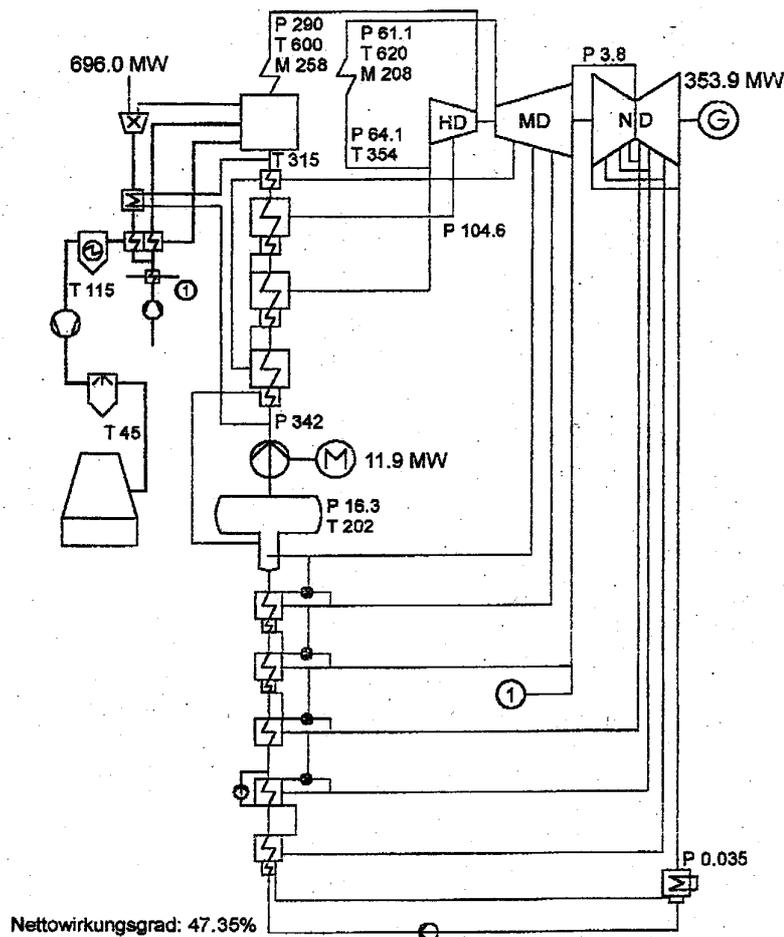


Abbildung 10-13: Wärmeschaltbild des Anlagenkonzepts für das Steinkohlekraftwerk-Projekt "Westfalen D"

Der Vergleich der Daten des Stk-DT-2010 Kraftwerks mit der Anlage fFe-Stk-DT zeigt, dass trotz der rund 20 % höheren Nettoleistung der im Rahmen dieser Studie betrachteten Anlage die Feuerungswärmeleistung des Kessels mit nur 8 % geringfügig größer und die Kühlturmleistung identisch ist. Dies ist unmittelbare Folge des gegenüber der Anlage fFe-Stk-DT um 4 %-Punkte größeren Wirkungsgrades.

10.4.2 Bilanzierung der Herstellungsphase des Kraftwerks Stk-DT-2010

Mit Hilfe des in Kapitel 10.1 und in Tabelle 10-1 erläuterten Verfahrens der Komponentenzersetzung und der komponentenspezifischen Skalierung wird das Materialgerüst für das zukünftige Kraftwerk Stk-DT-2010 auf der Grundlage des Gerüsts für die Anlage fFe-Stk-DT generiert. Entsprechend Tabelle 10-11 wird deutlich, dass wesentliche Komponenten der beiden betrachteten Anlagen sich bezüglich ihrer Leistungen nur geringfügig unterscheiden und damit eine Skalierung des Datengerüsts nach /Köhler et al. 1996a/ an die hier zu untersuchende Anlage mit vergleichsweise kleinen Unsicherheiten verbunden ist. Das vollständige Materialgerüst für sämtliche betrachteten Komponenten ist als Matrix in Anhang B zusam-

mengestellt. Die Darstellung des Materialgerüsts ist im Folgenden daher auf ausgewählte Baugruppen und Komponenten beschränkt.

In Abbildung 10-14 sind zunächst die Anteile der Bau-, Maschinen- und Elektrotechnik an der Gesamtmasse des Kraftwerks von knapp 336.000 t dargestellt. Etwa 89 % des Massengerüsts entfallen hiernach auf die Bautechnik, die Maschinenteknik folgt mit etwa 10 %. Mit nur rund einem Prozent nimmt die Elektrotechnik eine untergeordnete Rolle bezüglich der Gesamtmasse ein.

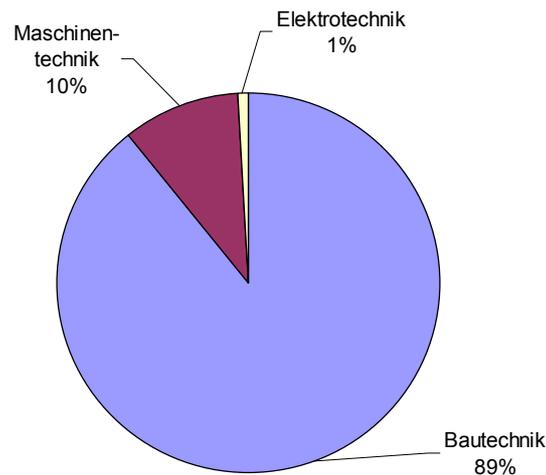


Abbildung 10-14: Makroaufteilung der Gesamtmasse (335.867 t) des Kraftwerks Stk-DT-2010

In Tabelle 10-12 sind die Werkstoffaufwendungen nach Werkstoffgruppen absolut, als Anteile und bezogen auf die Leistungseinheit [kW] des Kraftwerks Stk-DT-2010 zusammengestellt. Beton kommt ein Anteil von rund 85 % zu, ein Achtel der Gesamtmasse entfällt auf Eisenwerkstoffe. Alle anderen Werkstoffgruppen liegen bei je unter einem Prozent.

Tabelle 10-12: Anteile verschiedener Werkstoffgruppen an der Gesamtmasse und leistungsspezifische Materialaufwendungen des Kraftwerks Stk-DT-2010

	Masse [t]	Anteil [%]	spez. Materialaufwand [kg/kW]
Beton	287479	85,6%	479,1
Eisenwerkstoffe	41964	12,5%	69,9
NE-Metalle	1990	0,6%	3,3
Kunststoffe	1507	0,4%	2,5
Andere Stoffe	2927	0,9%	4,9
Summe	335867	100,0%	559,8

In Abbildung 10-15 sind die Anteile verschiedener Materialien, die in der Bautechnik des Kraftwerks verwendet werden, dargestellt. Verschiedene Stähle (unlegiert und legiert), unterschiedliche Kunststoffe sowie eine Gruppe weiterer Materialien mit geringem Anteil sind hier aus Gründen der Übersichtlichkeit zusammengefasst wiedergegeben.

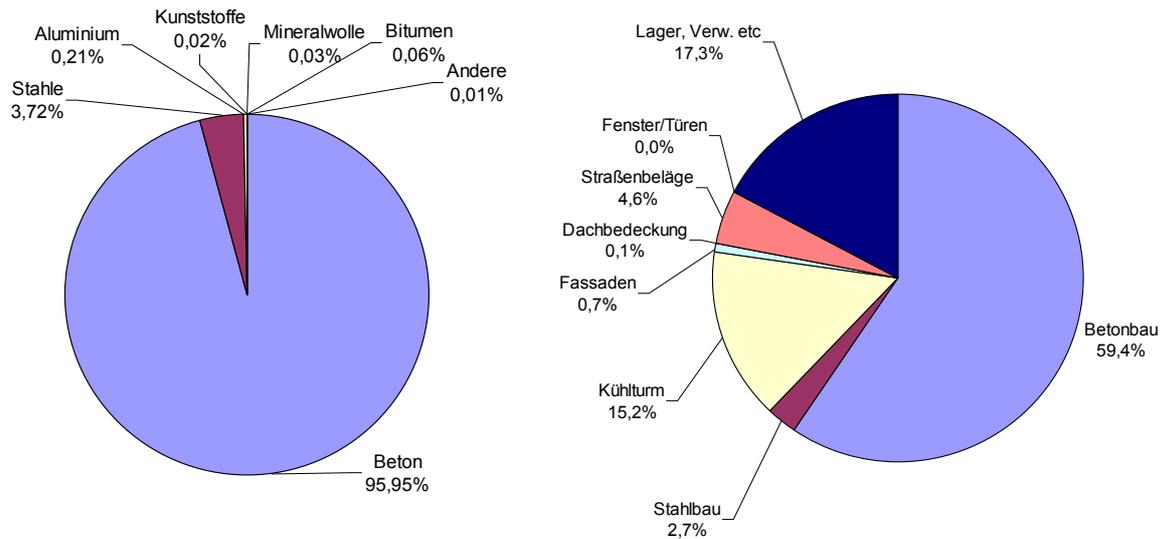


Abbildung 10-15: Anteile verschiedener Materialien und Komponenten an der Bautechnik des Kraftwerks Stk-DT-2010 (Gesamtmasse der Bautechnik: 299.602 t)

In der Bautechnik dieses Kraftwerks dominiert Beton mit rund 96 %, Stähle nehmen einen Anteil von knapp 4 % ein. Alle weiteren Materialien haben Anteile an der Bautechnik von deutlich unter einem Prozent. Fast 77 % der Gesamtmasse der Bautechnik entfallen auf die verschiedenen, nicht im Einzelnen spezifizierten Bauwerke sowie die Lager- und Verwaltungsgebäude. Das größte, d. h. massenintensivste, Einzelbauwerk ist der Kühlturm mit einem Massenanteil von etwa 15 %.

Abbildung 10-16 gibt die Anteile verschiedener Materialien an der Maschinenteknik des Kraftwerks Stk-DT-2010 wieder.

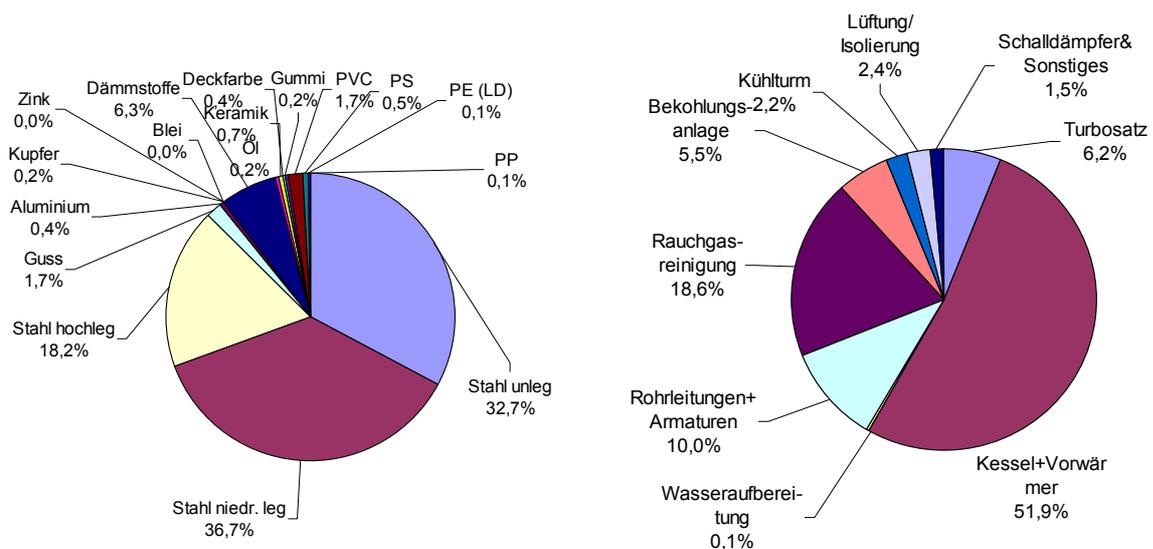


Abbildung 10-16: Anteile verschiedener Materialien und Komponenten an der Maschinenteknik des Kraftwerks Stk-DT-2010 (Maschinenteknik gesamt: 33.370 t)

Rund 89 % der Gesamtmasse der Maschinenteknik mit 33.370 t entfallen auf Eisenwerkstoffe (unlegierte und legierte Stähle sowie Guss). Der Anteil der NE-Metalle Aluminium, Blei, Zink und Kupfer beträgt in der Summe weniger als 1 %, Kunststoffe machen in der Maschinenteknik weniger als 2,4 % aus.

Mit einem Anteil von über 52 % stellen der Kessel und die Vorwärmstraße die größte Baugruppe in der Maschinenteknik dar. Als zweitgrößte Baugruppe sind hier mit einem Anteil von knapp 19 % die Systeme zur Rauchgasreinigung zu nennen, die die Rauchgasentschwefelungsanlage, die Entstickungsanlage sowie den Elektro-Staubfilter umfasst. Alle weiteren Baugruppen haben jeweils Anteile von 10 % oder weniger an der Gesamtmasse der Maschinenteknik.

Entsprechend Abbildung 10-17 hat der Werkstoff Kupfer im Bereich der Elektrotechnik mit gut 40 % den größten Anteil an der Gesamtmasse von rund 2.895 t. Eisenmetalle folgen mit knapp 36 %, Kunststoffe - hier insbesondere PVC für die Kabeltechnik - mit knapp 20 %. Dem Transformatorenöl kommt hier ein Anteil von rund 4,6 % zu. Andere Werkstoffe wie Aluminium sind bezüglich ihres Anteils an der Elektrotechnik praktisch bedeutungslos. Kabel&Trischen sowie Schaltanlagen sind mit Anteilen von 35 bzw. 27 % die massenintensivsten Komponenten innerhalb der Elektrotechnik.

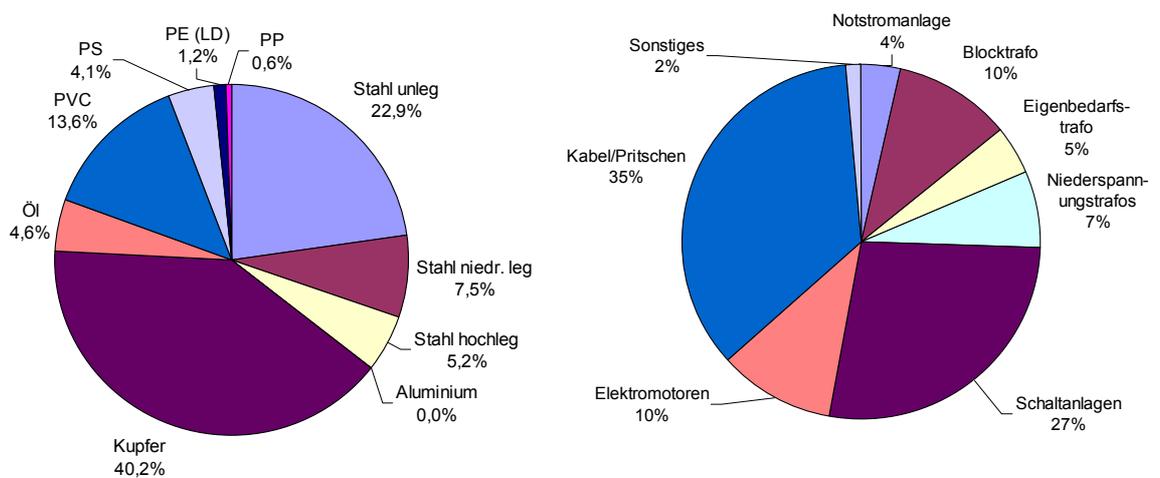


Abbildung 10-17: Anteile verschiedener Materialien und Komponenten an der Elektrotechnik des Kraftwerks Stk-DT-2010 (Elektrotechnik gesamt: 2.895 t)

In der Herstellungsphase werden neben den verbauten Materialien weitere Aufwendungen berücksichtigt, die aus dem Energiebedarf für die Transport- und Bautätigkeiten sowie dem Schmierstoffbedarf folgen. In Tabelle 10-13 sind die im Rahmen dieser Studie zugrunde gelegten Aufwendungen zusammengestellt.

Tabelle 10-13: Weitere Aufwendungen bei der Herstellung des Kraftwerks Stk-DT-2010

		Anmerkung
Strombedarf beim Bau der Anlage	18,292 GWh	Strom Niederspannung
Bodenaushub (Hydraulikbagger)	188.827 m ³	
Transportdienstleistung Bodenaushub	793.073 tkm	SLKW 40 t
Transportdienstleistungen (weitere)	62.164.860 tkm	SLKW 40 t
Schmierstoffbedarf	286 t	

10.4.3 Bilanzierung der Nutzungsphase des Kraftwerks Stk-DT-2010

In der Nutzungsphase des Kraftwerks fallen neben dem verstromten Energieträger Steinkohle (vgl. Kapitel 3.2) selbst und den direkten Emissionen weitere Stoffströme und Transportdienstleistungen durch den Verbrauch von Kühlwasser im Kühlturm, den Ersatz von Abschlämmwasser, für die Entsorgung von Reststoffen sowie zum Betrieb der Rauchgasreinigungsanlage an.

In Tabelle 10-14 sind die betrachteten Stoffströme in der Nutzungsphase des Kraftwerks Stk-DT-2010 zusammengestellt. Als Ersatzteile werden hier insbesondere Elektromotoren sowie weitere, nicht im Detail spezifizierte Ersatzteile betrachtet, deren Materialgerüst in der Tabelle im Anhang B zusammengestellt ist und daher in Tabelle 10-14 nicht zusätzlich ausgewiesen wird.

Tabelle 10-14: Bilanzierte Flüsse in der Nutzungsphase des Kraftwerks Stk-DT-2010

		Anmerkung
Wasserbedarf (Abschlämmverluste)	0,0324 kg/kWh _{el}	
Wasserbedarf (Kühlturmsuzusatzwasser)	1,284 kg/kWh _{el}	
Transportdienstleistung	0,0189 tkm/kWh _{el}	SLKW 40 t
Schmierstoffbedarf	1,97 E-8 t/kWh _{el}	
Kalkstein für REA	0,0068886 kg/kWh _{el}	
Ammoniak für DENOX	0,0004305 kg/kWh _{el}	
Altöl/verbrauchter Schmierstoff	1,97 E-8 t/kWh _{el}	„Altöl in SA-VA“*)
Flugasche zur Deponie	0,02031 kg/kWh _{el}	“Deponierte Flugasche”**)
Ersatzteile in der gesamten Nutzungszeit	siehe Anhang B	
Steinkohle, Mix frei Kraftwerk	2,1277 kWh _{in} /kWh _{el}	
Direkte Emissionen CO ₂	0,33464 kg / kWh _{in}	
Direkte Emissionen SO ₂	0,2524 g / kWh _{in}	
Direkte Emissionen CO	0,06298 g / kWh _{in}	
Direkte Emissionen N ₂ O	0,01457 g / kWh _{in}	
Direkte Emissionen NO ₂	0,2524 g / kWh _{in}	
Direkte Emissionen CH ₄	0,00611 g / kWh _{in}	
Direkte Emissionen PM	0,01269 g / kWh _{in}	
Direkte Emissionen NMVOC	0,00611 g / kWh _{in}	

*) Benennt den im Datenbestand der /Ökoinventare 1996/ vorhandenen und in dieser Studie zugrunde gelegten Entsorgungsprozess „Altöl in Sonderabfallverbrennungsanlage“

**) Benennt den im Datenbestand der /Ökoinventare 1996/ vorhandenen und in dieser Studie zugrunde gelegten Entsorgungsprozess „Deponierte Flugasche“

10.4.4 Bilanzierung der Entsorgungsphase des Kraftwerks Stk-DT-2010

In der Entsorgungsphase des Kraftwerks werden im Wesentlichen Transporte von Materialien betrachtet. Hierbei wird auf der Grundlage des in den vorhergehenden Unterkapiteln dargestellten Materialgerüsts der Transportaufwand ermittelt. Die zugrunde liegenden Annahmen und die daraus resultierenden Transportentfernung sind in Tabelle 10-15 dargestellt. Baumaterial wird einer Inertstoffdeponie zugeführt (50 km Entfernung), Metalle und Kunststoffe werden zu einem 100 km entfernten Recyclingwerk gebracht, und Stoffe wie Bitumen und Mineralwolle werden einer Verbrennungsanlage zugeführt (50 km Distanz). Die Transporte werden berücksichtigt, während die Rezyklierungsprozesse selbst nicht Gegenstand dieser Studie sind.

Tabelle 10-15: Transportdienstleistungen und Massen in der Entsorgungsphase des Kraftwerks Stk-DT-2010

Stoff	Masse (t)	Entfernung (km)	Pfad/Ziel *)	Transportdienstl. (t km)
Beton/Baumaterial	287.717	50	„Beton in Inertstoffdeponie“	14.385.847
Metalle	14.075	100	zur Rezyklierung	1.407.474
Stoffe zur Verbrennung	2.382	50	Müllverbrennungsanlage „Siedlungsabfall in KVA“	119.097
Kunststoffe	1.512	100	zur Rezyklierung	151.191
Summe				16.063.609

*) Die in Häkchen („“) gesetzten Entsorgungspfade entsprechen der Benennung eines in der ETH-Datenbank /Ökoinventare 1996/ vorhandenen Prozesses, der im Rahmen dieser Studie genutzt wird. „KVA“ steht für Kehrichtverbrennungsanlage.

10.4.5 Darstellung der Ergebnisse für den Lebenszyklus

Die in den vorherigen Kapiteln erläuterten Massengerüste der einzelnen Komponenten des Kraftwerks Stk-DT-2010 wurden in der Bilanzierungssoftware BALANCE (vgl. Abschnitt 2.1) abgebildet. Die Lebenszyklusinventare des gesamten Systems einschließlich der vor- und nachgelagerten Prozessketten wurden berechnet. In Abbildung 10-18 ist die Struktur der Prozesse für die Sachbilanzierung dargestellt. Hierbei sind vorgelagerte Prozessketten wie die Material- und Energiebereitstellung sowie Transportdienstleistungen aus Gründen der Darstellbarkeit ausgeblendet. Als Beispiel sind in Abbildung 10-18 die spezifischen CO₂-Emissionen pro kWh Strom differenziert nach den sie verursachenden Prozessen ausgewiesen. Der Bilanzierung liegt der Referenzfall mit einer jährlichen Volllaststundenzahl von 7500 h/a zugrunde.

In Abbildung 10-19 sind ausgewählte und auf eine kWh_{el} Strom aus dem Kraftwerk Stk-DT-2010 normierte luftgetragene Emissionen als Ergebnis der LCI-Bilanzierung dargestellt.

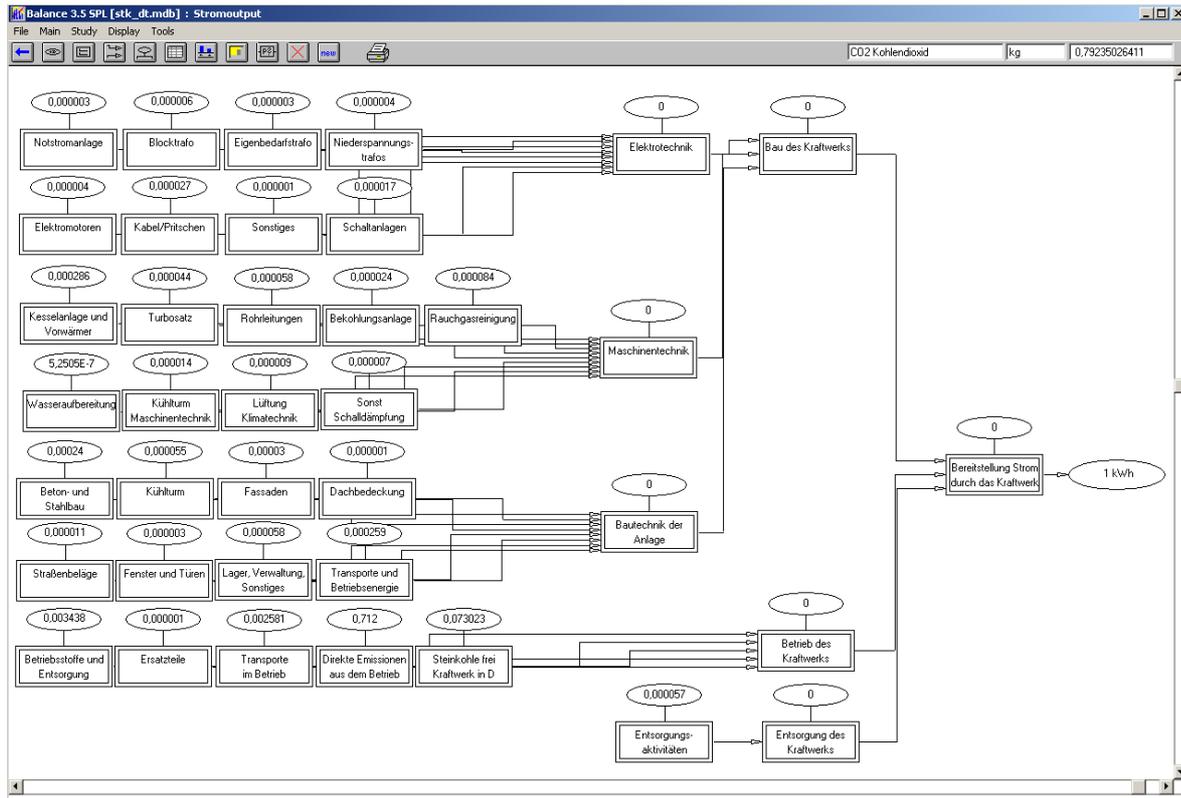


Abbildung 10-18: Bilanzierungsstruktur des Kraftwerks Stk-DT-2010

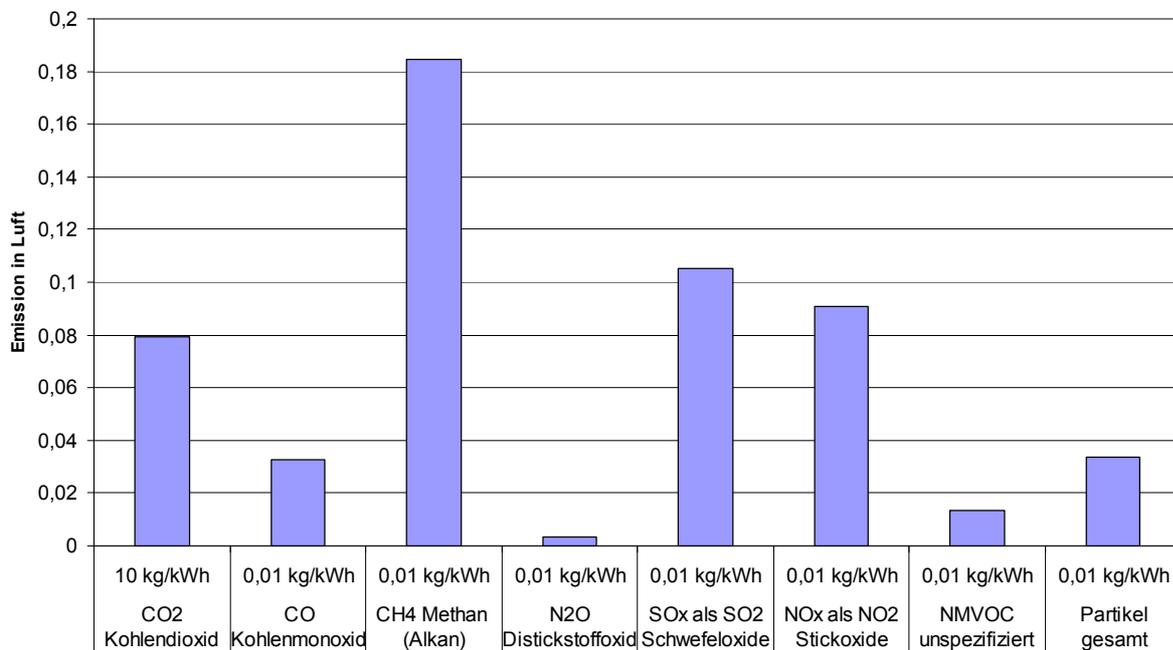


Abbildung 10-19: Resultierende spezifische Emissionen als Ergebnis der Lebenszyklusbilanz des Kraftwerks Stk-DT-2010

Die spezifischen kumulierten CO₂-Emissionen liegen bei knapp 800 g/kWh_{el}. Mit einer Höhe von ca. 1,8 g/kWh_{el} sind die Methanemissionen eine mit Blick auf das Treibhauspotenzial signifikante Größe. Auf die Herkunft dieser Emissionen wird später eingegangen.

In Abbildung 10-20 sind die Anteile der verschiedenen nichterneuerbaren Primärenergieträger an dem spezifischen Primärenergieaufwand pro kWh Strom dargestellt. Insgesamt berechnet sich der spezifische Primärenergieaufwand der Stromerzeugung aus dem Kraftwerk Stk-DT-2010 zu $8,79 \text{ MJ/kWh}_{\text{el}}$ ¹⁰, wobei auf die Steinkohle als verstromter Energieträger und als Energieträger in vor- und nachgelagerten Ketten summarisch $8,09 \text{ MJ/kWh}_{\text{el}}$ entfallen.

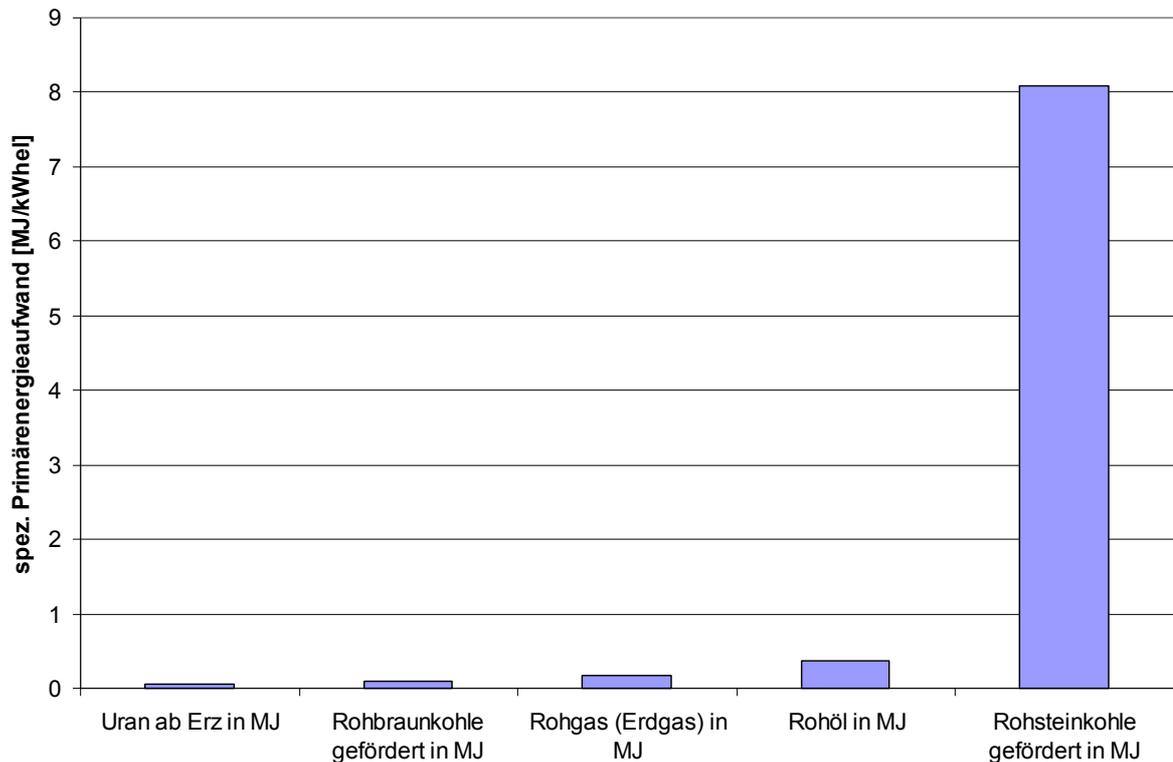


Abbildung 10-20: Spezifischer Primärenergieaufwand nach Primärenergieträgern des Kraftwerks Stk-DT-2010

In Tabelle 10-16 sind ausgewählte Lebenszyklusinventare der Gruppen Emissionen in Luft, nichtenergetische Rohstoffe sowie nichterneuerbare Primärenergieträger als Ergebnis der Bilanzierung des gesamten Lebenswegs des Kraftwerks Stk-DT-2010 zusammengefasst.

¹⁰ Zum Vergleich: Für das von der FfE betrachtete Steinkohle-Dampfkraftwerk wurde für eine Lebensdauer von 40 Jahren und eine Auslastung von 5000 h/a ein spezifischer KEA von $8,953 \text{ MJ/kWh}_{\text{el}}$ ermittelt. Die Unterschiede erklären sich aus den voneinander abweichenden Betriebsparametern (Lebensdauer, Auslastung), Technikparametern der Anlagen (insbesondere dem Wirkungsgrad), der verwendeten Datengrundlage sowie auch abweichenden methodischen Bilanzierungsansätzen.

Tabelle 10-16: Zusammenstellung ausgewählter Lebenszyklusinventare des Kraftwerks Stk-DT-2010

Emissionen in Luft		
CO ₂ Kohlendioxid	g/kWh _{el}	792
CO Kohlenmonoxid	mg/kWh _{el}	329
CH ₄ Methan (Alkan)	mg/kWh _{el}	1847
N ₂ O Distickstoffoxid	mg/kWh _{el}	36
SO _x als SO ₂ Schwefeloxide	mg/kWh _{el}	1054
NO _x als NO ₂ Stickoxide	mg/kWh _{el}	910
NMVOC unspezifiziert	mg/kWh _{el}	134
Partikel gesamt	mg/kWh _{el}	337
Rohstoffe		
Bauxit	mg/kWh _{el}	69
Eisen ab Erz	mg/kWh _{el}	1377
Kupfer ab Erz	mg/kWh _{el}	12
Primärenergie		
Uran	MJ/kWh _{el}	0,04949
Braunkohle	MJ/kWh _{el}	0,09997
Erdgas	MJ/kWh _{el}	0,17449
Rohöl	MJ/kWh _{el}	0,37503
Steinkohle	MJ/kWh _{el}	8,09133
nicht-regenerativer KEA	MJ/kWh _{el}	8,79009

10.4.6 Darstellung der Ergebnisse für die Lebensphasen

Die in dem vorherigen Abschnitt dargestellten und auf die kWh_{el} bezogenen Lebenszyklusinventare des Kraftwerks folgen zum einen aus Aufwendungen bei der Herstellung der Anlage (vgl. Abschnitt 10.4.2) und aus der Entsorgung (vgl. Abschnitt 10.4.4) des Kraftwerks - den sogenannten fixen Aufwendungen - und zum anderen aus Stoffflüssen, die in der Nutzungsphase des Kraftwerks (vgl. Abschnitt 10.4.3) auftreten, den variablen Flüssen. Im Folgenden werden die Ergebnisse der Lebenszyklusanalyse mit Blick auf die Bedeutung der einzelnen Lebensphasen diskutiert.

In Tabelle 10-17 sind für das Kraftwerk Stk-DT-2010 ausgewählte Emissionen in Luft sowie Aufwendungen von energetischen und nicht-energetischen Rohstoffen differenziert nach den Lebensphasen Herstellung&Entsorgung (H&E) sowie den Betrieb, bezogen auf die Leistungseinheit kWh_{el} bzw. die Energieeinheit kWh_{el} dargestellt. Die Differenzierung nach den Lebensphasen ermöglicht Sensitivitätsanalysen, z. B. hinsichtlich der Lebensdauer und Auslastung. Hierauf wird in Abschnitt 10.4.7 eingegangen.

Für die als Referenzfall angenommene Lebensdauer der Anlage von 35 a sowie die jährliche Volllaststundenzahl von 7500 h/a sind in Abbildung 10-21 die Anteile der Nutzungsphase sowie der zusammengefassten Herstellungs- und Entsorgungsphase (H&E) an ausgewählten Lebenszyklusinventaren des Kraftwerks Stk-DT-2010 dargestellt.

Tabelle 10-17: Spezifische Stoffflüsse und Energieaufwendungen des Kraftwerks Stk-DT-2010 in den Lebensphasen Herstellung&Entsorgung und Betrieb

	H&E	Betrieb
Emissionen in Luft	g/kW _{el}	g/kWh _{el}
CO ₂ Kohlendioxid	339901	791
CO Kohlenmonoxid	2664,4	0,3186
CH ₄ Methan (Alkan)	1015,4	1,8429
N ₂ O Distickstoffoxid	7,1	0,0355
SO _x als SO ₂ Schwefeloxide	4564,4	1,0368
NO _x als NO ₂ Stickoxide	745,0	0,9070
NMVOC un spezifiziert	390,8	0,1323
Partikel gesamt	476,2	0,3350
Rohstoffe	g/kW _{el}	g/kWh _{el}
Bauxit	9327,4	0,0333
Eisen ab Erz	87122,5	1,0442
Kupfer ab Erz	2074,9	0,0037
Primärenergie	MJ/kW	MJ/kWh _{el}
Uran	1317247	0,0444
Braunkohle	225658	0,0991
Erdgas	336672	0,1732
Rohöl	1671372	0,3685
Steinkohle	2100521	8,0833
nicht-regenerativer KEA	5651471	8,769

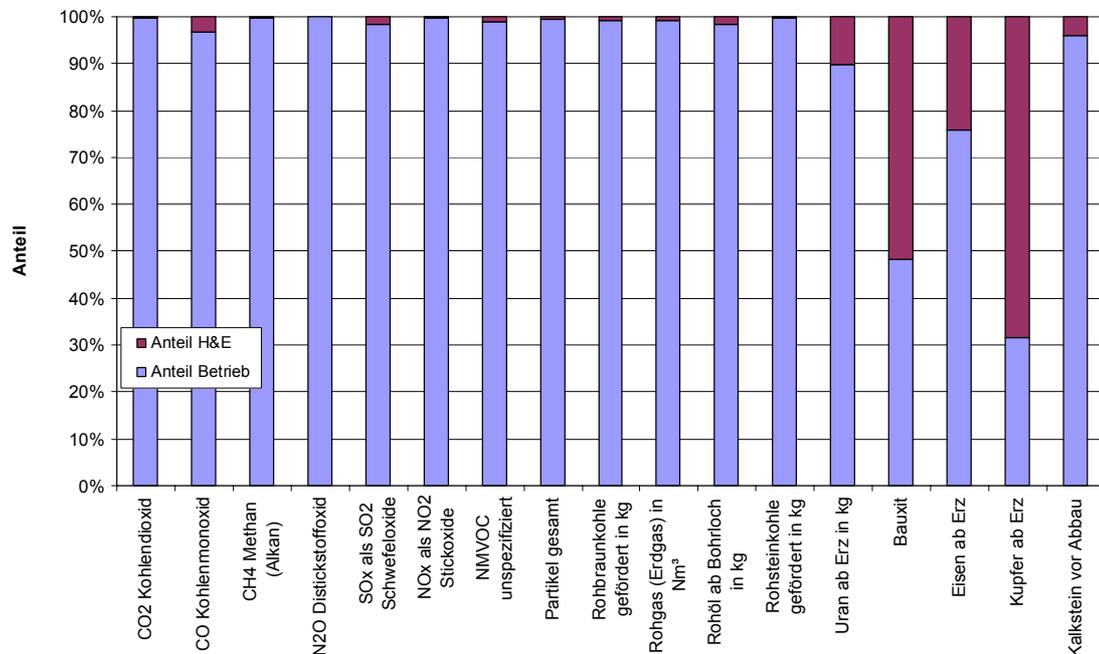


Abbildung 10-21: Anteile der Nutzungsphase und der Herstellungs- und Entsorgungsphase an den Lebenszyklusinventaren (Ausgewählte Stoffströme)

Während die Emissionen in Luft fast ausschließlich aus der Nutzung des Kraftwerks folgen, zeigt sich in der Gruppe des nichtenergetischen Rohstoffbedarfs auch der Einfluss der

fixen Aufwendungen bei der Herstellung und Entsorgung des Kraftwerks. Der Bauxitbedarf entfällt hiernach zu etwa gleichen Teilen auf die in der Abbildung unterschiedenen Lebensphasen, der Kupferbedarf wird zu fast 70 % durch die Herstellung des Kraftwerks hervorgerufen. Der Bedarf an Eisenerz folgt zu rund einem Viertel aus der Herstellung der Anlage und wird zu etwa 3/4 durch Aufwendungen in der Nutzungsphase bestimmt. Kalkstein ist bei dem betrachteten Kraftwerk nicht nur Rohstoff für Baumaterial, sondern wird auch in der Nutzungsphase als Betriebsstoff für die Rauchgasentschwefelungsanlage verwendet (vgl. auch Tabelle 10-16), so dass trotz der großen Materialintensität des Kraftwerks Stk-DT-2010 rund 95 % des Kalksteinverbrauchs auf die Nutzungsphase entfallen.

Die Stoffströme in der Nutzungsphase werden zum einen durch die Verbrennung des Energieträgers im Kraftwerk, zum anderen aber auch durch die Bereitstellung der Kohle, der Betriebsstoffe und Ersatzteile sowie die damit verbundenen Transporte hervorgerufen.

In Abbildung 10-22 sind die Anteile der betrachteten Prozesse innerhalb der Nutzungsphase des Kraftwerks an der Höhe ausgewählter Emissionen in Luft dargestellt.

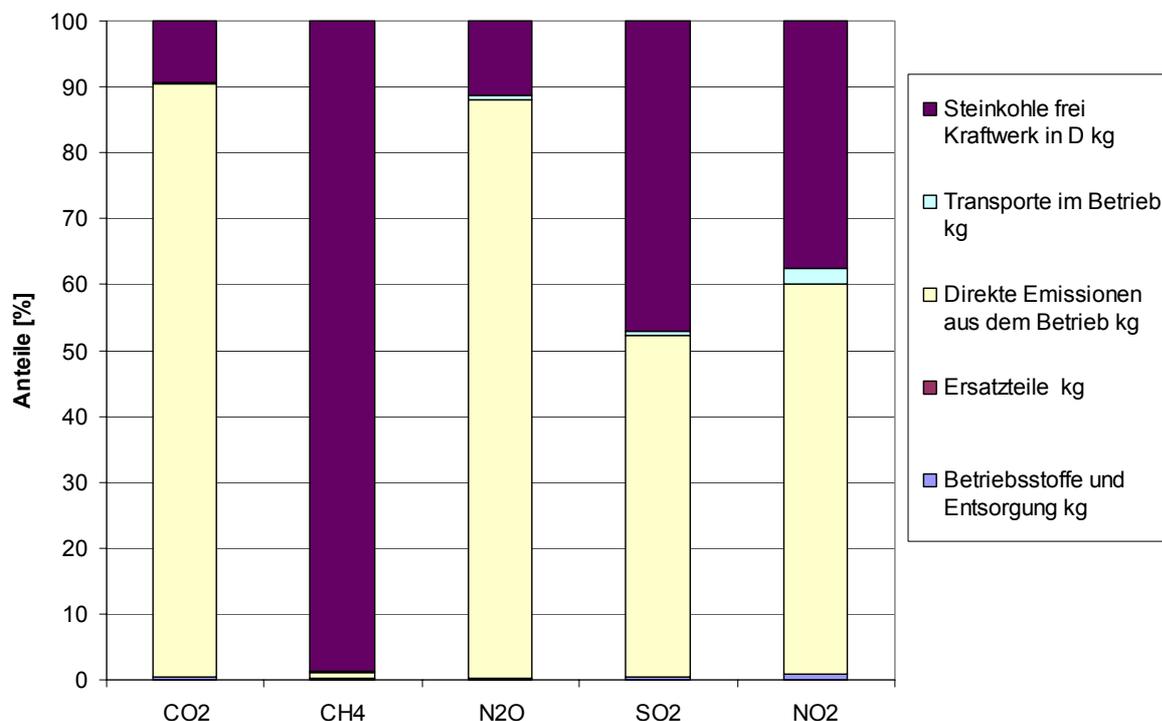


Abbildung 10-22: Anteile von Prozessen in der Nutzungsphase an ausgewählten luftgetragenen Emissionen des Betriebs

Die Abbildung zeigt deutlich, dass die Bereitstellung der Steinkohle und die direkten Emissionen aus der Verbrennung für die luftgetragenen Emissionen die entscheidenden Prozesse sind. Ca. 90 % der CO₂- und N₂O-Emissionen stammen aus der Verbrennung. Die aus dem Lebenszyklus der Anlage folgenden Methanemissionen sind hingegen fast vollständig durch die Bereitstellung der Steinkohle frei Kraftwerk (Gewinnung und Transport) zu erklären. Etwa 50 % bzw. etwa 60 % der SO₂- bzw. NO₂-Emissionen sind direkte Emissionen (un-

ter Berücksichtigung der Emissionsminderungstechniken). Die übrigen Anteile entfallen wiederum im Wesentlichen auf die Bereitstellung der Steinkohle, bei den NO_2 -Emissionen spielen in geringem Umfang auch Transportprozesse - hauptsächlich für die Entsorgung der Verbrennungsrückstände - und für die Bereitstellung von Betriebsstoffen (Kalkstein, NH_3) eine Rolle.

10.4.7 Sensitivitätsanalysen

In den vorherigen Kapiteln wurde bereits angesprochen, dass im Rahmen der Untersuchungen des Lebenszyklus' des Kraftwerks Stk-DT-2010 als Referenzfall eine Auslastung von 7500 h/a angenommen wurde. Hintergrund dieser Annahme ist der aus technischer Sicht mögliche Betrieb eines solchen Kraftwerks in der Grundlast. Gegenwärtig werden Steinkohlekraftwerke in Deutschland jedoch aus Gründen der Wirtschaftlichkeit der gesamten Stromerzeugung überwiegend im Mittellastbereich eingesetzt. Zur Untersuchung der Relevanz der Auslastung hinsichtlich der resultierenden Stoffströme werden Sensitivitätsbetrachtungen für unterschiedliche Auslastungen im Bereich zwischen 1000 und 8000 h/a vorgenommen.

In Abbildung 10-23 und Abbildung 10-24 sind die Ergebnisse der Betrachtung als relative Abweichungen vom Referenzfall (7500 h/a) dargestellt. Abbildung 10-23 zeigt die Änderungen für ausgewählte Emissionen in Luft und Primärenergieträger, in Abbildung 10-24 sind die Ergebnisse für nichtenergetische Rohstoffe dargestellt.

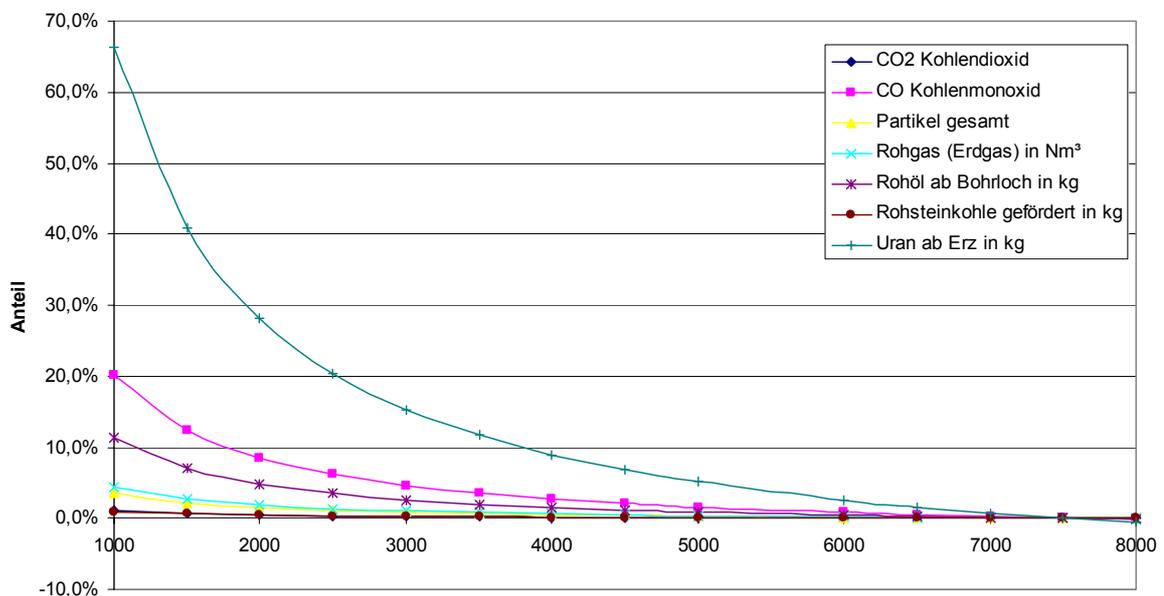


Abbildung 10-23: Relative Änderung der spezifischen Mengen ausgewählter Emissionen in Luft und der Primärenergieträger des Kraftwerks Stk-DT-2010 in Abhängigkeit von der Volllaststundenzahl (Referenz: 7500 h/a)

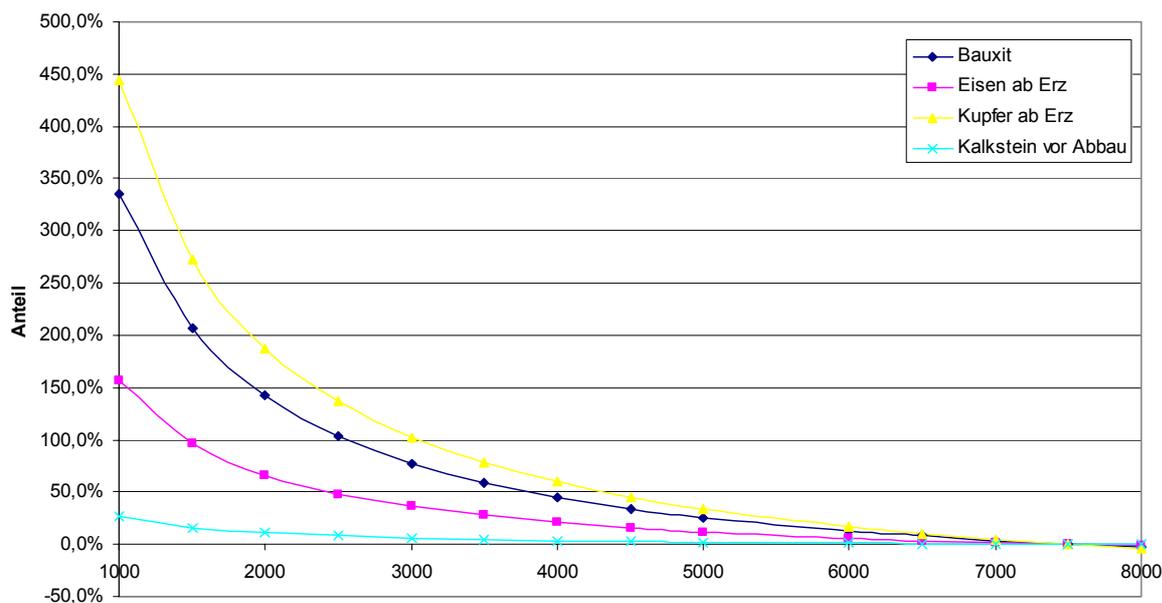


Abbildung 10-24: Relative Änderung der spezifischen Mengen ausgewählter Rohstoffe des Kraftwerks Stk-DT-2010 in Abhängigkeit von der Volllaststundenzahl (Referenz: 7500 h/a)

Stärkere Abhängigkeiten der Lebenszyklusinventare von der Auslastung werden bei den betrachteten nichtenergetischen Rohstoffen ermittelt. Bei einer Halbierung der Anlagenauslastung auf 3750 h/a werden für die Stoffströme Eisenerz, Bauxit, und Kupfer bereits zwischen etwa 25 - 75 % größere Materialeinsätze bestimmt. Je nach Fragestellung kann bei diesem Kraftwerkstyp die Berücksichtigung der realen - d. h. ggf. von der hier betrachteten Referenz abweichenden - Betriebsweise für die Ergebnisse erforderlich sein.

10.5 Braunkohledampfkraftwerk mit integrierter Kohletrocknung

10.5.1 Stand der Technik und Definition der Referenztechnik für das Jahr 2010

Das neueste in Deutschland in Betrieb genommene Braunkohledampfkraftwerk ist der Block K der Anlage Niederaußem im niederrheinischen Braunkohlerevier. Das Konzept wird als BoA bezeichnet, die Abkürzung steht für Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik. Die technischen Daten bzw. wesentliche Auslegungsmerkmale dieses Blocks sind nach /Kallmeyer et al. 1999/ und /Lambertz et al. 2002/: Bruttoleistung 1012 MW, Nettoleistung 965 MW, überkritischer Frischdampfzustand von 269 bar/580 °C, Zwischenüberhitzung 59 bar/600 °C, zehnstufige regenerative Speisewasservorwärmung, Kondensatordruck (zweistufig) 28/34 mbar, Auslegungswirkungsgrad 44,5 %. Die Elektrizitätswirtschaft hat damit ihre Zusage für Braunkohlekraftwerke eingelöst, nach der neue Braunkohleanlagen Nettowirkungsgrade von mindestens 42 % besitzen sollen.

Braunkohlekraftwerke mit überkritischem Dampf (z. B. die bereits oben zitierte BoA-Anlage) gibt es nur in Deutschland. Im Ausland (soweit dort Braunkohle vorhanden ist) wer-

den Braunkohlekraftwerke nur mit unterkritischem Dampf und entsprechend niedrigeren Wirkungsgraden betrieben und nachgefragt.

Durch Anwendung neuer Kohletrocknungsverfahren (die Rheinbraun AG nutzt hierfür die Bezeichnung „BoA+“) sind höhere Wirkungsgrade als bei BoA-Anlagenkonfigurationen möglich. Ein beachtlicher Teil der Brennstoffenergie der Braunkohle wird heute zur Verdampfung des in der Kohle enthaltenen Wassers benötigt. Das übliche Verfahren der Heißgastrocknung, bei dem heißes Rauchgas aus dem Feuerraum des Kessel abgezogen und in die Kohlemühlen geleitet wird, ist mit hohen Exergieverlusten und damit Einbußen des elektrischen Wirkungsgrades der Anlage verbunden. Mit den gegenwärtig untersuchten Trocknungsverfahren wird versucht, durch Niedertemperaturwärme und damit mit geringen Exergieverlusten bzw. im Wesentlichen durch mechanisches Pressen den Wassergehalt der Kohle zu reduzieren. Die zur Diskussion stehenden Verfahren werden als

- Wirbelschicht-Trocknung mit Abwärmenutzung (WTA) bzw.
- Mechanisch-Thermische Entwässerung (MTE)

bezeichnet.

In Abbildung 10-25 sind die Verfahrensschemata der WTA- und MTE-Verfahren dargestellt. Beim WTA-Verfahren wird die aufbereitete Kohle in den Wirbelschichttrockner gefördert, wo mittels Dampfbeheizung (Niederdruck-Anzapfdampf) das Wasser aus der Kohle ausgetrieben wird. Der Wasserdampf (Brüden) wird aus dem Trocknerkopf abgesaugt und von Staub gereinigt. Ein Teil des Dampfes wird über ein Brüdenkreislaufgebläse dem Trockner zur Fluidisierung zugeführt. Der übrige Teil des Brüden wird verdichtet und in den Heizflächenbündeln des Trockners zur Beheizung des Trockners kondensiert.

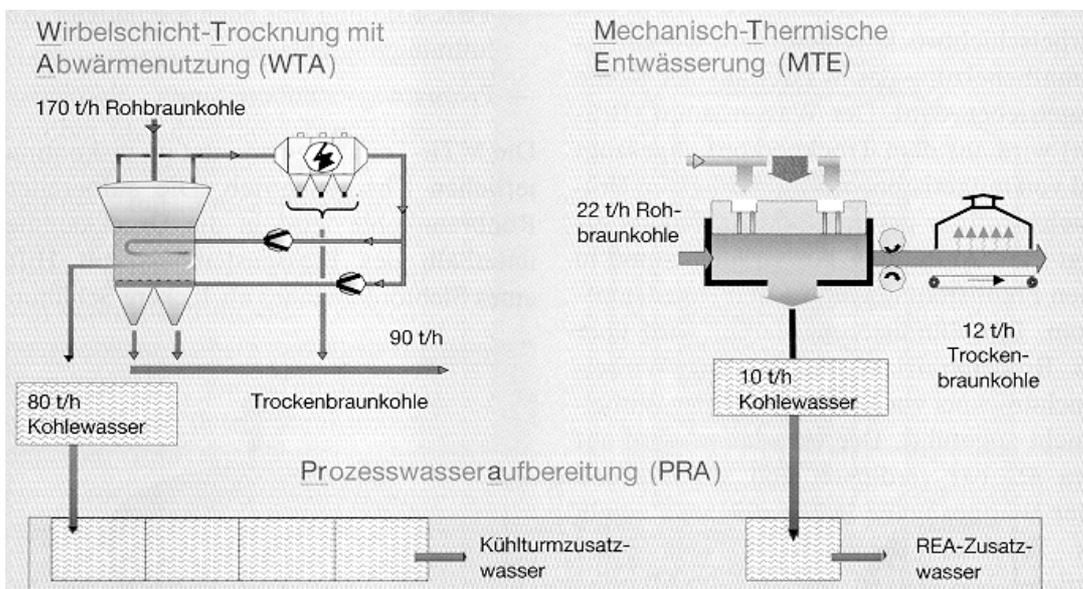


Abbildung 10-25: Schemata der WTA- und MTE-Trocknungsverfahren /Elsen et al., 2001/

Das MTE-Verfahren beruht im Wesentlichen auf dem Auspressen des Wassers aus der vorgewärmten Kohle. Nach /Elsen et al. 2001/ kann mit dem WTA-Verfahren der Wassergehalt der Rohbraunkohle von 53,5 % auf 12 % und mit dem MTE-Verfahren auf 25 %

reduziert werden. Gegenüber der heute verfügbaren BoA-Technik werden bei Einsatz des WTA-Verfahrens Steigerungen des elektrischen Nettowirkungsgrades um etwa 4 - 5 Prozentpunkte auf etwa 50 % erwartet. Eine etwas größere Anhebung des Wirkungsgrades wird von /Leithner 2002/ mit 5,8 - 6,1 Prozentpunkte, allerdings ausgehend von einem geringeren Nettowirkungsgrad der Basisanlage, genannt.

Vor diesem Hintergrund wird davon ausgegangen, dass nach dem Jahr 2010 Braunkohle-Dampfkraftwerke mit einem Nettowirkungsgrad von 50 % unter Einsatz des WTA-Verfahrens verfügbar sein werden. Die zeitliche Perspektive wird hierbei über das Jahr 2010 hinaus ausgeweitet, um die Technik der WTA für Anwendungen in Großkraftwerken mit berücksichtigen zu können. Es scheint unrealistisch, dass dies bereits im Jahr 2010 erreicht sein wird. In Tabelle 10-18 sind einige Auslegungsdaten des im Rahmen dieser Studie betrachteten Braunkohlekraftwerks mit integrierter Kohletrocknung, das im Weiteren als Brk-DT-2010 bezeichnet wird, zusammengestellt. Ergänzend sind in Tabelle 10-18 zum Vergleich Daten eines Braunkohlekraftwerks aufgenommen, das von der FfE, München, im Rahmen der Untersuchungen zum KEA betrachtet wurde /Köhler et al. 1996b/.

Tabelle 10-18: Technische Daten des Braunkohlekraftwerks Brk-DT-2010 und einer Vergleichsanlage

Größe	Einheit	Brk-DT-2010	FfE-Brk-DT
$P_{el\ netto}$	MW _{el}	1050	929
$P_{el\ brutto}$	MW _{el}	1105	978
Feuerungsleistung	MW	2100	2160
Kühlleistung	MW	998	1158
Wirkungsgrad netto	%	50	43
Volllaststunden	h/a	7500	7500
Lebensdauer	a	35	40

Der Vergleich der beiden in Tabelle 10-18 ausgeführten Anlagen weist deutlich voneinander abweichende Nettowirkungsgrade, jedoch ähnliche Feuerungsleistungen und Unterschiede in den übrigen Daten von unter 20 % auf. Für die Bilanzierung der Lebenszyklusinventare des Kraftwerks wird daher der in Kapitel 10.1 dieses Berichts dargestellte Ansatz der Skalierung einzelner Komponenten als grundsätzlich geeignet bewertet. Für die gegenüber der Vergleichsanlage der FfE zusätzlich zu berücksichtigenden baulichen und maschinentechnischen Einrichtungen zur Kohletrocknung sind keine Daten zu den Materialgerüsten verfügbar. Die zusätzlichen Materialaufwendungen werden durch Zuschläge auf die Massen des Stahl- und Betonbaus von 15 % und von 20 % für die Komponentengruppe „Rohrleitungen“ abgeschätzt. Das vollständige Materialgerüst der Anlage ist im Anhang C tabellarisch abgebildet und wird daher an dieser Stelle nicht im Einzelnen dargestellt.

10.5.2 Bilanzierung der Herstellungsphase des Kraftwerks Brk-DT-2010

In Abbildung 10-26 ist die Aufteilung der Gesamtmasse des Kraftwerks von 847.565 t auf die Gruppen Bautechnik, Maschinenteknik und Elektrotechnik dargestellt. Die Bautechnik nimmt mit knapp 90 % den weitaus größten Teil ein, die Maschinenteknik trägt mit gut

10 % bei, die Elektrotechnik spielt bezüglich der Gesamtmasse mit unter einem Prozent eine deutlich untergeordnete Rolle.

In Tabelle 10-19 sind die Werkstoffe nach Werkstoffgruppen absolut, nach ihren Anteilen an der Gesamtmasse des Kraftwerks sowie bezogen auf die Leistungseinheit [kW_{el}] dargestellt. Gut 80 % entfallen hiernach auf Beton, Bausand und Betonkies, knapp 17 % auf Eisenwerkstoffe. Alle anderen Stoffgruppen haben Anteile von lediglich 1,4 % und weniger.

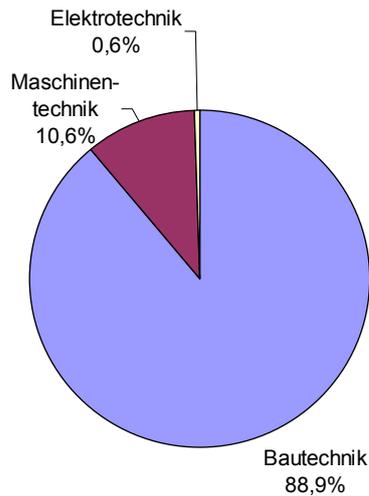


Abbildung 10-26: Makroaufteilung der Gesamtmasse des Kraftwerks Brk-DT-2010 (Gesamtmasse: 847.565 t)

Tabelle 10-19: Anteile verschiedener Werkstoffgruppen an der Gesamtmasse und leistungsspezifische Materialaufwendungen des Kraftwerks Brk-DT-2010

	Masse [t]	Anteil [%]	spez. Materialaufwand [kg/kW]
Beton	687013	81,1%	654,3
Eisenwerkstoffe	141791	16,7%	135,0
NE-Metalle	5053	0,6%	4,8
Kunststoffe	2127	0,3%	2,0
Andere Stoffe	11582	1,4%	11,0
Summe	847565	100,0%	807,2

Abbildung 10-27 gibt einen Überblick über die in der Bautechnik verbauten Materialien und ihre Aufteilung auf verschiedene Komponenten innerhalb der Bautechnik. Die Gesamtmasse beträgt 757.611 t. Auf Beton, Bausand und Schotter entfallen hiernach gut 90 % der Gesamtmasse der Bautechnik, Stählen kommt ein Anteil von 8 % zu. Andere Materialien wie Kunststoffe und Mineralwolle haben bezüglich ihrer Masse eine geringe Bedeutung. Die Komponenten „Betonbau und Stahlbau“ für verschiedene nicht weiter aufgeschlüsselte Ge-

bäude nehmen gut 62 % der Gesamtmasse ein. Das größte einzeln ausgewiesene Bauwerk ist der Kühlturm mit 8 %.

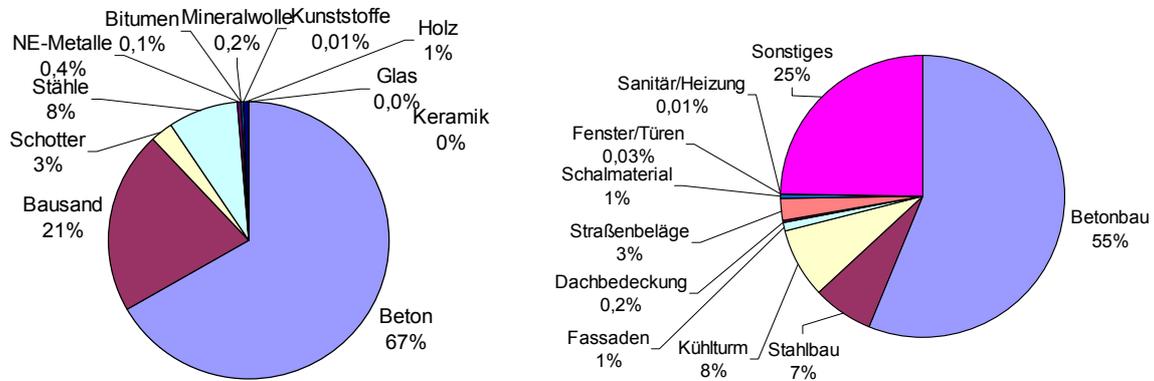


Abbildung 10-27: Anteile verschiedener Materialien und Komponenten an der Bautechnik des Kraftwerks Brk-DT-2010 (Gesamtmasse der Bautechnik: 757.611 t)

Die Anteile verschiedener Materialien an der Masse der Maschinentechnik (85.294 t) sowie die Aufteilung auf die verschiedenen Komponenten ist in Abbildung 10-28 dargestellt. Über 90 % der Masse entfallen hiernach auf verschiedene Eisenwerkstoffe, unter den übrigen Materialien kommt der Mineralwolle mit 5 % der nächstgrößte Anteil zu.

Die Kesselanlage ist innerhalb der Maschinentechnik die dominierende Komponente, 2/3 des Materialeinsatzes entfallen auf sie. Den Systemen zur Rauchgasreinigung und der Gruppe der Rohrleitungen und der Kohletrocknungseinrichtungen kommen 12 bzw. 9 % zu. Die restlichen Baugruppen nehmen zusammen etwa 12 % der Masse ein.

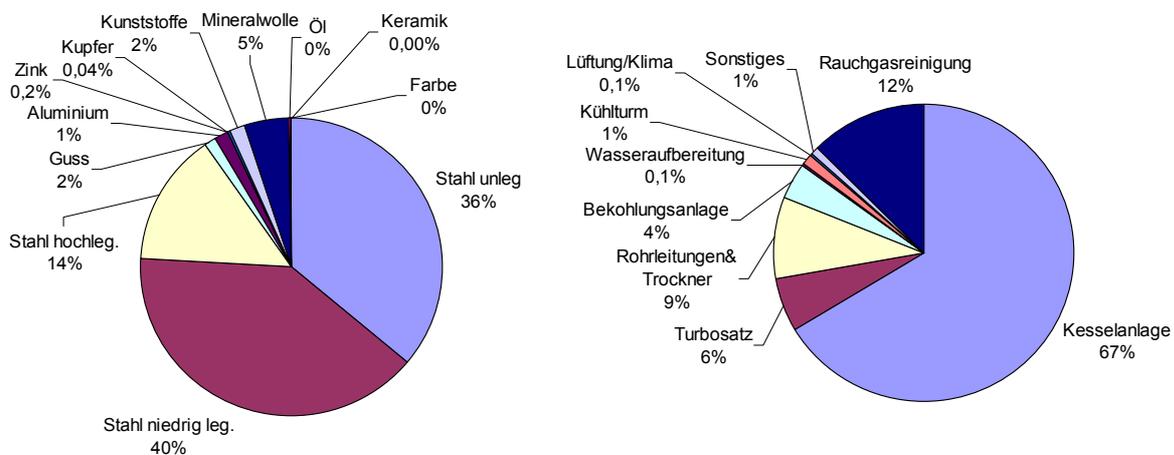


Abbildung 10-28: Anteile verschiedener Materialien und Komponenten an der Maschinentechnik des Kraftwerks Brk-DT-2010 (Gesamtmasse der Maschinentechnik: 85.294 t)

Das Massengerüst der Elektrotechnik des Kraftwerks Brk-DT-2010 wird zu 57 % aus Eisenwerkstoffen gebildet (vgl. Abbildung 10-29). Kupfer ist hiernach mit 23 % der zweitwichtigste Werkstoff. PVC sowie weitere Kunststoffe tragen mit gut 13 % zum Massengerüst insbesondere durch Leitungsisolierungen bei. Die Transformatoren sind mit 44 % die den Materialaufwand der Elektrotechnik bestimmenden Komponenten. Auf die Kabel&Pritschen entfallen 29 %, das restliche Viertel entfällt auf Motoren, Schaltanlagen, Notstromeinrichtungen sowie auf die Warte.

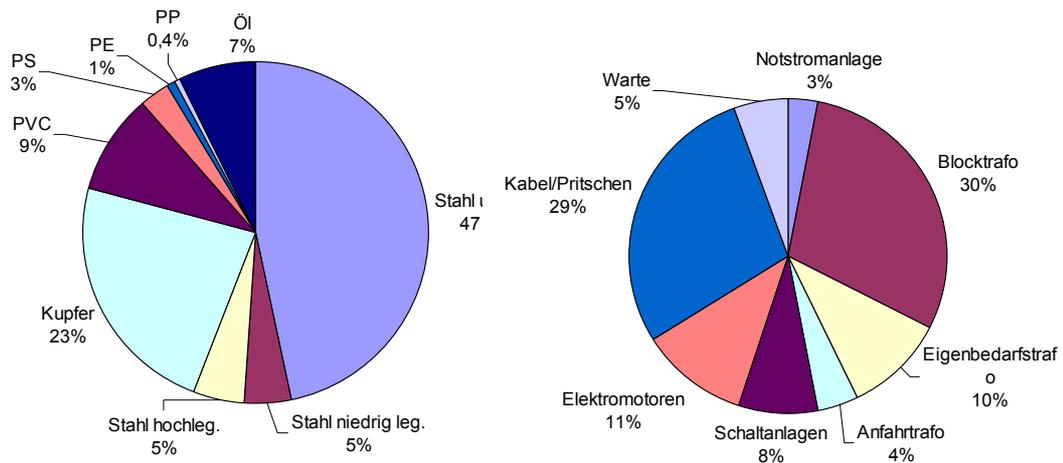


Abbildung 10-29: Anteile verschiedener Materialien und Komponenten an der Elektrotechnik des Kraftwerks Brk-DT-2010 (Gesamtmasse der Elektrotechnik: 4.659 t)

In der Herstellungsphase des Kraftwerks Brk-DT-2010 fallen neben dem zuvor dargestellten Materialbedarf weitere Aufwendungen an, die aus Transporten, Bautätigkeiten und den damit verbundenen Energieaufwendungen stammen. In Tabelle 10-20 sind diese Aufwendungen zusammengestellt.

Tabelle 10-20: Weitere Aufwendungen bei der Herstellung des Kraftwerks Brk-DT-2010

		Anmerkung
Strombedarf beim Bau der Anlage	48,531 GWh	Strom Niederspannung
Bodenaushub (Hydraulikbagger)	498547 m ³	
Transportdienstleistung Bodenaushub	2.073.956 tkm	SLKW 40 t
Transportdienstleistungen (weitere)	85.550.705 tkm	SLKW 40 t
Schmierstoffbedarf	523 t	

10.5.3 Bilanzierung der Nutzungsphase des Kraftwerks Brk-DT-2010

In der Nutzungsphase des Kraftwerks fallen neben dem verstromten Energieträger Braunkohle selbst (vgl. Kapitel 3.3) und den direkten Emissionen weitere Stoffströme und Transportdienstleistungen durch den Verbrauch von Kühlwasser im Kühlturm, den Ersatz von Ab-schlammwasser, für die Entsorgung von Reststoffen sowie zum Betrieb der Rauchgasreini-gungsanlage an.

In Tabelle 10-21 sind die hieraus resultierenden und bilanzierten Stoffströme in der Nutzungsphase des Kraftwerks Brk-DT-2010 zusammengestellt. Die Materialien und Massen, die als Ersatzteile in der Lebenszeit des Kraftwerks bilanziert werden, sind in der Tabelle im Anhang C zusammengestellt und daher hier nicht zusätzlich ausgewiesen.

Tabelle 10-21: Bilanzierte Flüsse in der Nutzungsphase des Kraftwerks Stk-DT-2010

		Anmerkung
Wasserbedarf (Abschlammverluste)	0,02286 kg/kWh _{el}	
Wasserbedarf (Kühlturmzusatzwasser)	1,247 kg/kWh _{el}	
Transportdienstleistung	0,0198 tkm/kWh _{el}	SLKW 40 t
Schmierstoffbedarf	1,356 E-8 t/kWh _{el}	
Kalkstein für REA	0,007644 kg/kWh _{el}	
Ammoniak	1,849 E-7 kg/kWh _{el}	
Altöl/verbraucher Schmierstoff	1,356 E-8 t/kWh _{el}	„Altöl in SAVA“*) “Deponierte Flug- asche”**)
Flugasche zur Deponie	0,0524 kg/kWh _{el}	
Ersatzteile in der gesamten Nutzungszeit	siehe Anhang C	
Braunkohle, rheinisch	2 kWh _{in} /kWh _{el}	
Direkte Emissionen CO ₂	0,3995 kg / kWh _{in}	
Direkte Emissionen SO ₂	0,287 g / kWh _{in}	
Direkte Emissionen CO	0,072 g / kWh _{in}	
Direkte Emissionen N ₂ O	0,0125 g / kWh _{in}	
Direkte Emissionen NO ₂	0,287 g / kWh _{in}	
Direkte Emissionen CH ₄	0,055 g / kWh _{in}	
Direkte Emissionen PM	0,145 g / kWh _{in}	
Direkte Emissionen NMVOC	0,0055 g / kWh _{in}	

*) Benennt den im Datenbestand der /Ökoinventare 1996/ vorhandenen und in dieser Studie zugrunde gelegten Entsorgungsprozess „Altöl in Sonderabfallverbrennungsanlage“

***) Benennt den im Datenbestand der /Ökoinventare 1996/ vorhandenen und in dieser Studie zugrunde gelegten Entsorgungsprozess „Deponierte Flugasche“

10.5.4 Bilanzierung der Entsorgungsphase des Kraftwerks Brk-DT-2010

In der Bilanzierung der Entsorgungsphase des Kraftwerks werden Transporte der verbauten Materialien sowie die thermische Entsorgung von Materialien wie Mineralwolle, Bitumen und Holz betrachtet. Hierbei wird auf der Grundlage des in den vorhergehenden Unterkapiteln dargestellten Materialgerüsts (siehe auch Anhang C) der Transportaufwand ermittelt. Die zugrunde liegenden Annahmen und die daraus resultierenden Transportentfernungen sind in Tabelle 10-22 dargestellt. Baumaterial wird einer Inertstoffdeponie zugeführt (50 km Entfernung), Metalle und Kunststoffe werden zu einem 100 km entfernten Recyclingwerk gebracht und Stoffe wie Bitumen und Mineralwolle werden einer Verbrennungsanlage zugeführt (50 km Distanz).

Tabelle 10-22: Transportdienstleistungen und Massen in der Entsorgungsphase des Kraftwerks Brk-DT-2010

Stoff	Masse (t)	Entfernung (km)	Pfad/Ziel *)	Transportdienstl. (t km)
Beton/Baumaterial	506.069	50	„Beton in Inertstoffdeponie“	25.303.447
Metalle	147.042	100	zur Rezyklierung	14.704.220
Stoffe zur Verbrennung	10.960	50	Müllverbrennungsanlage „Siedlungsabfall in KVA“	547.979
Kunststoffe	1.495	100	zur Rezyklierung	149.498
Summe				40.705.144

*) Die in Häkchen („“) gesetzten Entsorgungspfade entsprechen der Benennung eines in der ETH-Datenbank /Ökoinventare 1996/ vorhandenen Prozesses, der im Rahmen dieser Studie genutzt wird. „KVA“ steht für Kehrichtverbrennungsanlage.

10.5.5 Darstellung der Ergebnisse für den Lebenszyklus

Die in den vorhergehenden Unterkapiteln erläuterten und im Anhang C abgebildeten komponentenspezifischen Massengerüste und Stoff- und Energieströme sind in der Bilanzierungssoftware BALANCE (vgl. Abschnitt 2.1) zur Berechnung der Lebenszyklusinventare des Kraftwerks Brk-DT-2010 abgebildet worden. In Abbildung 10-30 ist die Struktur der Bilanzierung dargestellt.

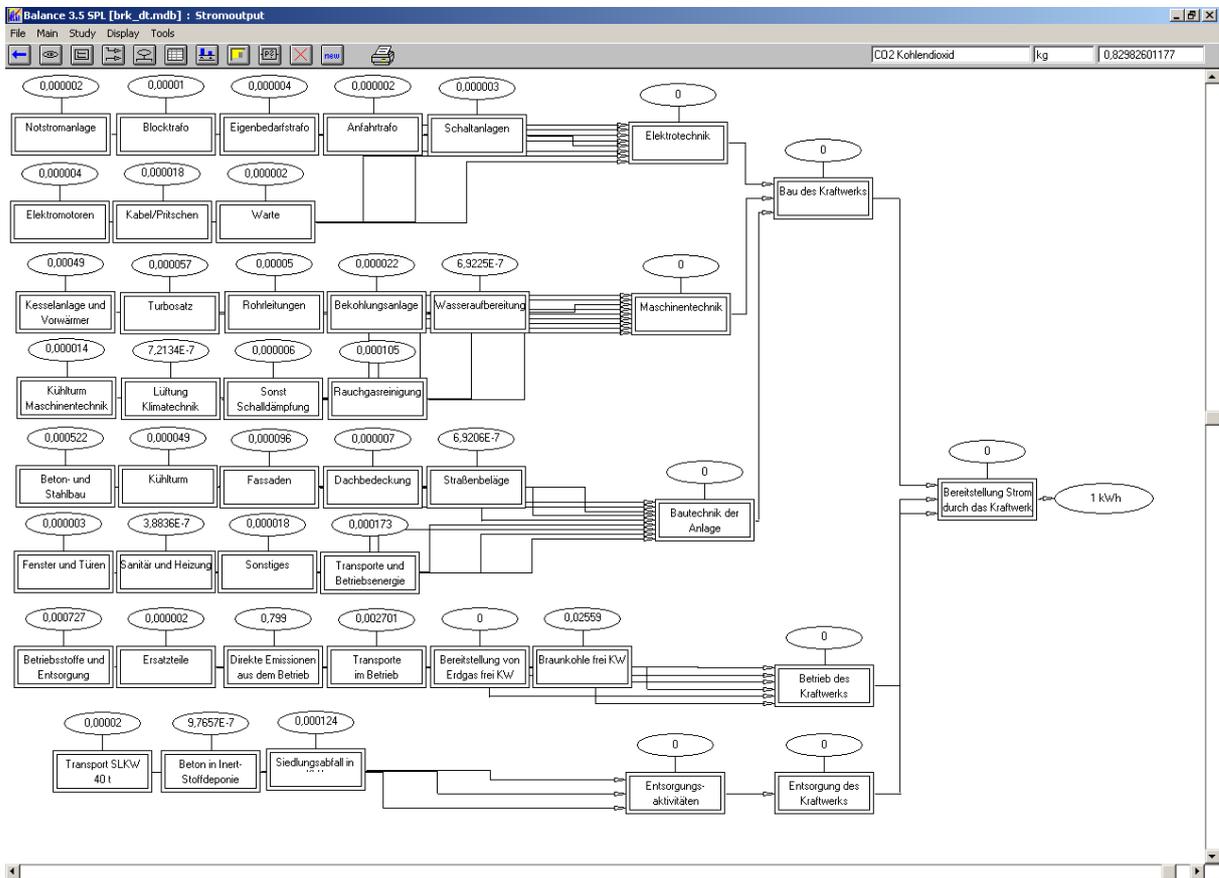


Abbildung 10-30: Struktur der Bilanzierung des Kraftwerks Brk-DT-2010

Die ausgewiesenen Zahlen geben die Höhe der CO₂-Emissionen der abgebildeten Prozesse einschließlich der ihnen vorgelagerten und aus Gründen der Darstellbarkeit ausgeblendeten Prozesse pro kWh erzeugter Elektrizität wieder.

In Abbildung 10-31 sind ausgewählte Emissionen in Luft des Kraftwerks Brk-DT-2010 als Ergebnis der Lebenszyklusbilanzierung dargestellt.

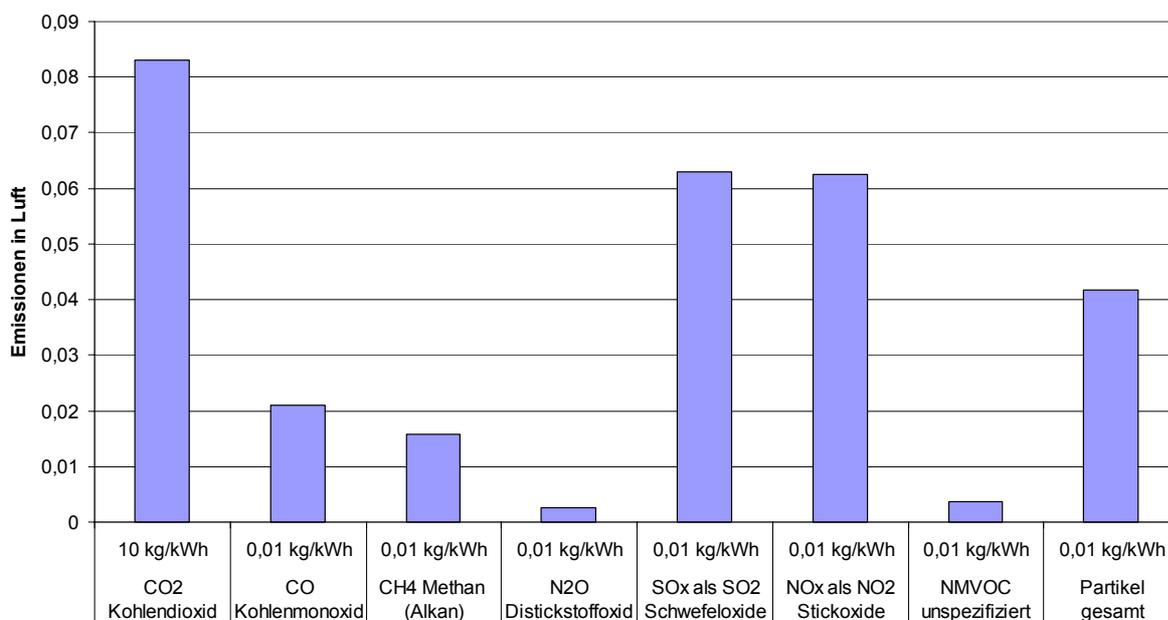


Abbildung 10-31: Resultierende spezifische Emissionen als Ergebnis der Lebenszyklusbilanzierung des Kraftwerks Brk-DT-2010

Die spezifischen kumulierten CO₂-Emissionen liegen bei 830 g/kWh_{el}. Die spezifischen Methanemissionen werden zu rund 160 mg/kWh_{el} bestimmt und liegen damit gut eine Zehnerpotenz niedriger als bei dem steinkohlegefeuerten Dampfturbinenkraftwerk Stk-DT-2010 (vgl. Tabelle 10-16).

Abbildung 10-32 zeigt den spezifischen Verbrauch der Primärenergieträger. Der spezifische kumulierte Primärenergieverbrauch der Stromerzeugung dieses Kraftwerks liegt bei 7,57 MJ/kWh_{el}.¹¹ Der Verbrauch von Braunkohle dominiert den Primärenergiebedarf mit etwa 7,4 MJ/kWh_{el}. Andere Primärenergieträger sind im Vergleich zur Braunkohle praktisch bedeutungslos, da der wesentliche Prozessenergieaufwand in der Nutzungsphase zur Bereitstellung des Brennstoffs Rohbraunkohle in Elektrizität besteht, die wiederum aus Braunkohlekraftwerken bereitgestellt wird. Eine vertiefte Betrachtung der Anteile der Lebenszyklusphasen und einzelner Prozesse an der Höhe der Emissionen sowie der Primärenergieträger und nicht-energetischer Ressourcen wird an späterer Stelle gegeben.

¹¹ Zum Vergleich: Der spezifische KEA des von der FfE betrachteten Braunkohlekraftwerks (Lebensdauer 40 a, Auslastung 7500 h/a) beträgt 8,64 MJ/kWh_{el}. Die Differenz folgt im Wesentlichen aus den unterschiedlichen Wirkungsraden der Anlagen, z. T. aber auch aus den voneinander abweichenden Datengrundlagen und methodischen Bilanzierungsansätzen.

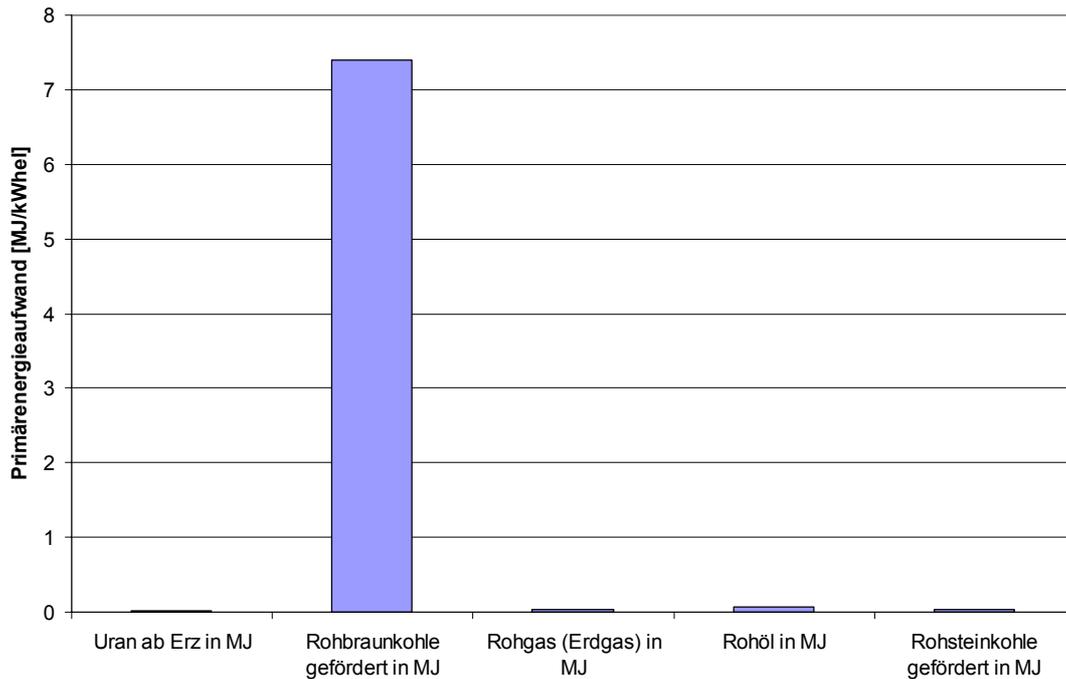


Abbildung 10-32: Spezifischer Primärenergieaufwand nach Primärenergieträgern des Kraftwerks Brk-DT-2010

In Tabelle 10-23 sind ausgewählte und auf 1 kWh_{el} bezogene Lebenszyklusinventare des Kraftwerks Brk-DT-2010 differenziert nach den Gruppen Emissionen in Luft, Verbrauch nicht-energetischer Rohstoffe sowie Verbrauch von Primärenergieträgern zusammengestellt.

Tabelle 10-23: Zusammenstellung ausgewählter Lebenszyklusinventare des Kraftwerks Brk-DT-2010

Emissionen in Luft		
CO ₂ Kohlendioxid	g/kWh _{el}	830
CO Kohlenmonoxid	mg/kWh _{el}	210
CH ₄ Methan (Alkan)	mg/kWh _{el}	159
N ₂ O Distickstoffoxid	mg/kWh _{el}	27
SO _x als SO ₂ Schwefeloxide	mg/kWh _{el}	629
NO _x als NO ₂ Stickoxide	mg/kWh _{el}	626
NMVOC unspezifiziert	mg/kWh _{el}	37
Partikel gesamt	mg/kWh _{el}	418
Rohstoffe		
Bauxit	mg/kWh _{el}	79
Eisen ab Erz	mg/kWh _{el}	979
Kupfer ab Erz	mg/kWh _{el}	11
Primärenergie		
Uran	MJ/kWh _{el}	0,01909
Braunkohle	MJ/kWh _{el}	7,39782
Erdgas	MJ/kWh _{el}	0,04214
Rohöl	MJ/kWh _{el}	0,07129
Steinkohle	MJ/kWh _{el}	0,03603
nicht-regenerativer KEA	MJ/kWh _{el}	7,56638

10.5.6 Darstellung der Ergebnisse für die Lebensphasen

Im Folgenden wird die Bedeutung der einzelnen Lebensphasen für die Größe der Lebenszyklusinventare detaillierter betrachtet. Zunächst wird eine Unterscheidung zwischen den fixen Flüssen, dies sind die, die aus der Herstellung und Entsorgung (Abschnitte 10.5.2 und 10.5.4) stammen, sowie den variablen Flüssen, die durch die Nutzung der Anlage anfallen (vgl. Abschnitt 10.5.3) getroffen. In Tabelle 10-17 sind für das Kraftwerk Brk-DT-2010 ausgewählte Emissionen in Luft sowie Aufwendungen von energetischen und nicht-energetischen Rohstoffen differenziert nach den Lebensphasen Herstellung&Entsorgung (H&E) sowie den Betrieb, bezogen auf die Leistungseinheit kW_{el} bzw. die Energieeinheit kWh_{el} zusammengestellt.

Tabelle 10-24: Spezifische Stoffflüsse und Energieaufwendungen des Kraftwerks Brk-DT-2010 in den Lebensphasen Herstellung&Entsorgung und Betrieb

	H&E	Betrieb
Emissionen in Luft	g/kW_{el}	g/kWh_{el}
CO ₂ Kohlendioxid	474214	828
CO Kohlenmonoxid	4911,4	0,1913
CH ₄ Methan (Alkan)	1680,9	0,1524
N ₂ O Distickstoffoxid	9,6	0,0266
SO _x als SO ₂ Schwefeloxide	5499,8	0,6080
NO _x als NO ₂ Stickoxide	958,6	0,6223
NMVOC unspezifiziert	464,6	0,0349
Partikel gesamt	887,9	0,4148
Rohstoffe	g/kW_{el}	g/kWh_{el}
Bauxit	17490,2	0,0122
Eisen ab Erz	168913,1	0,3360
Kupfer ab Erz	1006,2	0,0070
Primärenergie	MJ/kW	$\text{MJ/kWh}_{\text{el}}$
Uran	1954206	0,0116
Braunkohle	336419	7,3965
Erdgas	469836	0,0403
Rohöl	1870077	0,0642
Steinkohle	3718291	0,0219
nicht-regenerativer KEA	8348828	7,535

Für den im vorherigen Abschnitt zugrundegelegten Referenzfall einer Auslastung des Kraftwerks mit 7500 h/a bei einer Lebensdauer von 35 a sind in Abbildung 10-33 die Anteile der Nutzungsphase sowie der Herstellungs- und Entsorgungsphase (zusammengefasst) an der Höhe ausgewählter Lebenszyklusinventare dargestellt.

Luftgetragene Emissionen stammen zu mindestens 90 % aus dem Betrieb der Anlage selbst. Bei den in Abbildung 10-33 ausgewählten nicht-energetischen Rohstoffen liegen die Anteile der Nutzungsphase zwischen rund 20 % und 65 % (Metalle). Der Kalksteinbedarf ist trotz der großen Masse der Bautechnik zu weit über 90 % durch die Nutzungsphase domi-

niert, da dieses Material als Betriebsstoff der Rauchgasentschwefelungsanlage eingesetzt wird.

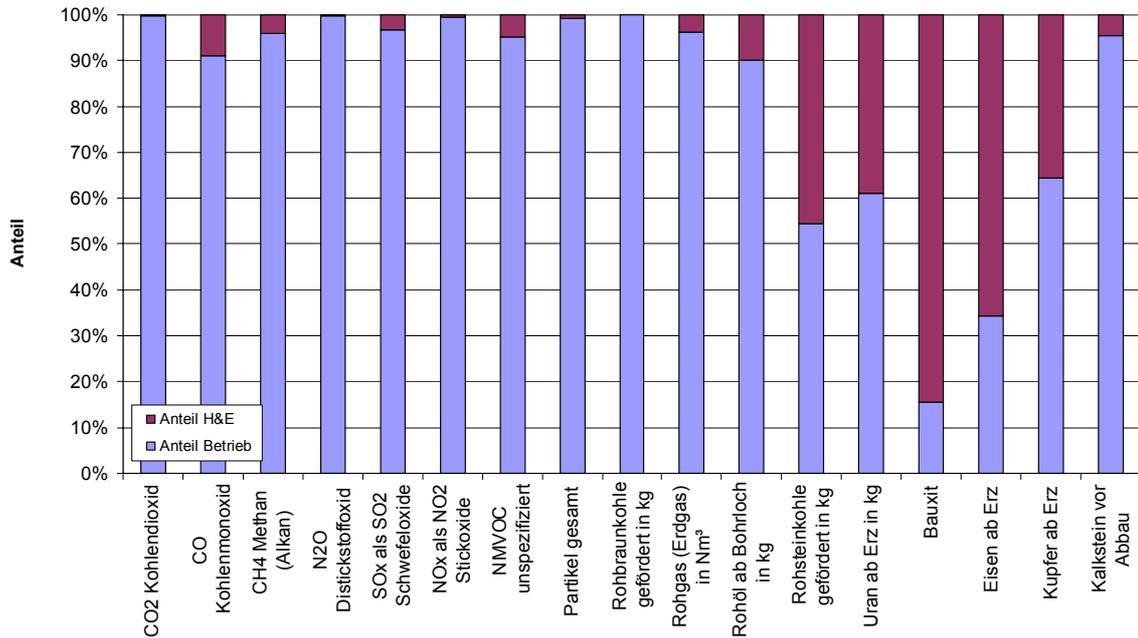


Abbildung 10-33: Anteile der Nutzungsphase sowie der Herstellungs- und Entsorgungsphase an den Lebenszyklusinventaren des Kraftwerks Brk-DT-2010 (Auswahl)

Abbildung 10-34 stellt die Anteile verschiedener an der Nutzungsphase des Kraftwerks beteiligter Prozesse an der Höhe ausgewählter luftgetragener Emissionen dar. Mit Ausnahme der Methan-Emissionen sind die direkten Emissionen aus der Verbrennung der Braunkohle mit einem Anteil von mindestens 90 % für die Höhe bestimmend. Die betriebsbedingten Methan-Emissionen werden zu etwa über 70 % durch direkte Emissionen erklärt, auf die Bereitstellung des Energieträgers entfällt knapp 1/4. Aus Aufwendungen im Betrieb durch die Bereitstellung von Betriebsstoffen sowie Transporte folgen etwa 5 % der Emissionen des CH₄. Die bilanzierten Ersatzteile spielen bezüglich der ausgewählten Emissionen keine Rolle.

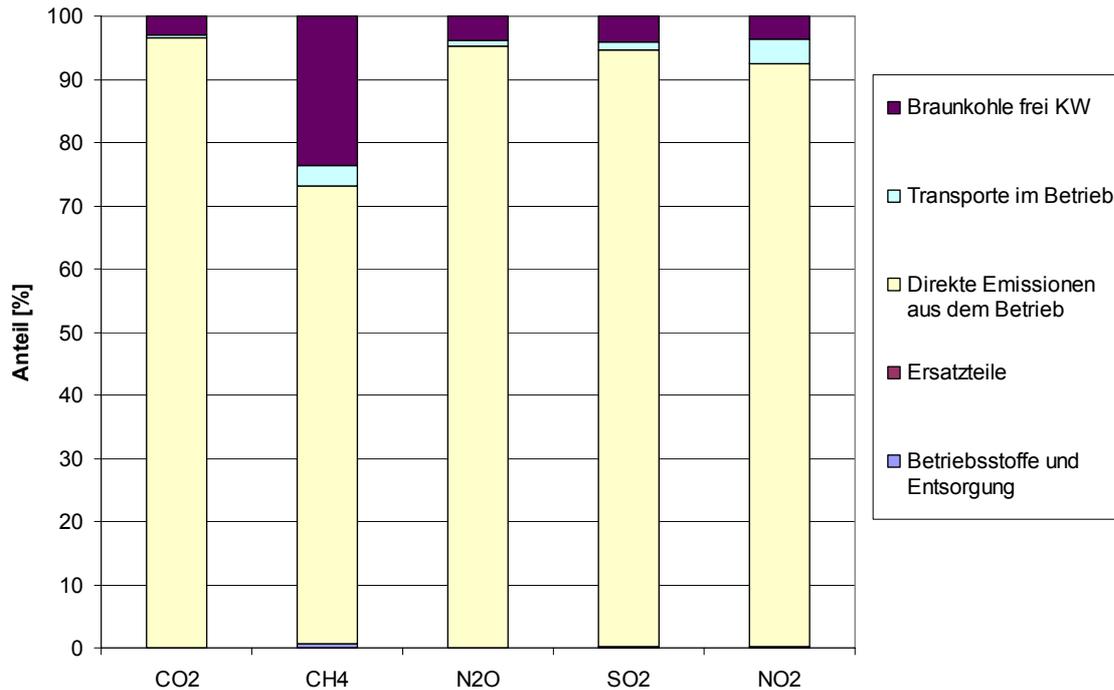


Abbildung 10-34: Anteile von Prozessen in der Nutzungsphase an ausgewählten luftgetragenen Emissionen des Betriebs

10.5.7 Sensitivitätsanalysen

In den zuvor diskutierten Ergebnissen der Lebenszyklusbetrachtung wurde eine jährliche Volllaststundenzahl des Kraftwerks von 7500 h/a zugrunde gelegt. Dies entspricht einem typischen Grundlastbetrieb, der für heutige Braunkohlekraftwerke charakteristisch ist. Aufgrund der kapitalintensiven Anlagentechnik bei gleichzeitig vergleichsweise niedrigen Brennstoffkosten kann davon ausgegangen werden, dass der Grundlastbetrieb auch zukünftig die bevorzugte Betriebsweise der Anlagen sein wird.

Grundsätzlich könnten sich unter entsprechend veränderten Rahmenbedingungen in der Elektrizitätswirtschaft aus ökonomischer Sicht auch andere Betriebsweisen als sinnvoll oder notwendig ergeben. Im folgenden wird im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse betrachtet, welchen Einfluss eine veränderte Anlagenauslastung auf die Höhe der spezifischen Lebenszyklusinventare hat. In Abbildung 10-35 und Abbildung 10-36 sind für ausgewählte Emissionen in Luft, Primärenergieträger (Abbildung 10-35) sowie nichtenergetische Rohstoffe (Abbildung 10-36) die Änderungen der jeweiligen Quantitäten der Inventare gegenüber dem Referenzfall mit 7500 h/a bei einer Variation der Volllaststunden zwischen 1000 und 8000 h/a dargestellt.

Stoffspezifisch werden erheblich unterschiedliche Abhängigkeiten von der Anlagenauslastung ermittelt. Insbesondere bei den nicht-energetischen Rohstoffen wird deutlich, dass bei einer Halbierung der Anlagenauslastung signifikante Änderungen um bis zu etwa 90 % bestimmt werden. In Abhängigkeit von der jeweiligen Fragestellung kann eine Korrektur der Lebenszyklusinventare mit Blick auf die im konkreten Fall zugrunde zulegende Betriebswei-

se erforderlich sein. Dies gilt neben der Volllaststundenzahl analog auch für gegenüber dem Referenzfall abweichenden Anlagenlebensdauern.

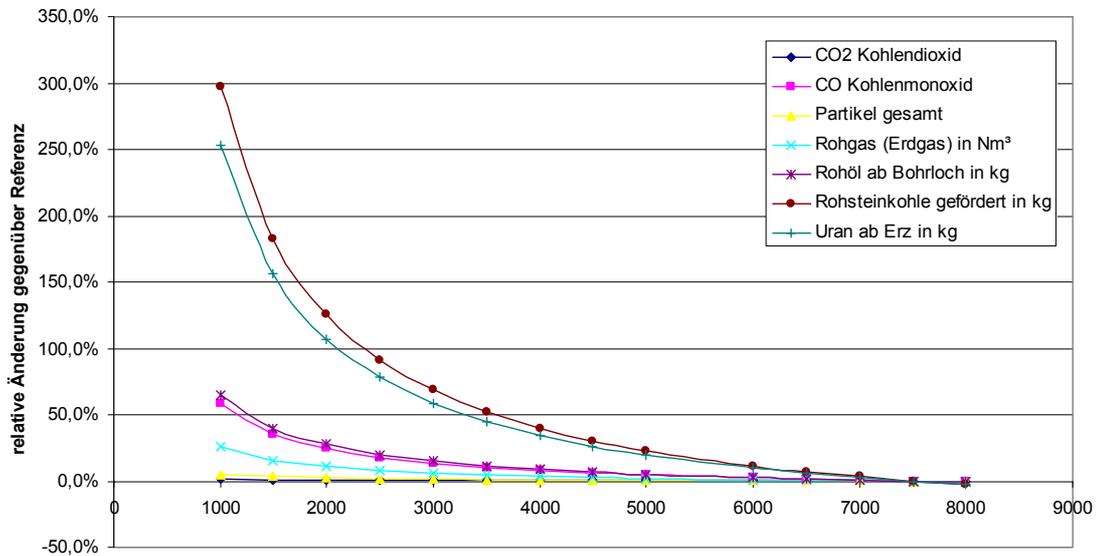


Abbildung 10-35: rel. Änderung der spezifischen Mengen ausgewählter Emissionen in Luft und der Primärenergieträger von der Volllaststundenzahl (Referenz: 7500 h/a)

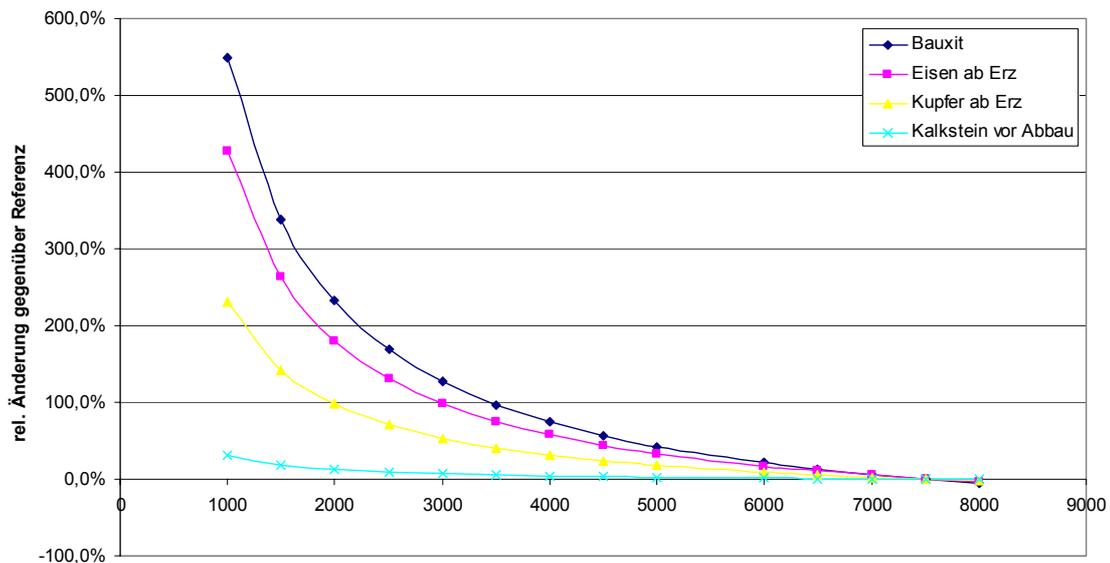


Abbildung 10-36: Relative Änderung der spezifischen Mengen ausgewählter Emissionen in Luft und der Primärenergieträger des Kraftwerks Brk-DT-2010 in Abhängigkeit von der Volllaststundenzahl (Referenz: 7500 h/a)

Bei der Bereitstellung der Braunkohle (vgl. Kapitel 3.3) wurde der elektrische Prozessenergiebedarf durch ein Braunkohlekraftwerk gedeckt. Der Ansatz beruht auf der Lage der westdeutschen Braunkohletagebaue in unmittelbarer Nähe zu den Kraftwerken. Von daher wurde es als plausibel betrachtet, dass nicht Strom aus dem öffentlichen Netz sondern direkt aus dem benachbarten Kraftwerk bezogen wird. Neben dieser im Referenzfall gewählten Betrachtungsweise wurde zusätzlich eine Variante bilanziert, bei der der elektrische Pro-

zessenergiebedarf aus dem öffentlichen Versorgungsnetz (Strommix 2010 nach dem Referenzszenario der Enquetekommission, vgl. Abschnitt 3.5) gedeckt wurde. In Tabelle 10-25 sind ausgewählte resultierende Lebenszyklusinventare der Strombereitstellung zusammengestellt. Gegenüber dem Referenzfall (vgl. Tabelle 10-23) werden geringfügig niedrigere CO₂-Emissionen (- 4 g/kWh_{el}) bei einem gleichzeitig um rund 1,4 % gestiegenen kumulierten Primärenergieaufwand berechnet. Dies ist Folge der gegenüber dem modernen Kohlekraftwerk im Strommix geringeren spezifischen CO₂-Emissionen und im Strommix niedrigeren Bereitstellungsnutzungsgrad. Bezogen auf die Niederspannungsebene beträgt der Bereitstellungsnutzungsgrad 0,323 (vgl. Abschnitt 3.5).

Tabelle 10-25: Ausgewählte Lebenszyklusinventare bei Nutzung des Strommixes 2010 für die Förderung und Bereitstellung der Braunkohle

Emissionen in Luft		
CO ₂ Kohlendioxid	g/kWh _{el}	826
CO Kohlenmonoxid	mg/kWh _{el}	214
CH ₄ Methan (Alkan)	mg/kWh _{el}	194
N ₂ O Distickstoffoxid	mg/kWh _{el}	27
SO _x als SO ₂ Schwefeloxide	mg/kWh _{el}	635
NO _x als NO ₂ Stickoxide	mg/kWh _{el}	633
NM VOC unspezifiziert	mg/kWh _{el}	38
Partikel gesamt	mg/kWh _{el}	417
Rohstoffe		
Bauxit	mg/kWh _{el}	79
Eisen ab Erz	mg/kWh _{el}	989
Kupfer ab Erz	mg/kWh _{el}	11
Primärenergie		
Uran	MJ/kWh _{el}	0,14172
Braunkohle	MJ/kWh _{el}	7,28802
Erdgas	MJ/kWh _{el}	0,06947
Rohöl	MJ/kWh _{el}	0,07586
Steinkohle	MJ/kWh _{el}	0,09699
nicht-regenerativer KEA	MJ/kWh _{el}	7,67206

10.6 Stein- und braunkohleversorgte IGCC-Kraftwerke

10.6.1 Stand der Technik und Definition der Referenzkraftwerkstechnik für IGCC-Kraftwerke

In Kapitel 10.4 wurde bereits dargelegt, dass Wirkungsgrade > 55 % mit dem herkömmlichen Dampfkraftwerk (Arbeitsmittel Wasser/Wasserdampf) auch bei Verwendung von Ni-Basis-Legierungen für thermisch hochbeanspruchte Komponenten selbst langfristig kaum erreichbar sein werden. Deshalb wurde und wird nach besser geeigneten Arbeitsmitteln und nach anderen Energieumwandlungsverfahren gesucht. Als bisher günstigste und billigste Lösung hat sich die Kombination von erdgasbefeuerten Gasturbinen mit nachgeschalteten Dampftur-

binen herausgestellt. Kraftwerkskonzepte dieser Art wurden bereits mit Blick auf zukünftige Entwicklungsmöglichkeiten in Kapitel 10.3 dieses Berichts diskutiert.

Gasturbinen (GT) können allerdings nicht mit heißen ungereinigten Rauchgasen aus einer Kohlefeuerung beaufschlagt werden. Für die Verwendung von Kohle in Gasturbinen bzw. Gasturbinen-Kombi-Kraftwerken gibt es eine Reihe von Konzepten. IGCC-Kraftwerke (Integrated Gasification Combined Cycle) erscheinen derzeit für große Kohle-Gas-Dampfturbinen-Kombi-Anlagen am geeignetsten. Sie sind grundsätzlich mit marktgängigen Komponenten und erprobten Werkstoffen baubar und können potenziell (abhängig von der Gasturbinenentwicklung) höhere Wirkungsgrade als Dampfkraftwerke erreichen.

Weltweit wurden bereits etwa ein Dutzend GuD-Kraftwerke mit integrierter Vergasung¹² (IGCC-Kraftwerke) mit unterschiedlichen Vergasungsverfahren errichtet. Diese Anlagen stellen jedoch keine serienreifen und ausgereiften IGCC-Kraftwerke dar. Die bisher errichteten Anlagen haben eher Prototypcharakter, dienen zum Nachweis der Machbarkeit und reizen die technischen Potenziale insbesondere hinsichtlich der Wirkungsgrade der Technologie noch nicht aus. Hinsichtlich Schadstoffemissionen sind sie den konventionellen Kohle-dampfkraftwerken bereits heute überlegen, bezüglich Stromerzeugungskosten und Verfügbarkeit jedoch noch nicht konkurrenzfähig.

In Abbildung 10-37 ist das Prozessschema eines IGCC-Kraftwerks dargestellt.

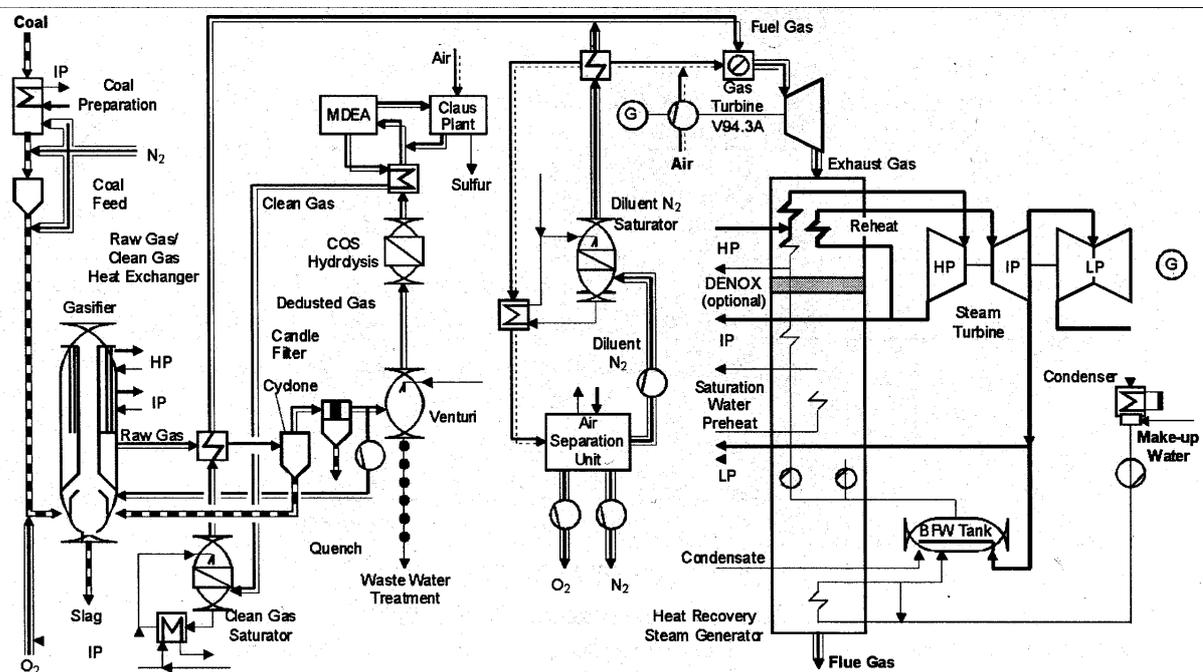


Abbildung 10-37: Prozessschema eines IGCC-Kraftwerks /Advanced Cycles 1998/

¹² Vollintegriert heißt, dass der bei der Luftzerlegung anfallende Stickstoff als Inertgas zur Einstellung der Verbrennungstemperatur dem Brenngas vor Eintritt in die Gasturbinenbrennkammer beigemischt wird. Das ermöglicht die Verwendung des für Erdgas ausgelegten Kombi-Blocks. Aber auch ohne Einbindung der Luftzerlegungsanlage in den Kombi-Block verwendet man die Bezeichnung IGCC. Bei allen IGCC-Konzepten werden die bei der Vergasung- und Rohgaskühlung anfallenden Abwärmen für die Dampferzeugung genutzt.

Der Kohleaufbereitung schließt sich der Vergasungsprozess an, in dem der Brennstoff mit Sauerstoff, der in einer anlagenintegrierten Luftzerlegungsanlage gewonnen wird, vergast wird.

Die Abscheidung der für den Einsatz in der Gasturbine problematischen Stoffe, u. a. Schwefel und schwermetallhaltige Stäube, erfolgt nach der Vergasung und vor der Verbrennung des Synthesegases in der Brennkammer der Gasturbine. Eine Reinigung des mit einer Temperatur von rund 1300 °C aus dem Vergaser austretenden Rohgases ist heute technisch jedoch nicht möglich.

Das Gas muss daher zunächst aufwendig gekühlt werden, bevor es in einem Zyklon, Filter und Venturi-Wäscher von Stäuben und in einer Clausanlage von H₂S-Komponenten gereinigt werden kann. Die Abkühlung des Synthesegases ist mit Exergieverlusten und in deren Folge mit einer Senkung des Anlagenwirkungsgrades verbunden. Gegenwärtig werden Entwicklungen angestrebt, die eine Reinigung des Rohgases bei höheren Temperaturen als 600 °C ermöglichen. /COORETEC 2003/. Im Rahmen eines EU-Vorhabens wurden Ende der 90er Jahre in Kooperation der Industrie mit wissenschaftlichen Instituten umfangreiche Untersuchungen zu den erwarteten technischen Potenzialen sowie ökonomischen und ökologischen Eigenschaften von IGCC-Kraftwerken durchgeführt /Advanced Cycles 1998/. Die Arbeiten weisen Forschungs- und Entwicklungsbedarf aus, der sich u. a. auf die Anpassung der heute verfügbaren Gasturbinen an den Einsatz des Synthesegases als Brennstoff bezieht. Das in Abbildung 10-37 dargestellte Verfahrensschema ist aus den Arbeiten des EU-Vorhabens hervorgegangen.

Ein weiteres Merkmal der IGCC-Technologie ist die Möglichkeit, durch die Claus-Anlage im Brennstoff enthaltenen Schwefel in elementarer Form zu gewinnen (siehe Abbildung 10-37). Daher sind Rauchgasreinigungseinrichtungen wie Entschwefelungsanlagen und Elektrofilter zur Staubabscheidung bei IGCC-Anlagen nicht erforderlich.

Auf der Grundlage der Untersuchungen und laufenden Forschungsarbeiten wird erwartet, dass für Serienanlagen repräsentative IGCC-Kraftwerke voraussichtlich ab 2010 verfügbar sein können. Für die Projektion der zukünftig typischen IGCC-Kraftwerke wird eine Entwicklung der Wirkungsgrade erwartet, die sich unmittelbar an der Effizienzsteigerung der erdgasgefeuerten Gasturbinen orientieren wird. Zu dem Zeitpunkt, zu dem erdgasbefeuerte GuD-Kraftwerke z. B. einen Wirkungsgrad von 63 % erreichen (nach /IKARUS 2003/ werden Kraftwerke mit diesem Wirkungsgrad etwa im Jahr 2030 als verfügbar angenommen), könnten IGCC-Kraftwerken (evtl. zeitlich verzögert) auf etwa 56 % kommen /Kloster 1998/ und damit höher liegen, als dies für Dampfturbinenkraftwerke erwartet wird.

Mit Blick auf die nähere Zukunft (ca. 2010), für die im Rahmen dieser Studie Anlagenkonzepte betrachtet werden sollen, wird, angelehnt an die erwartete Entwicklung der Erdgas-GuD-Anlagen für IGCC-Kraftwerke, die ab dem Jahr 2010 verfügbar sind (vgl. Abschnitt 10.3.1), ein Nettowirkungsgrad von 51,5 % zugrunde gelegt.

IGCC-Kraftwerke weisen bezüglich des Brennstoffs eine größere Flexibilität auf als Dampfturbinenkraftwerke. In Spanien z. B. wird ein IGCC-Kraftwerk betrieben, das neben Kohle auch Reststoffe aus der petrochemischen Industrie energetisch nutzt. Gegenstand des Vorhabens /Advanced Cycles 1998/ war auch die Untersuchung zu Möglichkeiten der Nut-

stundenzahl von 7500 h/a angenommen. In Kapitel 10.6.7 wird im Rahmen einer Sensitivitätsbetrachtung der Einfluss einer veränderten Auslastung und einer gegenüber dem Referenzfall auf 25 Jahre reduzierten technischen Lebensdauer auf die Lebenszyklusinventare untersucht.

Tabelle 10-26: Technische Daten der IGCC-Kraftwerke Stk-IGCC-2010 und Brk-IGCC-2010

Größe	Einheit	Stk-/Brk-IGCC
$P_{el\ netto}$	MW_{el}	451
$P_{el\ brutto}$	MW_{el}	480
Feuerungsleistung	MW	875
Kühlleistung	MW	334
Wirkungsgrad netto	%	51,5
Volllaststunden	h/a	7500
Lebensdauer	a	35
Eigenbedarf	%	6

10.6.2 Bilanzierung der Herstellungsphase der IGCC-Kraftwerke

Bei dem hier betrachteten Kraftwerk handelt es sich um eine Anlage, für die kein Materialgerüst einer Referenzanlage vorliegt, aus dem direkt über den Ansatz der Skalierung (vgl. Abschnitt 10.2) auf die Materialaufwendungen der IGCC-Kraftwerke geschlossen werden kann. Die Materialaufwendungen einzelner Komponenten der in den vorhergehenden Kapiteln diskutierten Anlagen (Erdgas-GuD (Abschnitt 10.3.2), Steinkohle-DT (Abschnitt 10.4.2)) können jedoch zum Teil unmittelbar für die hier zu betrachtenden Anlagen übernommen werden. Hierzu zählen insbesondere die Baugruppe Gasturbine und GT-Generator des Kraftwerks GuD-2010, die Bekohlungsanlage sowie Teile der Bautechnik (Lager&Verwaltung, Straßenbeläge) des Kraftwerks IGCC-2010. Andere Komponenten können über Skalierungen aus den Materialgerüsten der Anlagen GuD-2010 und Stk-DT-2010 mit Hilfe der in Kapitel 10.2 erläuterten Skalierungsverfahren abgeleitet oder abgeschätzt werden. Hierzu zählen z. B. im Bereich der Bautechnik der Kühlturm, Gebäude&Fassaden, im Bereich der Maschinen- und Elektrotechnik u. a. die Komponenten Dampfturbosatz, Kühlturmeinbauten, Transformatoren sowie die Kabeltechnik.

Im IGCC-Kraftwerk werden weitere Komponenten benötigt, für die aus den bekannten Anlagen keine komponentenbasierten Materialgerüste vorliegen, wie z. B. für die Luftzerlegungsanlage, die Clausanlage, das Vergasungssystem sowie auch verschiedene Filter- und Reinigungssysteme. Im Rahmen dieser Studie wurden für diese Komponenten Abschätzungen auf der Grundlage von Materialgerüsten anderer, bekannter Komponenten getroffen. Für die beim IGCC-Kraftwerk zahlreichen Wärmeübertrager wurde z. B. über das Verhältnis der zu übertragenden Wärmen eine Abschätzung basierend auf dem Abhitzedampferzeuger des GuD-Kraftwerks getroffen. Die Annahmen hierzu sind mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Gleichzeitig muss hierbei aber auch berücksichtigt werden, dass die Maschinenteknik, auf die die größten Unsicherheiten fallen, an dem gesamten Materialgerüst z. B. des Steinkohlekraftwerks einen Anteil von 10 % besitzt und damit die Auswirkungen von Fehlern

bzw. Unsicherheiten bei den Abschätzungen einzelner Komponenten auf einen vergleichsweise kleinen Bereich beschränkt bleiben.

In Abbildung 10-39 ist die Aufteilung der Gesamtmasse des IGCC-Kraftwerks - beim Bau der Anlage wird nicht zwischen dem Steinkohle- und Braunkohle-IGCC unterschieden - auf die Gruppen Bautechnik, Maschinenteknik und Elektrotechnik dargestellt.

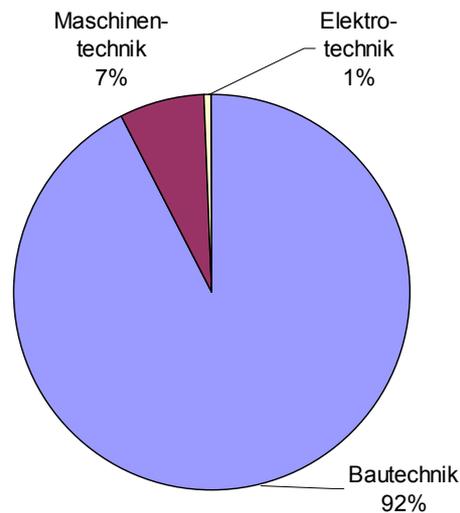


Abbildung 10-39: Makroaufteilung der Gesamtmasse des IGCC-Kraftwerks (Gesamtmasse: 353.747 t)

Das vollständige Massengerüst der Anlage ist im Anhang D dieses Teilberichts wiedergegeben und wird daher an dieser Stelle nicht im Einzelnen diskutiert. Der Anteil der Bautechnik dominiert mit über 90 %, die Maschinenteknik folgt mit rund 7 %, die Elektrotechnik spielt mit einem Anteil von etwa einem Prozent nur eine untergeordnete Rolle.

In Tabelle 10-27 sind die Werkstoffaufwendungen nach Werkstoffgruppen absolut, als Anteile und bezogen auf die Leistungseinheit [kW] der Kraftwerke Stk-IGCC-2010 und Brk-IGCC-2010 zusammengestellt

Tabelle 10-27: Anteile verschiedener Werkstoffgruppen an der Gesamtmasse und leistungsspezifische Materialaufwendungen der IGCC-Kraftwerke

	Masse	Anteil	spez. Materialaufwand
	[t]	[%]	[kg/kW]
Beton	310884	87,9%	689,6
Eisenwerkstoffe	37520	10,6%	124,1
NE-Metalle	2386	0,7%	13,5
Kunststoffe	1192	0,3%	23,1
Andere Stoffe	1765	0,5%	50,4
Summe	353747	100,0%	47,2

Beton kommt ein Anteil von rund 88 % zu, auf Eisenwerkstoffe entfallen knapp 11 %. Alle anderen Werkstoffgruppen liegen zusammengefasst bei etwa 1,5 %. Eine detailliertere Aufschlüsselung der Bautechnik nach ihren Komponenten und Materialien ist in Abbildung 10-40 gegeben.

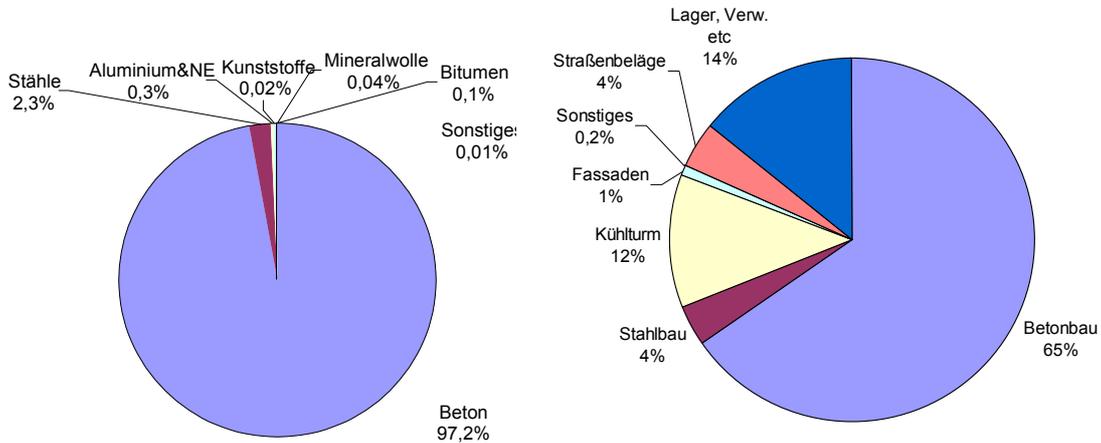


Abbildung 10-40: Anteile verschiedener Materialien und Komponenten an der Bautechnik der IGCC-Kraftwerke (Gesamtmasse der Bautechnik: 327.260 t)

Bezüglich der Werkstoffe entfallen über 97 % auf Beton, gut 2 % der Masse der Bautechnik folgen aus Stahlerzeugnissen. Gut 2/3 der Gesamtmasse entfallen hierbei auf allgemeinen Betonbau für verschiedene Bauwerke, die nicht im Einzelnen aufgeschlüsselt werden. Dem Kühlturm sowie den Gebäuden für Lager und Verwaltung fallen mit 14 % bzw. 12 % die nächstgrößeren Anteile zu.

In der Maschinenteknik dominiert analog zu den Bilanzen der anderen Kraftwerke die Werkstoffgruppe der Eisenmetalle mit gut 90 % (vgl. Abbildung 10-41). Bezüglich der Aufteilung der Massen auf Komponenten stellen die Wärmeübertrager, Rohrleitungen sowie der Vergaser hiernach die bedeutendsten Gruppen dar. Gleichzeitig muss jedoch berücksichtigt werden, dass in der Gruppe der Maschinenteknik die größten Unsicherheiten bestehen.

Die Elektrotechnik trägt zu der Gesamtmasse der Anlage mit rund 3000 t nur zu etwa einem Prozent bei. Auf Kupfer entfallen gut 40 %, auf Eisenmetalle 33 %. Kunststoffe für Isolierungen - insbesondere PVC - nehmen mit 14 % den nächstgrößten Anteil ein (vgl. Abbildung 10-42). Etwa 44 % der Masse der Elektrotechnik folgen aus Kabeln und Pritschen, rund ein Viertel aus Schaltanlagen, ca. 16 % des Materialbedarfs entfallen auf verschiedene Transformatoren.

Tabelle 10-28: Weitere Aufwendungen bei der Herstellung der IGCC-Kraftwerke

		Anmerkung
Strombedarf beim Bau der Anlage	18,76 GWh	Strom Niederspannung
Bodenaushub (Hydraulikbagger)	185.039 m ³	
Transportdienstleistung Bodenaushub	777.162 tkm	SLKW 40 t
Transportdienstleistungen (weitere)	48.715.182 tkm	SLKW 40 t
Schmierstoffbedarf	280,6 t	

10.6.3 Bilanzierung der Nutzungsphase der IGCC-Kraftwerke

In Tabelle 10-29 sind die betrachteten Stoffströme in der Nutzungsphase der Kraftwerke Stk-IGCC-2010 und Brk-IGCC-2010 zusammengestellt.

Tabelle 10-29: Bilanzierte Flüsse in der Nutzungsphase der Kraftwerke Stk-IGCC-2010 und Brk-IGCC-2010

Stk-DT-2010	Stk-IGCC-2010	Brk-IGCC-2010	Anmerkung
Wasserbedarf (Abschlammverluste)	0,01198 kg/kWh _{el}	0,01198 kg/kWh _{el}	
Wasserbedarf (Kühlturmzusatzwasser)	0,9149 kg/kWh _{el}	0,9149 kg/kWh _{el}	
Transportdienstleistung	0,0189 tkm/kWh _{el}	0,0189 tkm/kWh _{el}	SLKW 40 t
Schmierstoffbedarf	1,63 E-8 t/kWh _{el}	1,63 E-8 t/kWh _{el}	
Ammoniak für DENOX	0,0003929 kg/kWh _{el}	0,0003929 kg/kWh _{el}	
Heizölbedarf	5,915 E-7 t/kWh _{el}	5,915 E-7 t/kWh _{el}	
Altöl/Verbrauchter Schmierstoff	1,63 E-8 t/kWh _{el}	1,63 E-8 t/kWh _{el}	„Altöl in SAVA“*)
Schlacke zur Deponie	0,01853 kg/kWh _{el}	0,0233 kg/kWh _{el}	„Deponierte Flug- asche“**)
Element. Schwefel als Kuppelprodukt	0,0023858 kg/kWh _{el}	0,00863 kg/kWh _{el}	
Ersatzteile in der gesamten Nutzungszeit	siehe Anhang D	siehe Anhang D	
Steinkohle, Mix frei Kraftwerk	1,94175 kWh _{in} /kWh _{el}	1,94175 kWh _{in} /kWh _{el}	
Direkte Emissionen CO ₂	0,33464 kg / kWh _{in}	0,39935 kg / kWh _{in}	
Direkte Emissionen SO ₂	0,10094 g / kWh _{in}	0,29351 g / kWh _{in}	
Direkte Emissionen CO	0,02997 g / kWh _{in}	0,0343 g / kWh _{in}	
Direkte Emissionen N ₂ O	0,01391 g / kWh _{in}	0,01274 g / kWh _{in}	
Direkte Emissionen NO ₂	0,0824 g / kWh _{in}	0,19355 g / kWh _{in}	
Direkte Emissionen CH ₄	0,00618 g / kWh _{in}	0,005439 g / kWh _{in}	
Direkte Emissionen PM	0 g / kWh _{in}	0 g / kWh _{in}	
Direkte Emissionen NMVOC	0 g / kWh _{in}	0 g / kWh _{in}	

*) Benennt den im Datenbestand der /Ökoinventare 1996/ vorhandenen und in dieser Studie zugrunde gelegten Entsorgungsprozess „Altöl in Sonderabfallverbrennungsanlage“

***) Benennt den im Datenbestand der /Ökoinventare 1996/ vorhandenen und in dieser Studie zugrunde gelegten Entsorgungsprozess „Deponierte Flugasche“. Er wird hier auch für die Entsorgung der Schlacke vereinfachend angesetzt.

Hier werden neben den verstromten Energieträgern Braun- bzw. Steinkohle selbst und den jeweiligen direkten Emissionen weitere Stoffströme und Transportdienstleistungen durch den Verbrauch von Kühlwasser im Kühlturm, den Ersatz von Abschlammwasser des Dampfturbinenkreislaufs sowie für die Entsorgung von Reststoffen berücksichtigt. Als Ersatzteile werden hier insbesondere Elektromotoren sowie weitere nicht im Detail spezifizierte Ersatzteile betrachtet, deren Materialgerüst für beide Anlagen einheitlich im Anhang D zusammengestellt ist und daher hier nicht zusätzlich ausgewiesen wird.

10.6.4 Bilanzierung der Entsorgungsphase der IGCC-Kraftwerke

In der Entsorgungsphase der Kraftwerke werden im Rahmen dieser Studie Transporte von Materialien sowie die thermische Entsorgung von Stoffen betrachtet, die nicht einer Rezyklierung zugeführt werden können. Auf der Grundlage der verbauten Materialien in den IGCC-Kraftwerken werden die zur Entsorgung anstehenden Massen ermittelt. Die zugrunde liegenden Annahmen und die daraus resultierenden Transportentfernungen sind in Tabelle 10-30 dargestellt. Entsprechend den Ansätzen bei den anderen fossil befeuerten Kraftwerken wird Baumaterial einer Inertstoffdeponie zugeführt (50 km Entfernung), Metalle und Kunststoffe werden zu einem 100 km entfernten Recyclingwerk gebracht, und Stoffe wie Bitumen und Mineralwolle werden einer Verbrennungsanlage zugeführt (50 km Distanz). Die Transporte werden berücksichtigt, während die Rezyklierungsprozesse selbst nicht Gegenstand dieser Studie sind. Die thermische Entsorgung ist berücksichtigt, da bezüglich der Aufwendungen zur Herstellung des Kraftwerks keine Unterschiede zwischen der steinkohle- und der braunkohleversorgten Anlage bestehen. Tabelle 10-30 gilt für beide Anlagen.

Tabelle 10-30: Transportdienstleistungen und Massen in der Entsorgungsphase der Kraftwerke Stk-IGCC-2010 und Brk-IGCC-2010

Stoff	Masse (t)	Entfernung (km)	Pfad/Ziel *)	Transportdienstl. (t km)
Beton/Baumaterial	311.110	50	„Beton in Inertstoffdeponie“	15.555.517
Metalle	40.313	100	zur Rezyklierung	4.035.689
Stoffe zur Verbrennung	1.408	50	Müllverbrennungsanlage „Siedlungsabfall in KVA“	70.414
Kunststoffe	1.201	100	zur Rezyklierung	120.127
Summe				19.781.748

*) Die in Häkchen („“) gesetzten Entsorgungspfade entsprechen der Benennung eines in der ETH-Datenbank /Ökoinventare 1996/ vorhandenen Prozesses, der im Rahmen dieser Studie genutzt wird. „KVA“ steht für Kehrichtverbrennungsanlage.

10.6.5 Darstellung der Ergebnisse für den Lebenszyklus

Die in den vorherigen Kapiteln erläuterten Massengerüste der einzelnen Komponenten der Kraftwerke Stk-IGCC-2010 und Brk-IGCC-2010 wurden in der Bilanzierungssoftware BALANCE (vgl. Abschnitt 2.1) abgebildet und die Lebenszyklusinventare des gesamten Systems einschließlich der vor- und nachgelagerten Prozessketten berechnet. In Abbildung 10-43 ist die Struktur der Prozesse für die Sachbilanzierung am Beispiel des steinkohleversorgten IGCC-Kraftwerks dargestellt.

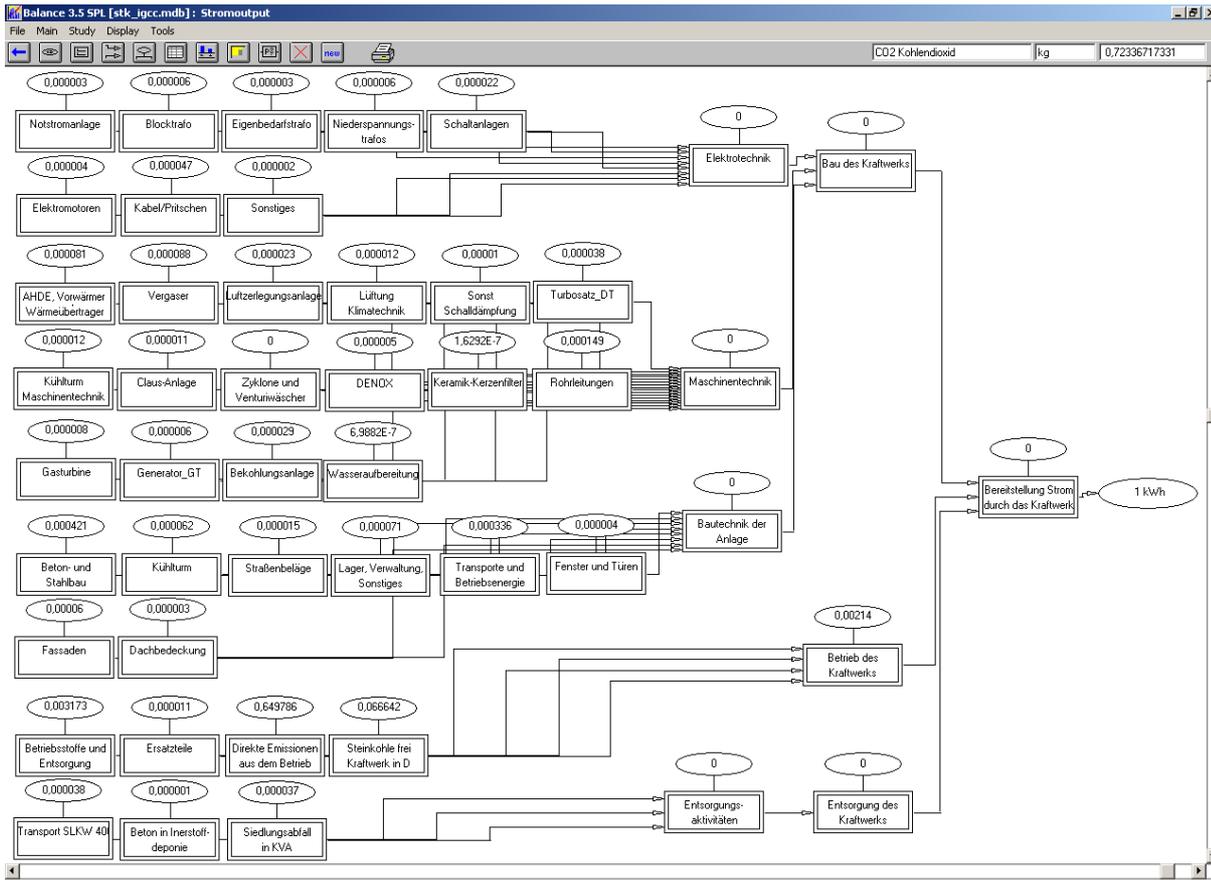


Abbildung 10-43: Bilanzierungsstruktur des Kraftwerks Stk-IGCC-2010

Hierbei sind vorgelagerte Prozessketten wie die Material- und Energiebereitstellung sowie Transportdienstleitungen aus Gründen der Darstellbarkeit ausgeblendet. Die ausgewiesenen Zahlenwerte geben die spezifischen CO₂-Emissionen pro kWh Strom differenziert nach den sie verursachenden Prozessen wieder. Der Bilanzierung liegt der Referenzfall mit einer jährlichen Volllaststundenzahl von 7500 h/a zugrunde.

In Abbildung 10-44 sind die aus der Lebenszyklusbilanz resultierenden spezifischen Emissionen in Luft ausgewählter Stoffe für die Kraftwerke Stk-IGCC-2010 und Brk-IGCC-2010 dargestellt. Abbildung 10-45 zeigt den spezifischen Primärenergieaufwand der Stromerzeugung aufgeschlüsselt nach Primärenergieträgern für die gleichen Kraftwerke.

Die spezifischen kumulierten CO₂-Emissionen liegen beim Steinkohlekraftwerk mit 723 g/kWh deutlich unterhalb der Emissionen des Braunkohlekraftwerks (807 g/kWh). Dies ist in erster Linie auf die unterschiedlichen CO₂-Emissionsfaktoren der Kohlen zurückzuführen. Weiterhin fallen die deutlich unterschiedlichen Methan-Emissionen der Kraftwerke auf. Dies ist in den unterschiedlichen Brennstoffbereitstellungsketten begründet. Trotz der für das Jahr 2010 gegenüber den 90er Jahren angenommenen erheblich reduzierten Methanemissionen der Steinkohlegewinnung liegen die spezifischen Emissionen der im Tagebau geförderten Braunkohle mehr als einen Faktor 3 niedriger. Der kumulierte Primärenergieaufwand der Kraftwerke liegt bei 8,06 MJ/kWh_{el} beim Steinkohle-IGCC-Kraftwerk bzw. bei 7,4 MJ/kWh_{el} bei der braunkohleversorgten Anlage. Die trotz identischer Nettowirkungsgrade der Anlagen

unterschiedlichen Primärenergieaufwendungen sind fast ausschließlich aus den unterschiedlich hohen Energieaufwendungen der Brennstoffbereitstellung zu erklären.

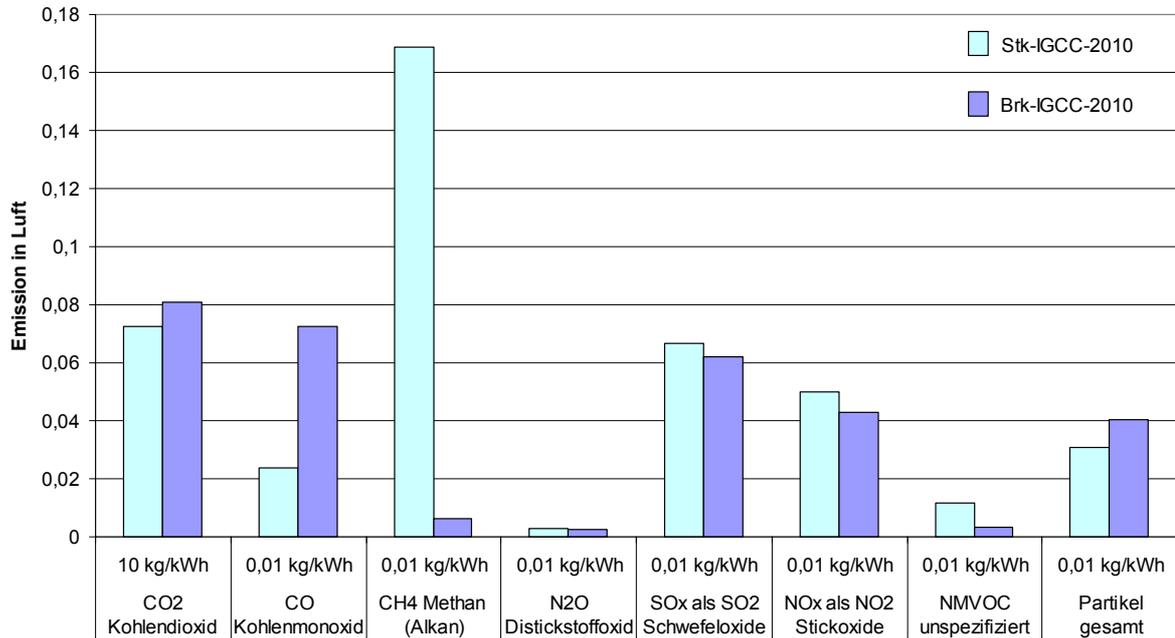


Abbildung 10-44: Resultierende spezifische Emissionen als Ergebnis der Lebenszyklusbilanz der Kraftwerke Stk-IGCC-2010 und Brk-IGCC-2010

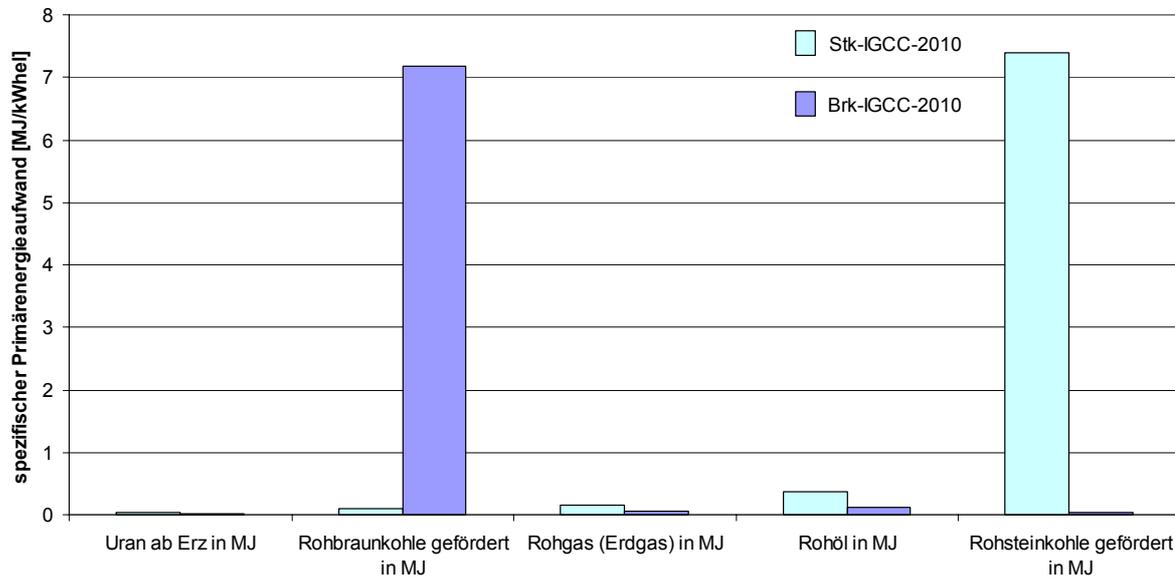


Abbildung 10-45: Spezifischer Primärenergieaufwand nach Primärenergieträgern der Kraftwerke Stk-IGCC-2010 und Brk-IGCC-2010

In Tabelle 10-31 sind ausgewählte Lebenszyklusinventare der Gruppen Emissionen in Luft, nicht-energetische Rohstoffe sowie nicht-erneuerbare Primärenergieträger als Ergebnis der Bilanzierung des gesamten Lebenswegs der Kraftwerke Stk-IGCC-2010 und Brk-IGCC-2010 zusammengefasst.

Tabelle 10-31: Zusammenstellung ausgewählter Lebenszyklusinventare der Kraftwerke Stk-IGCC-2010 und Brk-IGCC-2010

		Stk-IGCC-	Brk-IGCC-
		2010	2010
Emissionen in Luft			
CO ₂ Kohlendioxid	g/kWh _{el}	723	807
CO Kohlenmonoxid	mg/kWh _{el}	238	727
CH ₄ Methan (Alkan)	mg/kWh _{el}	1689	62
N ₂ O Distickstoffoxid	mg/kWh _{el}	31	26
SO _x als SO ₂ Schwefeloxide	mg/kWh _{el}	669	622
NO _x als NO ₂ Stickoxide	mg/kWh _{el}	501	429
NMVOG unspezifiziert	mg/kWh _{el}	115	35
Partikel gesamt	mg/kWh _{el}	307	404
Rohstoffe			
Bauxit	mg/kWh _{el}	72	53
Eisen ab Erz	mg/kWh _{el}	1355	725
Kupfer ab Erz	mg/kWh _{el}	15	19
Primärenergie			
Uran	MJ/kWh _{el}	0,04634	0,01877
Braunkohle	MJ/kWh _{el}	0,09150	7,18224
Erdgas	MJ/kWh _{el}	0,15930	0,05248
Rohöl	MJ/kWh _{el}	0,37180	0,11699
Steinkohle	MJ/kWh _{el}	7,38664	0,03090
nicht-regenerativer KEA	MJ/kWh _{el}	8,05558	7,40138

10.6.6 Darstellung der Ergebnisse für die Lebensphasen

In Tabelle 10-32 sind spezifische Stoffflüsse der IGCC-Kraftwerke differenziert nach fixen (Herstellung und Entsorgung, folgend aus den Darstellungen in den Abschnitten 10.5.2 und 10.5.4) sowie variablen (betriebsbedingten, vgl. Abschnitt 10.6.3) Anteilen zusammengestellt. Die Flüsse sind bezogen auf die Leistungseinheit [kW] bzw. auf die Energieeinheit [kWh_{el}] ausgewiesen. Die fixen und variablen Stoffflüsse sind unter vorgegebenen Rahmenbedingungen wie Volllaststundenzahl und technische Lebensdauer für die Größe der Lebenszyklusinventare der Stromerzeugung bestimmend.

In Abbildung 10-46 sind hierauf beruhend für den Referenzfall einer Lebensdauer von 35 Jahren und einer Auslastung von 7500 h/a die Anteile der Nutzungsphase sowie der Herstellungs- und Entsorgungsphase des Kraftwerks Stk-IGCC-2010 an der Höhe ausgewählter Stoffströme dargestellt. Eine analoge Darstellung für die braunkohleversorgte Anlage gibt Abbildung 10-47.

Die Abbildungen zeigen für beide Anlagen ein grundsätzlich ähnliches Bild. Luftgetragene Emissionen stammen bei beiden Anlagen zu deutlich über 90 % aus der Nutzungsphase des Kraftwerks selbst. Der Anteil der Betriebsphase des Kraftwerks an dem Einsatz nicht-energetischer Rohstoffe liegt bei der steinkohleversorgten Anlage mit Ausnahme des Bauxits in der Tendenz höher als beim Braunkohle-IGCC-Kraftwerk. Hier spiegeln sich die höheren Aufwendungen für die Bereitstellung des Brennstoffs Steinkohle infolge der Gewinnung und der Transporte wider.

Tabelle 10-32: Spezifische Stoffflüsse und Energieaufwendungen der Kraftwerke Stk-IGCC-2010 und Brk-IGCC-2010 in den Lebensphasen Herstellung&Entsorgung und Betrieb

	Stk-IGCC-2010		Brk-IGCC-2010	
	H&E	Betrieb	H&E	Betrieb
Emissionen in Luft	g/kW _{el}	g/kWh _{el}	g/kW _{el}	g/kWh _{el}
CO ₂ Kohlendioxid	419967	722	419967	806
CO Kohlenmonoxid	3083,2	0,2266	3083,2	0,7149
CH ₄ Methan (Alkan)	1230,0	1,6845	1230,0	0,0575
N ₂ O Distickstoffoxid	8,9	0,0311	8,9	0,0263
SO _x als SO ₂ Schwefeloxide	4054,8	0,6531	4054,8	0,6066
NO _x als NO ₂ Stickoxide	941,6	0,4972	941,6	0,4244
NMVOC unspezifiziert	483,3	0,1134	483,3	0,0325
Partikel gesamt	575,6	0,3050	575,6	0,4018
Rohstoffe	g/kW _{el}	g/kWh _{el}	g/kW _{el}	g/kWh _{el}
Bauxit	11055,6	0,0299	11055,6	0,0104
Eisen ab Erz	105106,4	0,9541	105106,4	0,3221
Kupfer ab Erz	3079,5	0,0034	3079,5	0,0068
Primärenergie	MJ/kW	MJ/kWh _{el}	MJ/kW	MJ/kWh _{el}
Uran	1571116	0,0403	1571116	0,0126
Braunkohle	278681	0,0904	278681	7,1811
Erdgas	380760	0,1578	380760	0,0510
Rohöl	2058653	0,3637	2058653	0,1082
Steinkohle	2534245	7,3770	2534245	0,0212
nicht-regenerativer KEA	6823455	8,029	6823455	7,374

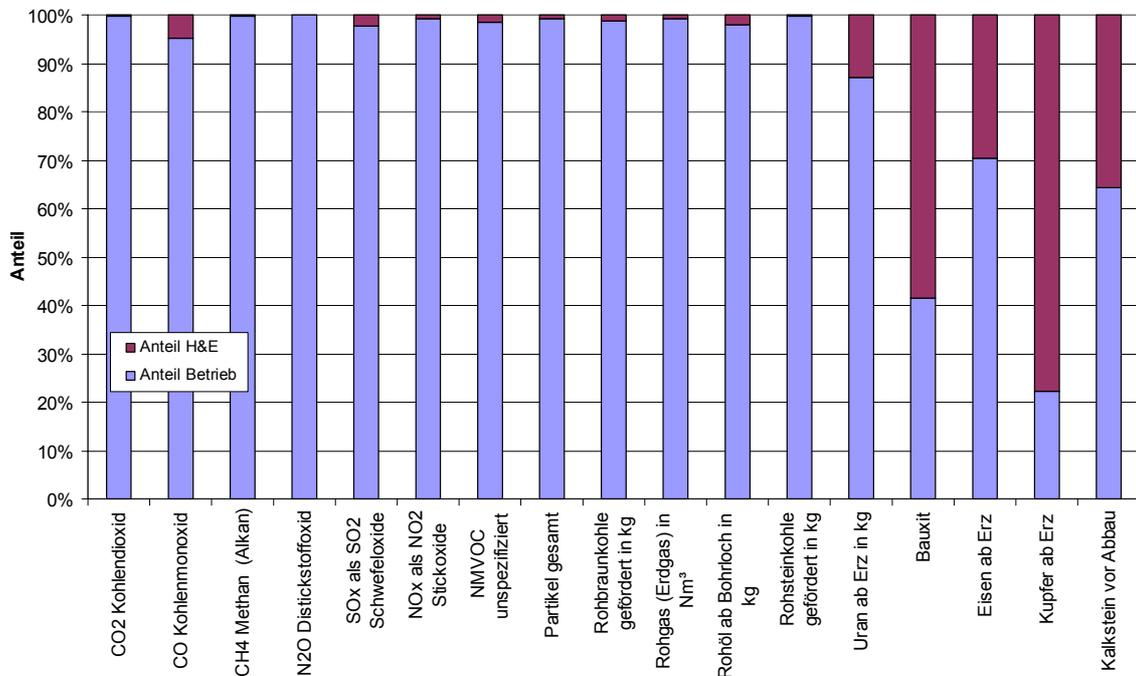


Abbildung 10-46: Anteile der Nutzungsphase sowie der Herstellungs- und Entsorgungsphase an den Lebenszyklusinventaren des Kraftwerks Stk-IGCC-2010 (ausgewählte Stoffströme)

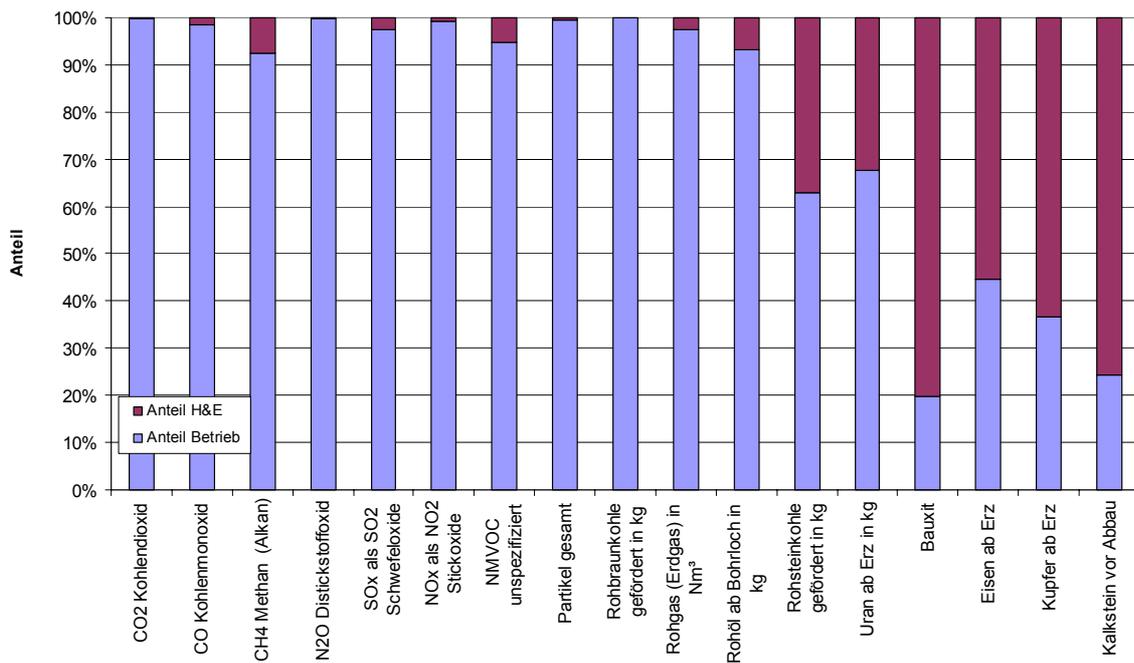


Abbildung 10-47: Anteile der Nutzungsphase sowie der Herstellungs- und Entsorgungsphase an den Lebenszyklusinventaren des Kraftwerks Brk-IGCC-2010 (ausgewählte Stoffströme)

In Abbildung 10-48 sind die Anteile verschiedener Prozesse in der Nutzungsphase der Kraftwerke Stk-IGCC-2010 und Brk-IGCC-2010 dargestellt.

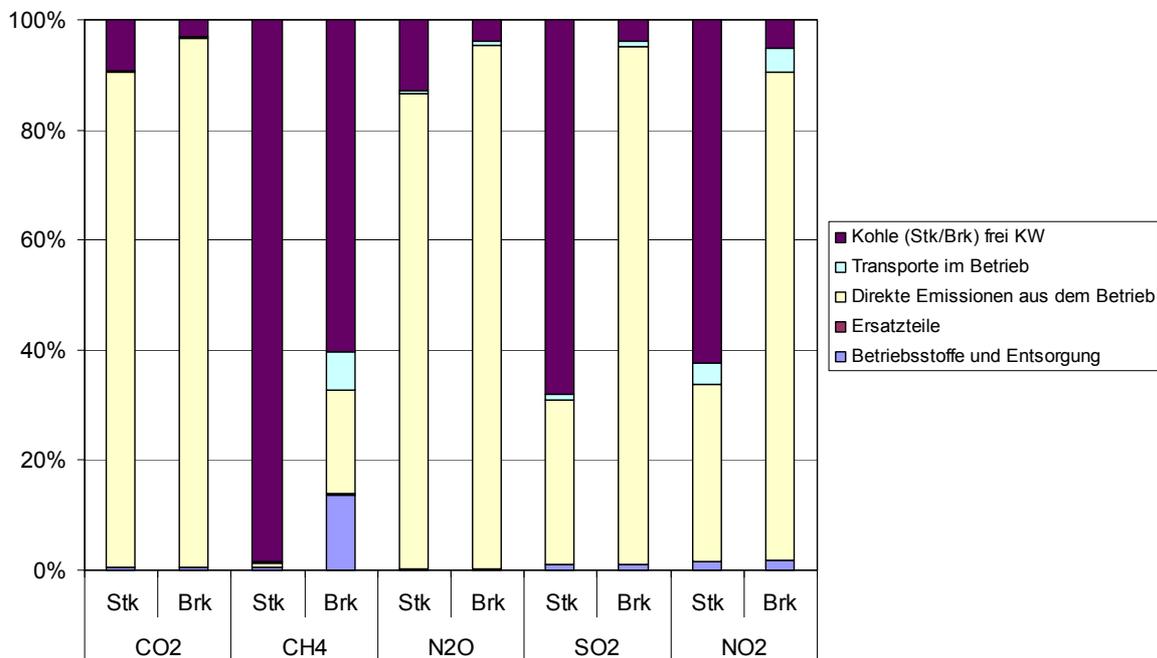


Abbildung 10-48: Anteile von Prozessen in der Nutzungsphase an ausgewählten luftgetragenen Emissionen im Betrieb der Kraftwerks Stk-IGCC-2010 („Stk“) und Brk-IGCC-2010 („Brk“)

Die Abbildung weist für die beiden Anlagen deutlich unterschiedliche Anteile aus. Die betriebsbedingten Methan-Emissionen der Steinkohle-Anlage folgen fast ausschließlich

aus der Bereitstellung der Steinkohle selbst. Andere Prozesse tragen praktisch nicht bei. Beim Braunkohle-IGCC-Kraftwerk liegt der Anteil der Brennstoffbereitstellung insbesondere an den Methanemissionen deutlich niedriger. Dies ist wesentlich auf die geringeren Aufwendungen für die Braunkohlebereitung zurückzuführen, so dass den direkten Emissionen des Kraftwerks hier eine größere Bedeutung zukommt.

10.6.7 Sensitivitätsanalysen

Entsprechend den in Tabelle 10-26 angeführten technischen Daten werden als Referenzfall in dieser Studie eine technische Lebensdauer von 35 a und eine Volllaststundenzahl von 7500 h/a für die IGCC-Kraftwerke angesetzt, die für einen Einsatz der Anlagen in der Grundlast typisch ist. Grundsätzlich sind auch andere Betriebsweisen, z. B. in der Mittellast vorstellbar. Mit einer veränderten Auslastung der Anlagen ergeben sich für die Kraftwerke abweichende auf die kWh_{el} bezogene spezifische Lebenszyklusinventare. In Tabelle 10-32 sind eine solche Betrachtung die Inventardaten differenziert nach fixen und variablen Flüssen zusammengestellt. Hierauf aufbauen sind Abbildung 10-49 und Abbildung 10-50 für das Kraftwerk Stk-IGCC-2010 die relativen Änderungen der spezifischen Massen ausgewählter Emissionen in Luft sowie energetischer und nicht-energetischer Rohstoffe für unterschiedliche Volllaststundenzahlen dargestellt.

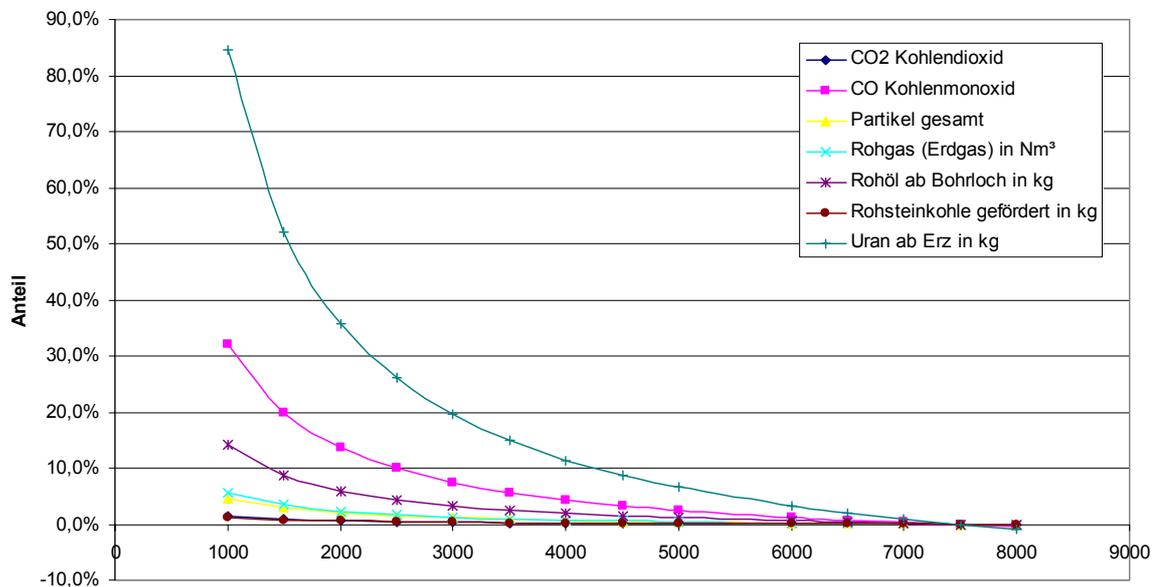


Abbildung 10-49: Relative Änderung der spezifischen Mengen ausgewählter Emissionen in Luft und der Primärenergieträger des Kraftwerks Stk-IGCC-2010 in Abhängigkeit von der Volllaststundenzahl (Referenz: 7500 h/a)

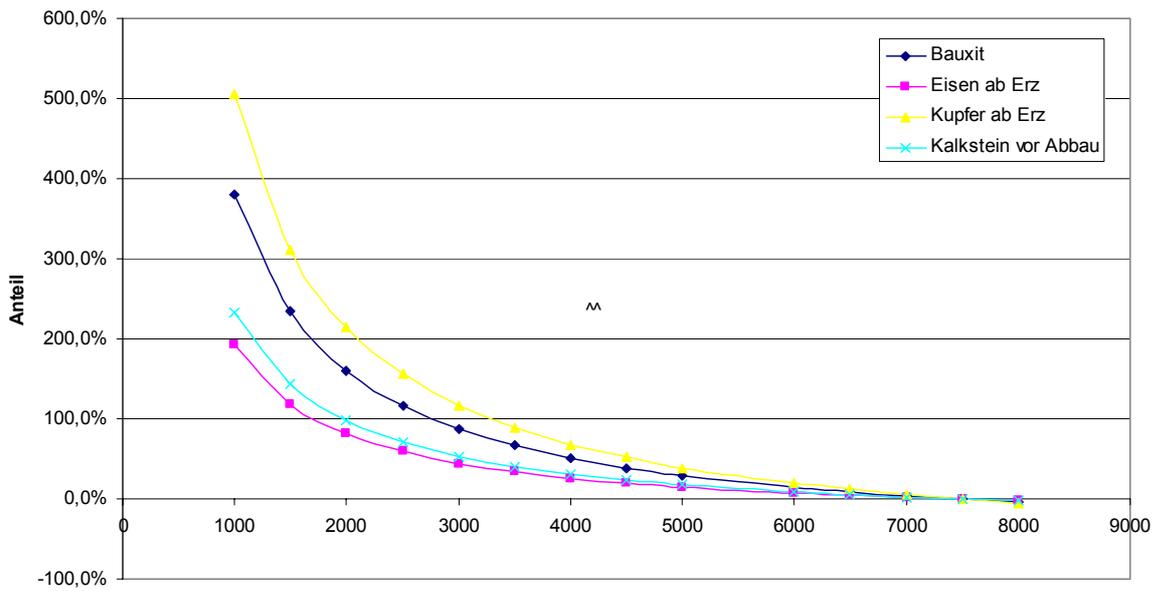


Abbildung 10-50: Relative Änderung der spezifischen Mengen ausgewählter Rohstoffe des Kraftwerks Stk-IGCC-2010 in Abhängigkeit von der Volllaststundenzahl (Referenz: 7500 h/a)

Eine analoge Sensitivitätsanalyse wird in Abbildung 10-51 und Abbildung 10-52 für die braunkohleversorgte Anlage angestellt. Für beide Anlagen werden deutliche Abhängigkeiten der Stoffströme von der Auslastung ausgewiesen, die naturgemäß stark zwischen den einzelnen Flüssen differieren

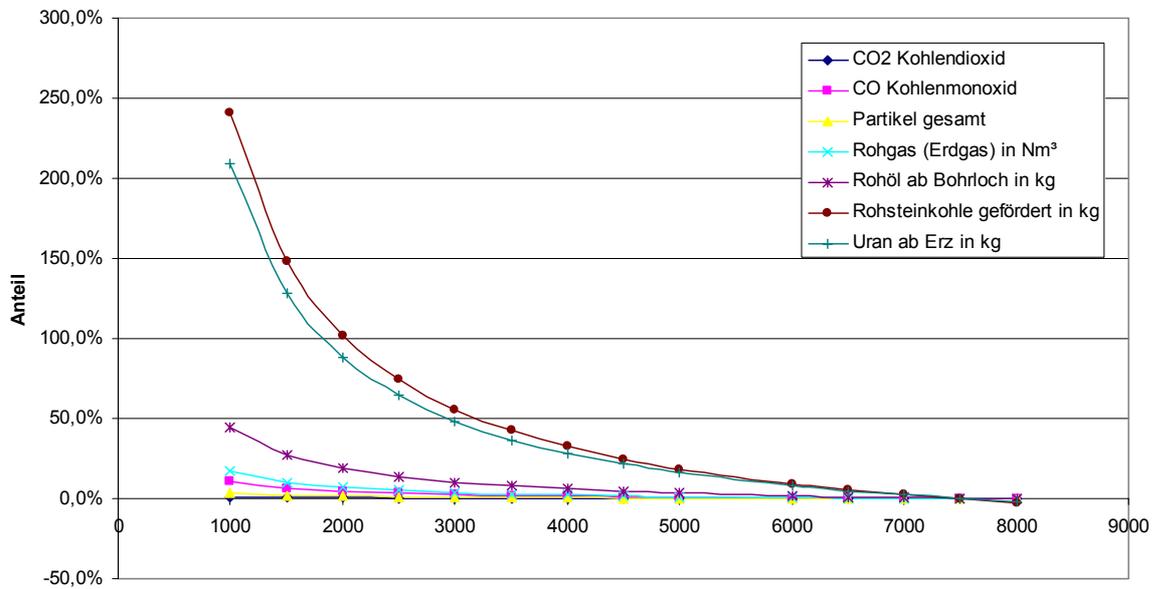


Abbildung 10-51: Relative Änderung der spezifischen Mengen ausgewählter Emissionen in Luft und der Primärenergieträger des Kraftwerks Brk-IGCC-2010 in Abhängigkeit von der Volllaststundenzahl (Referenz: 7500 h/a)

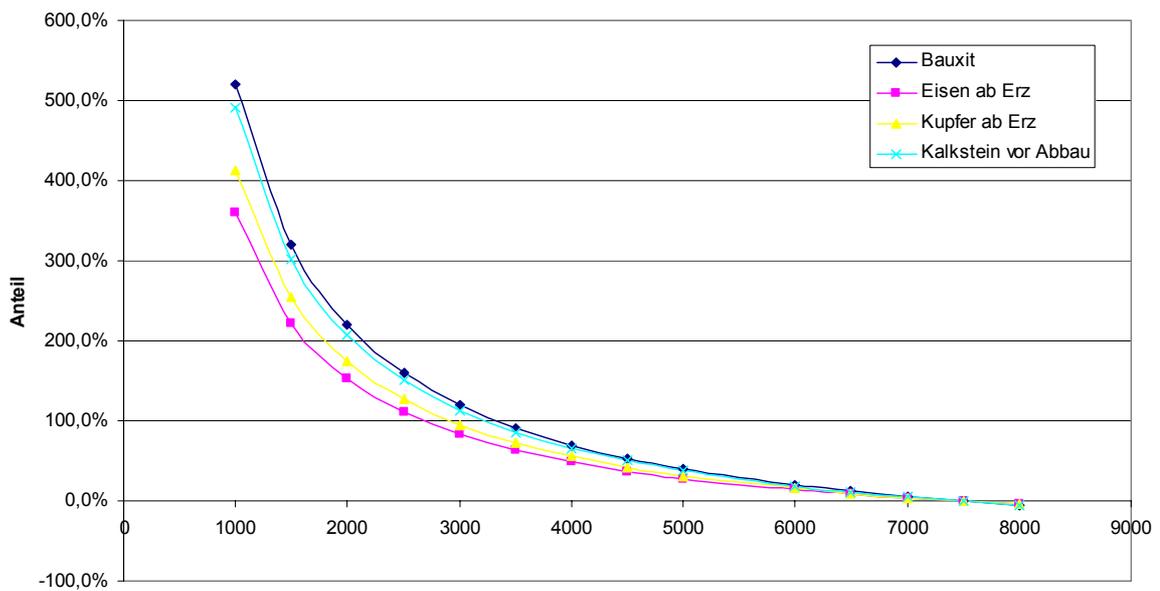


Abbildung 10-52: Relative Änderung der spezifischen Mengen ausgewählter Rohstoffe) des Kraftwerks Brk-IGCC-2010 in Abhängigkeit von der Volllaststundenzahl (Referenz: 7500 h/a)

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass bei Lebenszyklusbetrachtungen dieser Kraftwerkstechnik für Auslastungsfälle, die erheblich von dem hier zugrunde gelegten Referenzfall (7500 h/a) abweichen, eine Überprüfung und ggf. eine Korrektur der Lebenszyklusinventare erforderlich wird. Einzelne Stoffströme, insbesondere die nicht-energetischen Ressourcen, weisen bei einer Halbierung der Auslastung gegenüber dem Referenzfall - dies entspricht dem Einsatz der Anlagen im unteren Mittellastbereich - bereits Zunahmen von etwa 50 - 80 % auf, so dass hier eine Berücksichtigung der im jeweiligen Fall vorliegenden Auslastung sinnvoll erscheint.

Im Referenzfall wurde das Kraftwerk für eine Lebensdauer von 35 a betrachtet. Von Seiten der Kraftwerkhersteller wurde für die Lebensdauer eines IGCC-Kraftwerks auch eine Zahl von lediglich 25 Jahren genannt. Analog zu der Veränderung der jährlichen Volllaststunden folgen aus der veränderten technischen Lebensdauer der Anlage unmittelbar Auswirkungen auf die auf die kWh_{el} bezogenen Lebenszyklusinventare. In Tabelle 10-33 sind für eine technische Lebensdauer von nur 25 a bei einer Volllaststundenzahl von 7500 h/a die resultierenden Inventare zusammengestellt. Gegenüber dem Referenzfall (vgl. Tabelle 10-31) ergeben sich in der Gruppe der Emissionen nur geringe Veränderungen, im Bereich der nicht-energetischen Ressourcen wird eine deutliche Zunahme des spezifischen Stoffbedarfs ermittelt. Der spezifische kumulierte Energieaufwand bleibt praktisch unverändert, da diese Größe fast ausschließlich durch den Verbrauch von Stein- bzw. Braunkohle in der Betriebsphase bestimmt ist.

Tabelle 10-33: Zusammenstellung ausgewählter Lebenszyklusinventare des Kraftwerks GuD-2010 für eine Lebensdauer von 25 a und eine Auslastung von 7500 h/a

Emissionen in Luft		Stk-IGCC-2010	Brk-IGCC-2010
CO ₂ Kohlendioxid	g/kWh _{el}	724,0	807,8
CO Kohlenmonoxid	mg/kWh _{el}	243,0	731,4
CH ₄ Methan (Alkan)	mg/kWh _{el}	1691,0	64,1
N ₂ O Distickstoffoxid	mg/kWh _{el}	31,2	26,3
SO _x als SO ₂ Schwefeloxide	mg/kWh _{el}	674,7	628,3
NO _x als NO ₂ Stickoxide	mg/kWh _{el}	502,3	429,4
NM VOC unspezifiziert	mg/kWh _{el}	116,0	35,1
Partikel gesamt	mg/kWh _{el}	308,0	404,9
Rohstoffe			
Bauxit	mg/kWh _{el}	88,9	69,4
Eisen ab Erz	mg/kWh _{el}	1514,6	882,7
Kupfer ab Erz	mg/kWh _{el}	19,8	23,2
Primärenergie			
Uran	MJ/kWh _{el}	0,04869	0,02097
Braunkohle	MJ/kWh _{el}	0,09192	7,18264
Erdgas	MJ/kWh _{el}	0,15988	0,05304
Rohöl	MJ/kWh _{el}	0,37472	0,11919
Steinkohle	MJ/kWh _{el}	7,39048	0,03467
nicht-regenerativer KEA	MJ/kWh _{el}	8,06568	7,41050

Bei der Braunkohlebereitstellung (vgl. Kapitel 3.3) wurde im Referenzfall der elektrische Prozessenergiebedarf durch ein Braunkohlekraftwerk gedeckt, das sich in unmittelbarer Nähe zum Tagebau befindet. Neben dieser im Referenzfall gewählten Betrachtungsweise wurde zusätzlich auch eine Variante bilanziert, bei der der elektrische Prozessenergiebedarf aus dem öffentlichen Versorgungsnetz (Strommix 2010 nach dem Referenzszenario der Enquete-Kommission (vgl. Abschnitt 3.5)) gedeckt wurde. In Tabelle 10-34 sind die sich unter Zugrundelegung des öffentlichen Strommixes ergebenden Lebenszyklusinventare der Stromerzeugung mit dem Kraftwerk Brk-IGCC-2010 zusammengestellt. Der Vergleich der ermittelten Größen mit denen des Referenzfalls (vgl. Tabelle 10-31) zeigt geringfügig niedrigere spezifische CO₂-Emissionen und einen um knapp 1,4 % gestiegenen Primärenergiebedarf. Die niedrigeren CO₂-Emissionen folgen aus den im Strommix 2010 geringeren spezifischen Emissionen. Bezüglich des Primärenergieaufwands ist die Strombereitstellung im Mix jedoch deutlich energieintensiver als die Stromerzeugung in dem hocheffizienten IGCC-Kraftwerk, so dass hieraus der erhöhte spezifische kumulierte Primärenergieaufwand folgt.

Tabelle 10-34: Ausgewählte Lebenszyklusinventare des Kraftwerk Brk-IGCC-2010 bei Berücksichtigung des öffentlichen Strommixes für die Brennstoffbereitstellung

Emissionen in Luft		
CO ₂ Kohlendioxid	g/kWh _{el}	803
CO Kohlenmonoxid	mg/kWh _{el}	730
CH ₄ Methan (Alkan)	mg/kWh _{el}	97
N ₂ O Distickstoffoxid	mg/kWh _{el}	26
SO _x als SO ₂ Schwefeloxide	mg/kWh _{el}	628
NO _x als NO ₂ Stickoxide	mg/kWh _{el}	435
NM VOC unspezifiziert	mg/kWh _{el}	36
Partikel gesamt	mg/kWh _{el}	402
Rohstoffe		
Bauxit	mg/kWh _{el}	53
Eisen ab Erz	mg/kWh _{el}	732
Kupfer ab Erz	mg/kWh _{el}	19
Primärenergie		
Uran	MJ/kWh _{el}	0,13763
Braunkohle	MJ/kWh _{el}	7,07561
Erdgas	MJ/kWh _{el}	0,07899
Rohöl	MJ/kWh _{el}	0,12049
Steinkohle	MJ/kWh _{el}	0,08999
nicht-regenerativer KEA	MJ/kWh _{el}	7,50271

10.7 Steinkohlebefeuetes Druckwirbelschichtkraftwerk

10.7.1 Stand der Technik und Definition der Referenztechnik für das Jahr 2010

Bei Kohlekraftwerken mit Druckwirbelschichtfeuerung (DWSF) wird der Brennstoff gemahlen, in den unter 12 - 16 bar Druck stehenden Feuerungsraum eingeblasen und dort verbrannt. Die heißen Verbrennungsgase werden zunächst in einer Abscheidevorrichtung (bspw. Zyklon oder Kerzenfilter) von Flugaschepartikeln befreit und dann in einer Gasturbine entspannt. Die verbleibende Wärme der Verbrennungsgase dient zur Vorwärmung, Verdampfung und Überhitzung eines Dampfmassenstroms im Druckbehälter der Feuerung, so dass eine Entspannung in einer nachgeschalteten Dampfturbineneinheit stattfinden kann.

Die mechanische Energie von Gas- und Dampfturbine wird an je einen Generator abgegeben und in Elektrizität umgewandelt.

Druckwirbelschichtkraftwerke können sowohl mit Stein- als auch mit Braunkohle befeuert werden. Wegen der großen aufgeheizten Schichtmasse in einer Wirbelschicht bleibt die vollständige Zündung gesichert, wodurch auch die Verstromung von Kohlen mit geringem Heizwert (z. B. Flotationsberge) und hohem Ballastanteil ermöglicht wird. Zur Vermeidung höherer Schwefelemissionen (SO₂) wird dem Kohlestaub gemahlener Kalkstein zugemischt, der mit dem Schwefelanteil der Kohle zu Calciumsulfat (Gips) reagiert. Wegen der vergleichsweise geringen Verbrennungstemperaturen zwischen 800 und 950 °C wird die Entste-

lung von Stickoxiden weitgehend vermieden. Die Rauchgase werden in einer nachgeschalteten Filteranlage gereinigt /BMFT 1983/. Die bei der Verbrennung entstehenden Aschen werden in einem Sammelbehälter (Silo) zusammengeführt.

Die Vorteile von DWSF-Anlagen liegen in einer Reihe von Punkten: Zum einen sollen sie gegenüber konventionellen Kohlestaubkesseln eine geringere Baugröße aufgrund der durch die Verdichtung gesteigerten Energiedichte aufweisen, wodurch neben der gesteigerten räumlichen Variabilität auch die Investitionskosten gesenkt werden könnten. Weiterhin wird erwartet, dass diese Technik ein günstiges Emissionsverhalten durch Kalkentschwefelung und niedrige NO_x-Emissionen auch ohne Sekundärmaßnahmen ermöglicht. Zum dritten können Wirkungsgradvorteile gegenüber konventionellen Kohlekraftwerken durch den zusätzlichen Einsatz von NT-Gasturbinen in dem Kombiprozess erwartet werden. Gravierendster Nachteil von DWSF-Kraftwerken ist die hohe Störungsanfälligkeit, vor allem in den Bereichen Wirbelschicht und Gasturbinen (Erosion).

DWSF-Anlagen werden in Schweden (Värtan), Spanien (Escatron), USA (Tidd) und Deutschland (Cottbus) betrieben. Daneben existieren noch einige Anlagen in Japan (Wakamatsu, Karita, Osaki und Tomatoh-Atsuma). Die weltweit installierte Leistung beträgt bisher lediglich ca. 850 MW_{el} /DOE 2001/.

Eine schematische Darstellung des Aufbaus eines DWSF-Kraftwerks ist in Abbildung 10-53 gegeben.

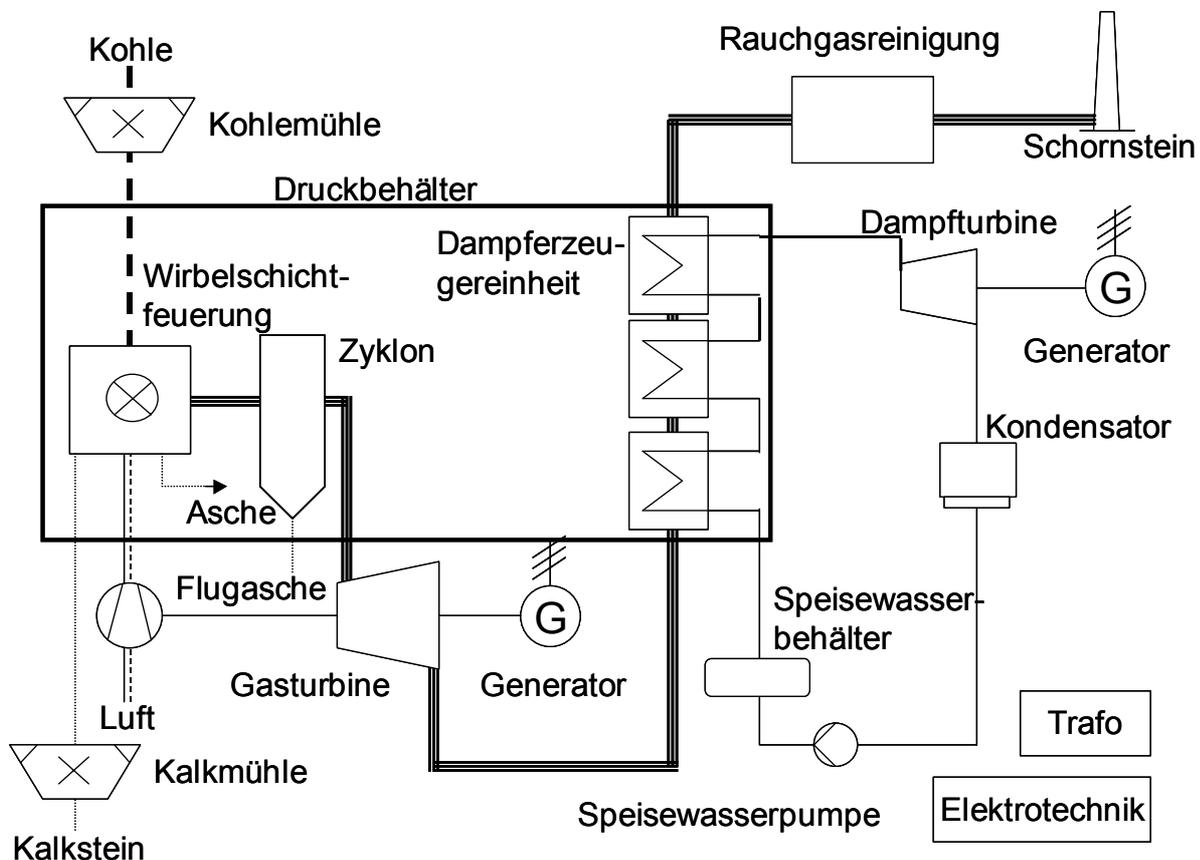


Abbildung 10-53: Schematische Darstellung Druckwirbelschichtkraftwerk

Die im Rahmen dieser Studie zu untersuchende Anlage soll den technischen Stand der Druckwirbelschichtfeuerung reflektieren, der für das Jahr 2010 als realistisch betrachtet werden kann. Somit erstreckt sich die vorliegende Analyse lediglich auf DWSF-Kraftwerke der ersten Generation. Mit einer weiten Verbreitung von DWSF-Anlagen der zweiten Generation dieses Kraftwerkstyps („advanced PFBC“) im vorgegebenen Zeitfenster ist derzeit nicht zu rechnen. Kraftwerke der zweiten Generation unterscheiden sich gegenüber der ersten Generation hauptsächlich in einer zusätzlichen Verbrennung von Brenngas in der Gasturbine, wodurch höhere Temperaturen im GT-Kreislauf realisiert werden sollen. Das Brenngas kann wahlweise in einer externen Kohlevergasungsanlage oder im Druckwirbelschichtreaktor selbst erzeugt werden. Der elektrische Gesamtwirkungsgrad solcher Anlagen wird auf 53 - 55 % geschätzt, eine Realisierung dieses Konzepts wird für den Zeitraum nach 2020 erwartet /COORETEC 2003/

Das im Rahmen dieser Studie zu untersuchende Steinkohle-DWSF-Kraftwerk wurde für eine elektrische Nettoleistung von 450 MW dimensioniert, die Bruttogleistung liegt bei 471 MW. Davon entfallen 94 MW auf die Gasturbine und 376 MW auf die Dampfturbine. Der elektrische Nettowirkungsgrad wurde mit 46 % angenommen. Die Jahresnutzung wurde auf 7500 Volllaststunden pro Jahr bestimmt, bei einer Lebensdauer des Kraftwerks von 35 Jahren. Diese und weitere wichtige Kennzahlen des untersuchten Kraftwerks sind in Tabelle 10-35 zusammengestellt.

Tabelle 10-35: Technische Daten des Stk-DWSF-2010-Kraftwerks

Größe	Einheit	Stk-DWSF-2010
P_{el_netto}	MW_{el}	450
P_{el_brutto}	MW_{el}	471
Feuerungsleistung	MW	978
Kühlleistung	MW	477
Wirkungsgrad netto	%	46
Volllaststunden	h/a	7500
Lebensdauer	a	35
Eigenbedarf	%	4,5
Zahl GT		1
Zahl DT		1
Eta GT		0,15
$P_{el_brutto\ GT}$	MW_{el}	94
$P_{el_brutto\ DT}$	MW_{el}	376
Rauchgasverluste	%	6
W_{el_netto}	TWh	118,13
W_{el_brutto}	TWh	123,69

In Cottbus wird die einzige deutsche DWSF-Anlage betrieben. Die über diese Anlage verfügbaren Daten zur Auslegung und zum Betrieb stellen eine wesentliche Grundlage für die Bilanzierung der DWSF-Anlage für das Jahr 2010 dar. Hierbei wurden die in Cottbus zur Fernwärmeversorgung genutzten Anlagenteile von der Bilanzierung ausgenommen.

10.7.2 Bilanzierung der Herstellungsphase des Kraftwerks Stk-DWSF-2010

Die Bestimmung des Materialgerüsts erfolgt analog zu den vorhergegangenen Kapiteln über Komponentenzerlegung des Kraftwerks und komponentenspezifische Skalierung (vgl. Abschnitt 10.2). Hierzu wurden auch Daten anderer Kraftwerkstypen genutzt. Daneben wurden Komponenten und Baugruppen, die ausschließlich in DWSF-Kraftwerken zum Einsatz kommen, wie z. B. der Druckbehälter der Feuerung, eigens für die in der Untersuchung gewählte Leistungsgröße ausgelegt und die notwendigen Material- und Energieeinsätze bestimmt.

Die vollständige Materialaufstellung findet sich in Anhang E.

Das gesamte Massenaufkommen des 450 MW-DWSF-Kraftwerks beläuft sich auf 323.063 t, wovon knapp 298.000 t (92 %) auf die Bautechnik entfallen. Die Maschinentechnik mit 21.646 t (7 %) und die Elektrotechnik mit 3.740 t (1%) spielen bei rein massenseitiger Betrachtung daher nur untergeordnete Rollen. Die prozentuale Verteilung der verschiedenen Massensektoren ist in Abbildung 10-54 dargestellt.

In Tabelle 10-36 ist die Massenverteilung des DWSF-Kraftwerks nach Materialien dargestellt. Mit einem Betonanteil von 80 % spiegelt sich der hohe Anteil der Bautechnik an der Gesamtmassenbilanz wider (vgl. Abbildung 10-54). Insgesamt 19 % entfallen auf unterschiedlich hoch legierte Stähle, alle restlichen Materialien machen nur noch 1 % aus.

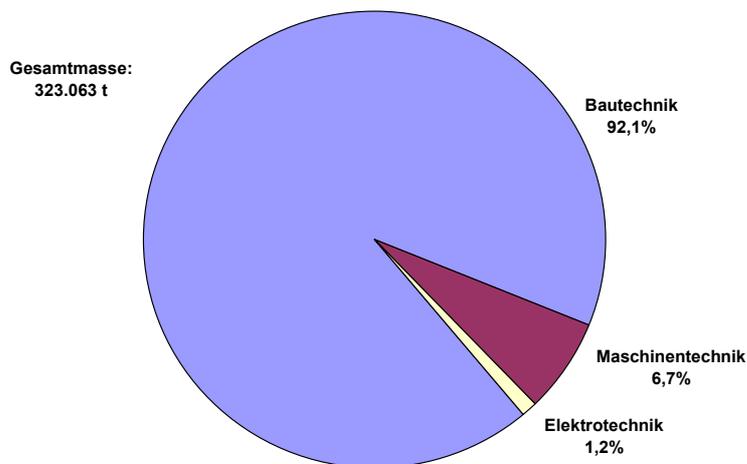


Abbildung 10-54: Makroaufteilung der Gesamtmasse des Kraftwerks Stk-DWSF-2010

Tabelle 10-36: Massenverteilung der Herstellung des Kraftwerks Stk-DWSF-2010- nach Materialgruppen

Material	Masse [t]	[%]	spez. Masse [t/kW _{el}]
Beton und Bausand	257.952	79,85	573
Eisenwerkstoffe	62.551	19,36	139
NE-Metalle	427	0,13	1
Kunststoffe	739	0,23	2
Sonstige	1.393	0,43	3
Summe	32.063	100	718

In Abbildung 10-55 ist der Anteil der Bautechnik an der Kraftwerksstruktur nach den wichtigsten Materialien unterteilt. Es zeigt sich ein hoher Betonteil von 87 %, für unlegierten Stahl (Baustahl) verbleiben 12 %, auf niedrig legierten Stahl entfallen 2 %. Bei der Verteilung des Materialgerüsts entfallen je 43 % auf das Maschinenhaus des Dampfturbinenkreislaufs sowie das Filter- und Hilfskesselhaus. Die Massenanteile von Kühlturm und Schornsteinen betragen 5 bzw. 4 %.

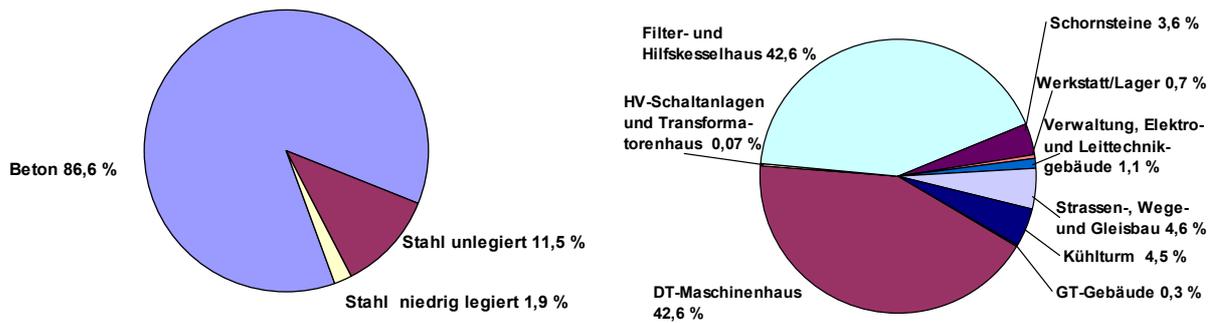


Abbildung 10-55: Anteile verschiedener Materialien und Komponenten an der Bautechnik des Kraftwerks Stk-DWSF-2010 (Gesamtmasse der Bautechnik 297.677 t)

Die Massenaufteilung der Maschinenteknik des DWSF-Kraftwerks ist in Abbildung 10-56 dargestellt. Im Unterschied zur Bautechnik erstreckt sich das Materialaufkommen auf eine wesentlich größere Anzahl verschiedener Werkstoffe. Die wichtigsten Anteile entfallen mit insgesamt 88 % auf die unterschiedlich legierten Stahlsorten. Unter „Mauerwerk“ wurde mit einem Gesamtmassenanteil von 1 % die feuerfeste Ausmauerung von Druckbehälter und Zyklon bilanziert. Die restlichen Materialien umfassen vor allem verschiedene Kunststoffe (3 %), sowie weitere Metalle, bspw. Guss, Kupfer oder Aluminium.

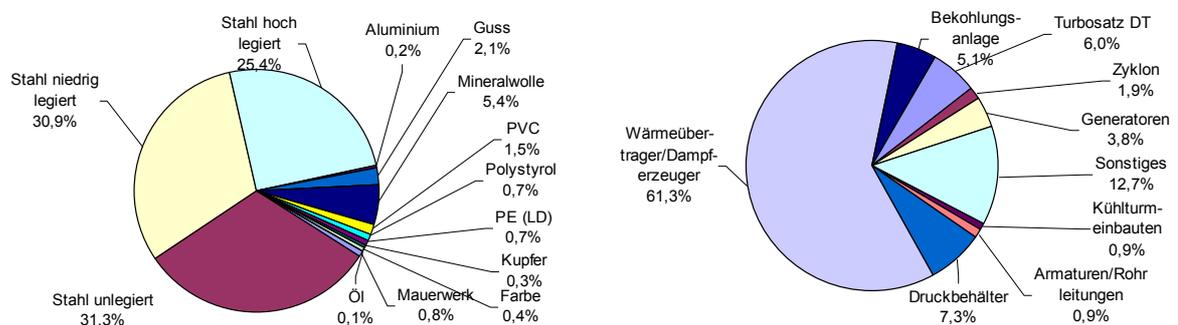


Abbildung 10-56: Anteile verschiedener Materialien und Komponenten an der Maschinenteknik des Kraftwerks Stk-DWSF-2010 (Gesamtmasse der Maschinenteknik 21.646 t)

Umgerechnet auf die verschiedenen Baugruppen der Maschinentechnik sind der Bereich Wärmeerzeugung und –übertragung mit 61 %, der Druckbehälter mit 7 %, sowie die Brennstoffversorgung mit 5 % die größten Einzelposten.

Die Aufteilung der Elektrotechnik nach Materialien und nach Komponenten ist in Abbildung 10-57 dargestellt. Den größten Anteil nehmen mit 87 % die unlegierten bzw. niedrig legierten Stähle ein. Ein weiterer nennenswerter Massenanteil entfällt auf Kupfer mit 7 %.

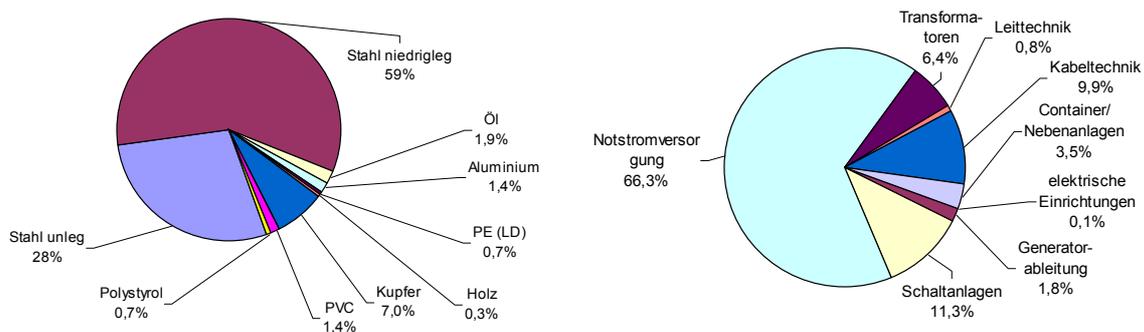


Abbildung 10-57: Anteile verschiedener Materialien und Komponenten an der Elektrotechnik des Kraftwerks Stk-DWSF-2010 (Gesamtmasse der Elektrotechnik 3.740 t)

Die komponentenbezogene Materialverteilung weist die Notstromversorgung mit 66 % als größten Einzelposten aus, gefolgt von Schaltanlagen (11 %), Kabeltechnik (10 %) und Transformatoren (6 %).

Zur Herstellung des DWSF-Kraftwerks sind weitere, vor allem energetische, Aufwendungen notwendig, die entsprechend in die Bilanz aufgenommen wurden. Diese sind in Tabelle 10-37 aufgeführt.

Tabelle 10-37: Weitere Aufwendungen bei der Herstellung des Kraftwerks Stk-DWSF-2010

		Anmerkung
Strombedarf beim Bau der Anlage	17,60 GWh	Strom Niederspannung
Bodenaushub (Hydraulikbagger)	380.185 m ³	
Transportdienstleistung Bodenaushub	3.041.520 tkm	SLKW 40 t
Transportdienstleistungen (weitere)	27.439.536 tkm	SLKW 40 t
Schmierstoffbedarf	2247 kg	

10.7.3 Bilanzierung der Nutzungsphase des Kraftwerks Stk-DWSF-2010

In der Nutzungsphase des DWSF-Kraftwerks wird der Energieinhalt der zugeführten Massenströme an Steinkohle (vgl. Kapitel 3.2) unter dem zu Grunde gelegten elektrischen Anlagenwirkungsgrad in Strom umgewandelt. Die in diesem Zusammenhang zu bilanzierenden Stoffströme beschränken sich nicht nur auf die zugeführten Mengen des Primärenergieträgers, sondern umfassen auch die im Betrieb entstehenden Emissionen und die benötigten Hilfsstoffe wie Kühlwasser, Kalkstein oder Schmiermittel. Daneben sind noch der Ersatzteilbedarf der Anlage und Transportleistungen, wie bspw. die Abfuhr der bei der Kohleverbrennung entstehenden Aschemengen, zu berücksichtigen. Die Daten sind in

nung entstehenden Aschemengen, zu berücksichtigen. Die Daten sind in Tabelle 10-38 zusammengestellt.

Tabelle 10-38: Bilanzierte Flüsse in der Nutzungsphase des Kraftwerks Stk-DWSF-2010

		Anmerkung
Wasserbedarf (Abschlammverluste)	0,01027 kg/kWh _{el}	
Wasserbedarf (Kühlturmzusatzwasser)	1,40 kg/kWh _{el}	
Transportdienstleistung	0,26 tkm/kWh _{el}	SLKW 40 t
Schmierstoffbedarf	1,24 E-8 t/kWh _{el}	
Heizölbedarf	7,32 E-7 t/kWh _{el}	
Altöl/Verbraucher Schmierstoff	1,24 E-8 t/kWh _{el}	
Schlacke zur Deponie	0,0207 kg/kWh _{el}	
Ersatzteile in der gesamten Nutzungszeit	1 vollständige Gasturbine, 2*Gt-Komponenten aus Al und Stahl hochlegiert	siehe Anhang E
Steinkohle, frei Kraftwerk	2,1739 kWh _{in} /kWh _{el}	
Direkte Emissionen CO ₂	3,34 E-1 kg / kWh _{in}	
Direkte Emissionen SO ₂	2,52 E-4 kg / kWh _{in}	
Direkte Emissionen CO	6,30E-5 kg / kWh _{in}	
Direkte Emissionen N ₂ O	1,46 E-5 kg / kWh _{in}	
Direkte Emissionen NO ₂	2,52 E-4 kg / kWh _{in}	
Direkte Emissionen CH ₄	0,61 E -5 kg / kWh _{in}	
Direkte Emissionen PM	1,27 E-5 kg/Wh _{in}	
Direkte Emissionen NMVOC	0,61 E-5 kg / kWh _{in}	

10.7.4 Bilanzierung der Entsorgungsphase des Kraftwerks Stk-DWSF-2010

In der Entsorgungsphase werden v. a. die Transporte der Kraftwerksbestandteile zu geeigneten Deponie- bzw. Verwertungsstandorten bilanziert. Zur Bestimmung des Transportaufwands wird in erster Linie die für den Bau des Kraftwerks erstellte Materialbilanz genutzt. Die Massen der Materialgruppen, die zugrunde liegenden Annahmen und die daraus resultierenden Transportentfernungen sind in Tabelle 10-39 dargestellt.

Tabelle 10-39: Transportdienstleistungen und Massen in der Entsorgungsphase des Kraftwerks Stk-DWSF-2010

Stoff	Masse (t)	Entfernung (km)	Pfad/Ziel *)	Transportdienstl. (t km)
Beton/Baumaterial	257952	50	„Beton in Inertstoffdeponie“	12897592
Metalle	62978	100	zur Rezyklierung	6297824
Stoffe zur Verbrennung	1292	50	Müllverbrennungsanlage „Siedlungsabfall in KVA“	64577
Kunststoffe	740	100	zur Rezyklierung	73959
Summe	322961			19333952

*) Die in Häkchen („“) gesetzten Entsorgungspfade entsprechen der Benennung eines in der ETH-Datenbank /Ökoinventare 1996/ vorhandenen Prozesses, der im Rahmen dieser Studie genutzt wird. „KVA“ steht für Kehrichtverbrennungsanlage.

Entsprechend den Ansätzen bei den anderen fossil befeuerten Kraftwerken wird Baumaterial einer Inertstoffdeponie zugeführt (50 km Entfernung), Metalle und Kunststoffe werden zu einem 100 km entfernten Recyclingwerk gebracht, und Stoffe wie Bitumen und Mineralwolle werden einer Verbrennungsanlage zugeführt (50 km Distanz). Die Transporte werden berücksichtigt, während die Rezyklierungsprozesse selbst nicht Gegenstand dieser Studie sind. Insgesamt wird eine Transportdienstleistung von 19.333.952 tkm für die Entsorgungsphase des DWSF-Kraftwerks ermittelt.

10.7.5 Darstellung der Ergebnisse für den Lebenszyklus

Die für die einzelnen Lebensphasen des Kraftwerks ermittelten Materialdaten wurden in der Bilanzierungssoftware BALANCE (vgl. Abschnitt 2.1) abgebildet und dort mit vor- und nachgelagerten Prozessketten, wie z. B. der Brennstoffbereitstellung, verbunden. Die Struktur der Bilanzierung in BALANCE ist am Beispiel der CO₂-Emissionen in Abbildung 10-58 dargestellt.

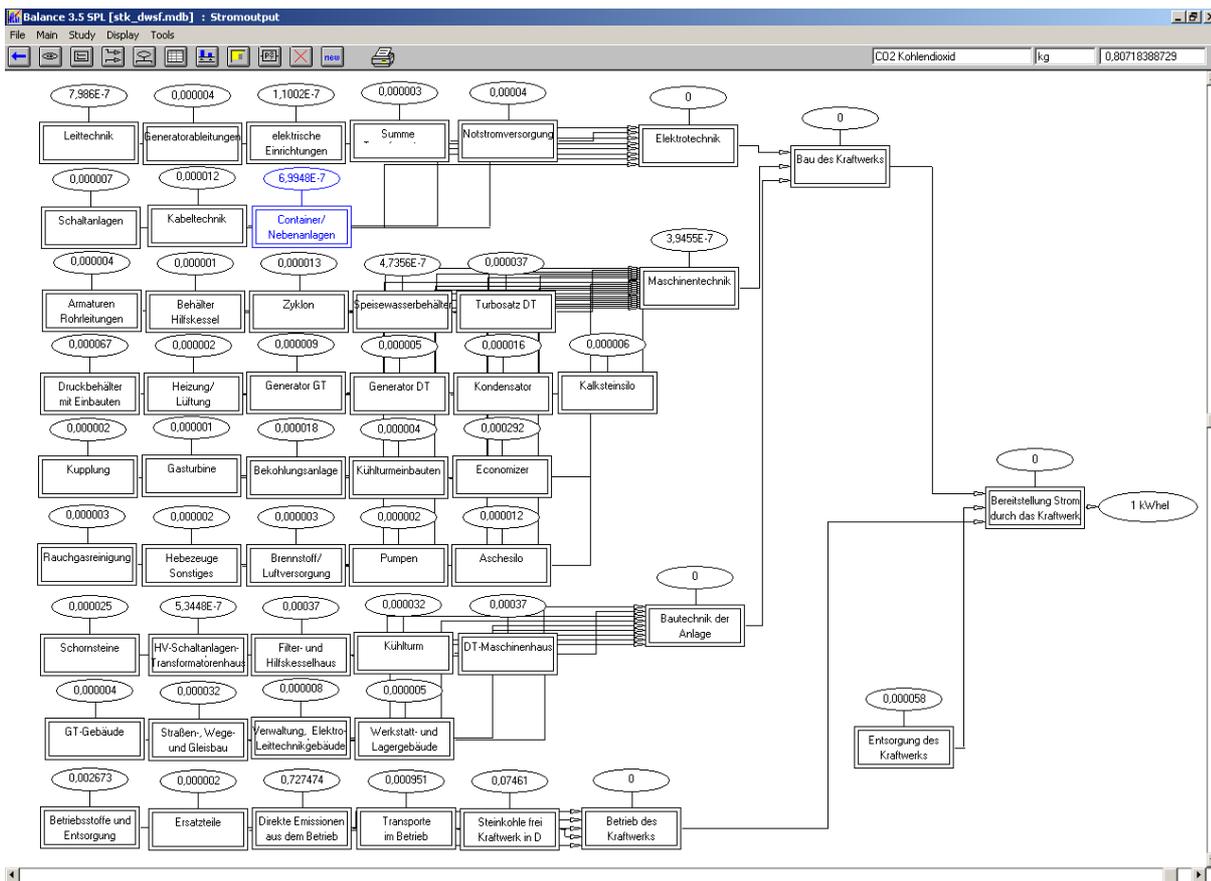


Abbildung 10-58: Bilanzierungsstruktur des Kraftwerks Stk-DWSF-2010

Die spezifischen kumulierten Emissionen des Kraftwerks sind in Abbildung 10-59 aufgeführt. Demnach ergibt sich für die direkten und indirekten CO₂-Emissionen in Luft ein Wert von 807 g/kWh_{el}. Die Methan-Emissionen liegen bei rund 1,9 g/kWh_{el} und damit in ähnlicher Größenordnung wie bei den anderen steinkohlegefeuerten Kraftwerken.

Der zur Bereitstellung von 1 kWh_{el} erforderliche Einsatz von Primärenergieträgern (PET) ist in Abbildung 10-60 dargestellt. Der Schwerpunkt des Primärenergieträgerbedarfs liegt mit einem Wert von 8,27 MJ/kWh_{el} auf Rohsteinkohle. Der kumulierte Primärenergieaufwand beträgt 8,93 MJ/kWh_{el}, so dass auf die Steinkohle ein Anteil von 93 % entfällt.

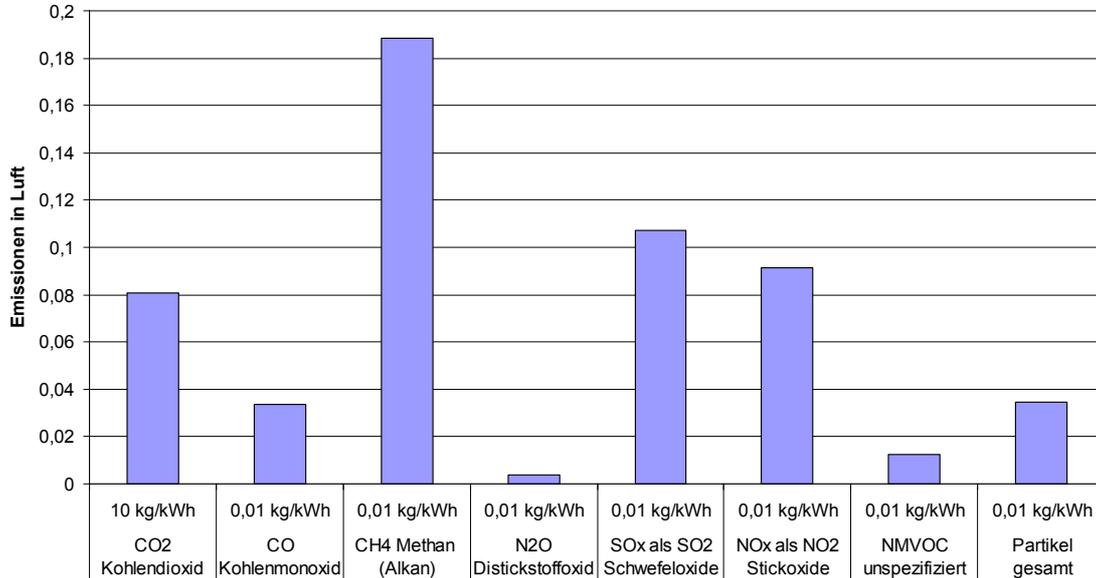


Abbildung 10-59: Resultierende spezifische Emissionen als Ergebnis der Lebenszyklusbilanz des Kraftwerks Stk-DWSF-2010

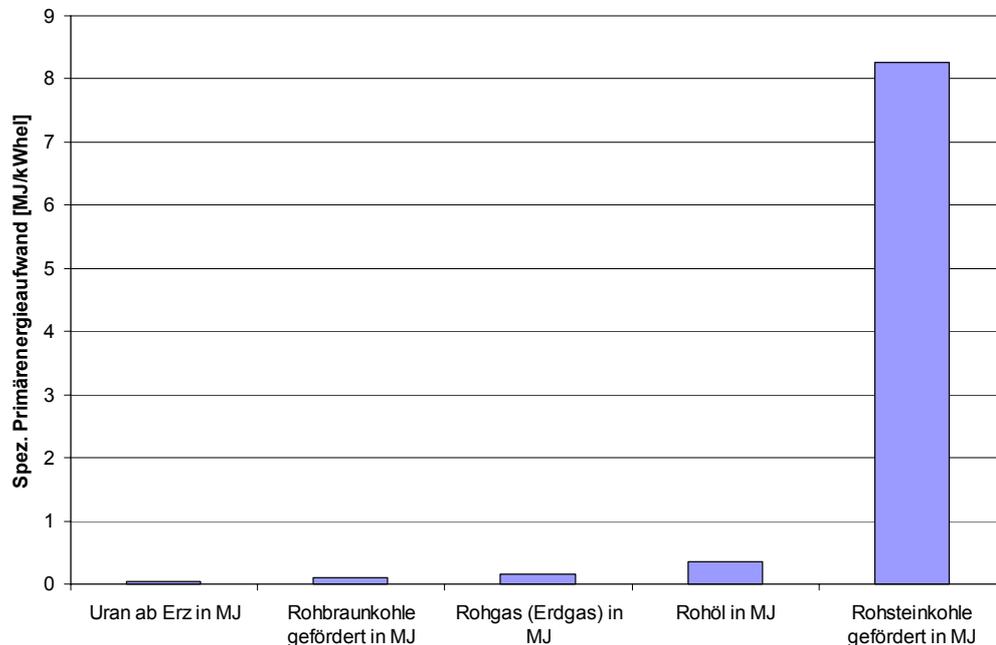


Abbildung 10-60: Spezifischer Primärenergieaufwand nach Primärenergieträgern des Kraftwerks Stk-DWSF-2010

Ausgewählte Lebenszyklusinventare des DWSF-Kraftwerks-2010 sind in Tabelle 10-40 dargestellt. Berücksichtigt wurden luftgetragene Emissionen verschiedener Stoffe sowie energetisch und nicht-energetisch genutzte Rohmaterialien.

Tabelle 10-40: Zusammenstellung ausgew. Lebenszyklusinventare des Kraftwerks Stk-DWSF-2010

Emissionen in Luft		Stk-DWSF-2010
CO ₂ Kohlendioxid	g/kWh _{el}	807
CO Kohlenmonoxid	mg/kWh _{el}	334
CH ₄ Methan (Alkan)	mg/kWh _{el}	1883
N ₂ O Distickstoffoxid	mg/kWh _{el}	0,36
SO _x als SO ₂ Schwefeloxide	mg/kWh _{el}	1072
NO _x als NO ₂ Stickoxide	mg/kWh _{el}	911
NMVOC unspezifiziert	mg/kWh _{el}	127
Partikel gesamt	mg/kWh _{el}	344
Rohstoffe		
Bauxit	mg/kWh _{el}	56
Eisen ab Erz	mg/kWh _{el}	1634
Kupfer ab Erz	mg/kWh _{el}	6
Primärenergie		
Uran	MJ/kWh _{el}	0,04493
Braunkohle	MJ/kWh _{el}	0,10116
Erdgas	MJ/kWh _{el}	0,16395
Rohöl	MJ/kWh _{el}	0,35646
Steinkohle	MJ/kWh _{el}	8,26923
nicht-regenerativer KEA	MJ/kWh _{el}	8,936

10.7.6 Darstellung der Ergebnisse für die Lebensphasen

Die Höhe der auf die Stromerzeugung bezogenen Lebenszyklusinventare folgt zum einen aus den fixen (Herstellung und Entsorgung der Anlage nach den Darstellungen in den Abschnitten 10.7.2 und 10.7.4) und zum anderen aus den variablen (betriebsbedingte, vgl. Abschnitt 10.7.3) Anteile. In Tabelle 10-41 sind ausgewählte Lebenszyklusinventare des Kraftwerks Stk-DWSF-2010 bezogen auf die Leistungseinheit [kW] bzw. bezogen auf die Energieeinheit [kWh_{el}] dargestellt. Diese Daten bilden die Basis für Sensitivitätsanalysen hinsichtlich Auslastung und Lebensdauer des Kraftwerks.

Abbildung 10-61 zeigt die Anteile der einzelnen Lebenszyklusphasen an den Kraftwerksemissionen, Energie- und Rohstoffverbräuchen für den Referenzfall, in dem eine Lebensdauer des Kraftwerks von 5 Jahren bei einer Auslastung von 7500 h/a berücksichtigt ist. Während Schadstoffemissionen und Primärenergieeinsatz überwiegend von der Nutzungsphase bestimmt werden, entfallen beträchtliche Anteile des nicht-energetischen Rohstoffverbrauchs, bspw. 51 % bei Bauxit, auf die Herstellungs- und Entsorgungsphase.

Für ausgewählte luftgetragene Emissionen des Betriebs wurden die in Abbildung 10-62 dargestellten Zuordnungen auf einzelne Prozesse vorgenommen.

Tabelle 10-41: Spezifische Stoffflüsse und Energieaufwendungen des Kraftwerks Stk-DWSF-2010 in den Lebensphasen Herstellung&Entsorgung und Betrieb

	H&E	Betrieb
Emissionen in Luft	g/kW _{el}	g/kWh _{el}
CO ₂ Kohlendioxid	386691	806
CO Kohlenmonoxid	4603,5	0,3168
CH ₄ Methan (Alkan)	1478,0	1,8776
N ₂ O Distickstoffoxid	5,5	0,0361
SO _x als SO ₂ Schwefeloxide	5212,0	1,0529
NO _x als NO ₂ Stickoxide	751,1	0,9086
NMVOC unspezifiziert	314,3	0,1256
Partikel gesamt	851,9	0,3409
Rohstoffe	g/kW _{el}	g/kWh _{el}
Bauxit	7379,7	0,0275
Eisen ab Erz	166931,0	0,9985
Kupfer ab Erz	772,7	0,0032
Primärenergie	MJ/kW	MJ/kWh _{el}
Uran	1446386	0,0394
Braunkohle	179150	0,1005
Erdgas	336030	0,1627
Rohöl	1195084	0,3519
Steinkohle	3418062	8,2562
nicht-regenerativer KEA	6574712	8,911

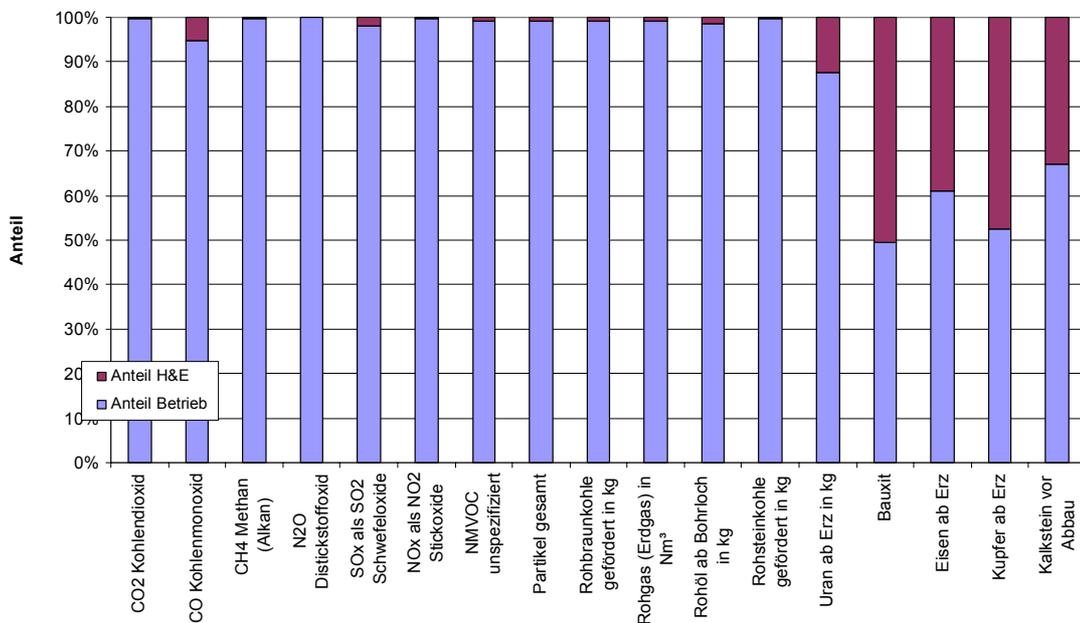


Abbildung 10-61: Anteile der Betriebsphase sowie der Herstellungs- und Entsorgungsphase(H&E) an den Lebenszyklusinventaren (Auswahl)

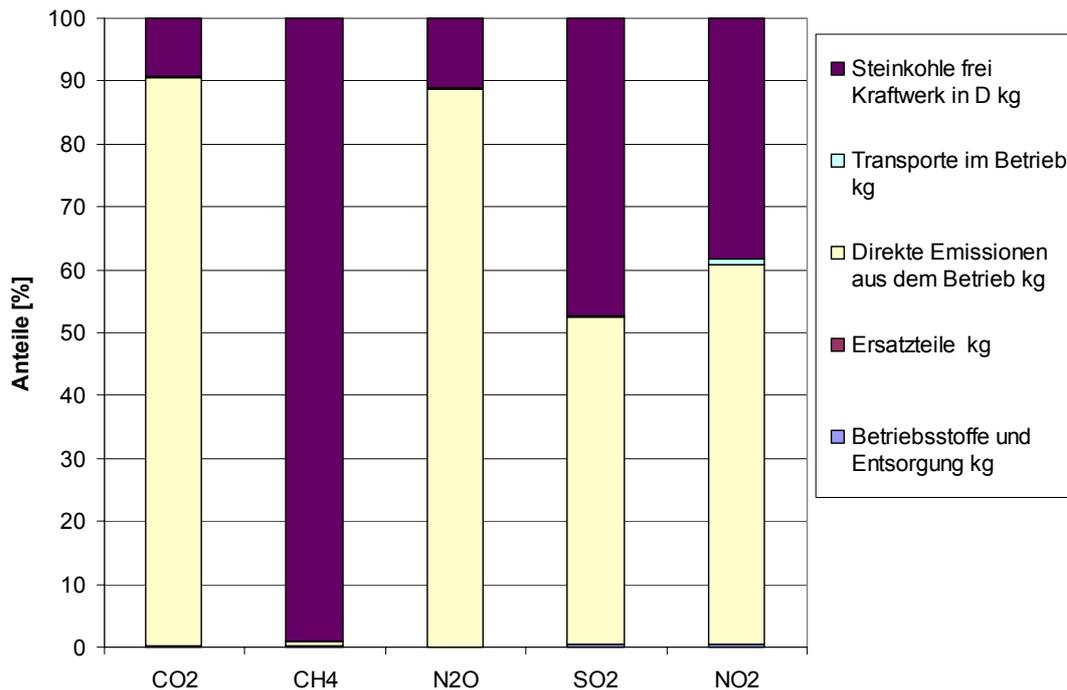


Abbildung 10-62: Anteile von Prozessen in der Nutzungsphase an ausgewählten luftgetragenen Emissionen im Betrieb des Kraftwerks Stk-DWSF-2010

Dabei ergibt sich für CO₂ ein Anteil der direkten Emissionen (Verbrennung von Steinkohle zur Stromerzeugung) von 90 %, wohingegen 9 % aus der Brennstoffbereitstellung resultieren. Der Anteil der übrigen Prozesse an den betriebsbedingten CO₂-Emissionen des Kraftwerks Stk-DWSF-2010, liegen bei 1 %.

Dagegen entfällt der überwiegende Anteil der CH₄-Emissionen (99 %) auf die Brennstoffbereitstellung, wohingegen die betrieblichen Emissionen unter 1 % liegen.

10.7.7 Sensitivitätsanalysen

Basierend auf den fixen und variablen Anteilen der Lebenszyklusinventare (vgl. Tabelle 10-41) kann eine Sensitivitätsanalyse hinsichtlich der Bedeutung unterschiedlicher Auslastungen des Kraftwerks auf die Höhe der auf die kWh Strom bezogenen Lebenszyklusinventare durchgeführt werden. In Abbildung 10-63 sind für eine Variation der Auslastung zwischen 1.000 und 8.000 h/a die resultierenden Änderungen der LCI ausgewählter Emissionen und der Primärenergieträger gegenüber dem Referenzfall von 7.500 h/a dargestellt.

Es zeigt sich eine deutliche Abhängigkeit der betriebsbezogenen Emissionen und Verbräuche von der Jahresnutzung. Dagegen weisen die vor allem für die Herstellungs- und Entsorgungsphase relevanten Stoffflüsse, wie z. B. Uran, eine vergleichsweise geringe Abhängigkeit von der Jahresnutzung auf. Im Gegensatz dazu zeigt der nicht-energetische Rohstoffbedarf (vgl. Abbildung 10-64) eine deutlich stärkere Abhängigkeit von der Jahresnutzung.

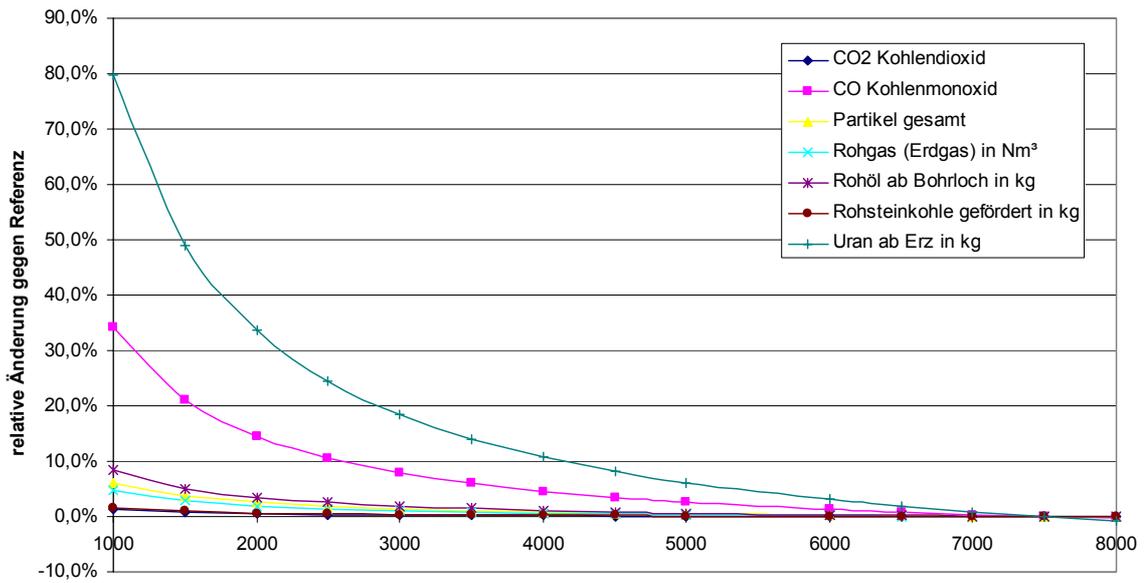


Abbildung 10-63:: Relative Änderung der spezifischen Mengen ausgewählter Emissionen in Luft und der Primärenergieträger des Kraftwerks Stk-DWSF-2010 in Abhängigkeit von der Volllaststundenzahl (Referenz: 7500 h/a)

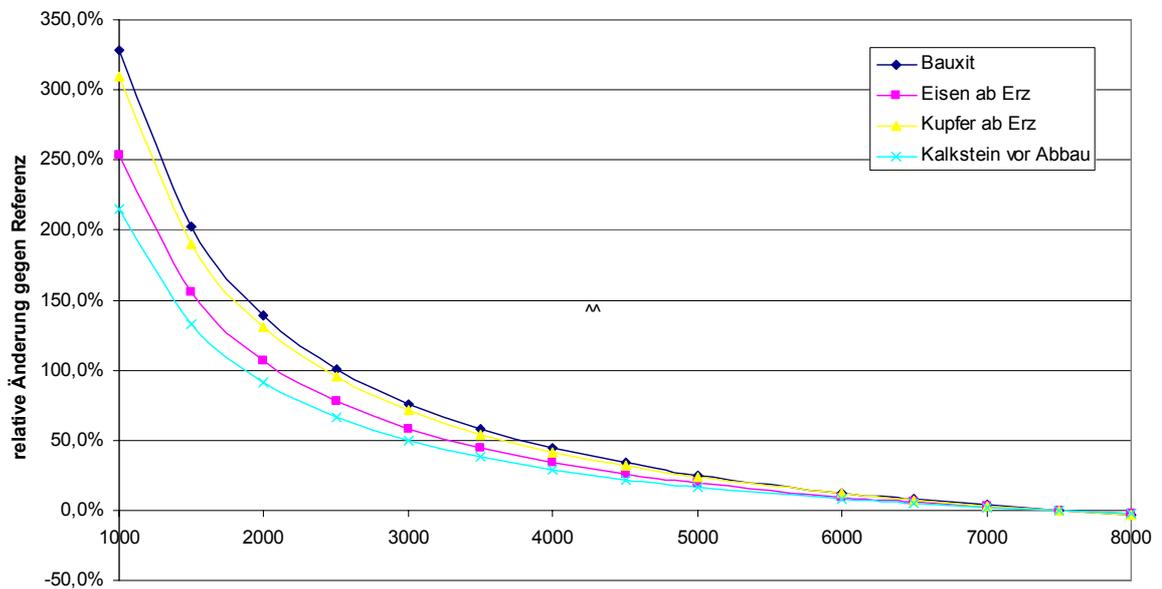


Abbildung 10-64: Relative Änderung der spezifischen Mengen ausgewählter Stoffe des Kraftwerks Stk-DWSF-2010 in Abhängigkeit von der Volllaststundenzahl (Referenz: 7500 h/a)

Literatur zu Kapitel 10

/Advanced Cycles 1998/

Advanced Cycles Technologies; Improvement of IGCCs starting from the State-of-the-Art (Puertollano), Universität Essen, Siemens AG Power Generation (KWU), Krupp Uhde GmbH, ECN Fuels, Conversion & Environment, University of Ulster (Coordinator R. Pruscek). Forschungsprojekt gefördert von der EC, Contract JOF3 CT5 0004, Final Report 1998, published by European Commission Brussels, Joule III Programme Clean Coal Technologies R&D, EU 19285/III EN, ISBN 3-00-004658-5R

/COORETEC 2003/

Wege zum emissionsarmen fossil gefeuerten Kraftwerk. Bericht der COORETEC-Arbeitsgruppen. Stand: 3.6.2003 Bonn/Jülich

/BMFT 1983/

Bonn, B., Münzner, H., Busch, U., Holl, L.: Planung einer Druckwirbelschicht-Gasturbinenversuchsanlage mit Kohlefeuerung und begleitende experimentelle Untersuchungen. Forschungsbericht T 83-101, Bundesministerium für Forschung und Technologie (BMFT-FB-T 83-101). Arbeitsgemeinschaft Wirbelschichtfeuerung Bergbau Forschung GmbH/Vereinigte Kesselwerke AG Essen. Essen 1983

/BMW i 1999/

Kohlekraftwerke der Zukunft: sauber und wirtschaftlich. Dokumentation und Herausg. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Juli 1999 (Mitwirkung VGB, VDEW, FDBR)

/Elsen et al. 2001/

Elsen, R., Blumenthal, U., Götte, Ch., Kamm, J., Kossak, Th. v.: Planung und Bau der Pilot-Trocknungsanlage Niederaußem. In: VGB PowerTech 6/2001

/Eyerer et al. 2000/

Eyerer, P., Reinhardt, H.-W.: Ökologische Bilanzierung von Baustoffen und Gebäuden. Wege zu einer ganzheitlichen Bilanzierung. Birkhäuser Basel 2000

/Kloster 1998/

Kloster, R.: Thermodynamische Analyse und Optimierung von Gas-/Dampfturbinen-Kombi-Kraftwerken mit integrierter Kohlevergasung, Fortschritt-Berichte VDI Reihe 6, Nr. 409, Dissertation Universität Essen 1998

/Köhler et al. 1996a/

Köhler, D., Layer, G., Schwaiger, K.: Ganzheitliche Bilanzierung der Energiebereitstellung (GaBiE), Teil III Energetische Untersuchung eines Steinkohlekraftwerkes. Forschungsstelle für Energiewirtschaft der Gesellschaft für praktische Energiekunde e. V. München, 1996

/Köhler et al. 1996b/

Köhler, D., Layer, G., Schwaiger, K.: Ganzheitliche Bilanzierung der Energiebereitstellung (GaBiE), Teil IV Energetische Untersuchung eines Braunkohlekraftwerkes. Forschungsstelle für Energiewirtschaft der Gesellschaft für praktische Energiekunde e. V. München, 1996

/Hoffmayer et al. 1996/

Hoffmayer, M., Köhler, D., Schwaiger, K.: Ganzheitliche Bilanzierung der Energiebereitstellung (GaBiE), Teil V Energetische Untersuchung eines GuD-Kraftwerkes. Forschungsstelle für Energiewirtschaft der Gesellschaft für praktische Energiekunde e. V. München, 1996

/IKARUS 2003/

Markewitz, P., Stein, G. (Hrsg.): Das IKARUS-Projekt: Energietechnische Perspektiven für Deutschland. Abschlussbericht des Projekts IKARUS. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt/Environment. Jülich, 2003

/Kjaer et al. 1998/

Kjaer, S., Thomsen, F.: Status of Advanced Super Critical PF Power Plants in the ELSAM Area, Kraftwerke 1998, VGB-Kraftwerkstechnik GmbH Essen

/Kjaer 2000/

Kjaer, S.: Current and Future Conventional Coal-Fired Steam Power Plants, VDI Berichte 1566, S. 237-246, VDI Düsseldorf 2000

/Leithner 2002/

Leithner, R.: Zukünftige Entwicklungen in der Braunkohle-Kraftwerkstechnologie. In: Brennstoff-Wärme-Kraft Bd 54 (2002) Nr.2

/Kugeler et al. 1990/

Kugeler, K., Phlippen, P.-W.: Energietechnik. Springer 1990

/Ökoinventare 1996/

Frischknecht, Rolf; Hofstetter, Patrick; Knoepfel, Ivo; Ménard, Martin; Dones, Roberto; Zollinger, Erich: Ökoinventare von Energiesystemen. Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz. Zürich 1996.

/Segal et al. 2000/

Segal, V., Alf, M.: Varioplant 300 – Economical and Reliable Mid-Size Coal-Fired Steam Power Plant for IPP Market, Power-Gen 2000

/Siemens 2004/

Siemens PG: Combined cycle plant ratings. Informationen im Internet. <http://www.powergeneration.siemens.com/en/plantrating/index.cfm>. Stand 22.4.2004

/Spath et al. 1999/

Spath, P. L., Mann, M. K., Kerr, D. R.: Life Cycle Assessment of Coal-fired Power Production. National Renewable Energy Laboratory, DOE, 1999

/Spath et al. 2000/

Spath, P. L., Mann, M. K.: Life Cycle Assessment of a Natural Gas Combined-Cycle Power Generation System. National Renewable Energy Laboratory, DOE, 2000

/Stapper 1997/

Stapper, B.: Wirkungsgradpotentiale steinkohlebefeuerter Kraftwerke, VDI Berichte 1321, VDI Düsseldorf 1997

Anhang D: Materialgerüst der Kraftwerke Stk-IGCC-2010 und Brk-IGCC-2010

Komponente	Beton	Stahl unleg	Stahl niedrigleg	Stahl hochleg	Guss	Aluminium	Kupfer	Zink	Blei	Bitumen	Dämmstoffe	Bauholz	Flachglas	Öl	Keramik	PVC	PS	PE (LD)	PP		
	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	
Betonbau	213565200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Stahlbau	0	6102000	6102000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Kühlturm	37229137	694282	694282	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Fassaden	1632000	0	0	0	888000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Dachbedeckung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265500	136500	0	0	0	0	9450	2635	810	405	0	
Straßenbeläge	13640000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Schalmaterial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Fenster/Türen	0	45000	45000	0	0	35000	0	0	0	0	0	2000	14000	0	0	0	0	0	0	0	
Lager, Verw. etc	44818000	642500	642500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36500	11550	3300	1650	0	
SUMME	310884337	7483782	7483782	0	0	923000	0	0	0	265500	136500	2000	14000	0	0	47950	14385	4110	2055	0	
Turbosatz, DT	0	64732	569922	422164	242745	0	11258	0	0	0	0	0	0	0	30255	0	1182	338	169	0	
Gasturbine	0	63600	52500	7000	175000	2040	705	195	60	0	6000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Generator, GT	0	2733333	293333	5333	1667	5000	21000	0	0	0	0	0	0	0	0	3733	1120	320	180	0	
Wärmeüberträger	0	2650000	2650000	0	0	0	0	0	0	108000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Rohte&Armaturen	0	17000	17000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4900	1470	420	210	0	
Bekohlungsanl.	0	2256000	2340000	1574000	192000	14960	5170	1430	440	0	136000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Kühlturm	0	787500	821500	0	0	15640	5405	1495	460	0	0	0	0	0	0	46900	14070	4020	2010	0	
Lüftung&isol.	0	22887	22887	0	0	1245	430	119	37	0	0	0	0	0	0	2310	660	12249	0	0	
Schalld&mpf.&Sonst.	0	201000	201000	0	0	25160	8695	2405	740	0	344000	0	0	0	0	7700	2310	660	330	0	
Verdampfer	0	198500	198500	44000	0	10880	3760	1040	320	0	23000	0	0	0	0	3000	11200	3360	960	460	
Luftzeil.	0	1309625	1368875	970750	0	0	0	0	0	0	350000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Clausenl.	0	346012	358896	241411	29448	2294	793	219	67	0	20959	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Cyclone	0	173006	179446	120706	14724	1147	396	110	34	0	10429	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
DENOX	0	160500	160500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Keramik-Filter	0	5000	5000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Summe	0	8528595	8965360	3428964	655593	78367	57612	7013	2158	0	996286	0	0	30255	212000	364183	109255	31216	15608	0	
Notstromanlage	0	6125	6125	0	0	0	66015	0	0	0	0	0	0	0	0	3957	1187	339	170	0	
Blocktrafo	0	28738	28738	57477	0	0	43343	0	0	0	0	0	0	0	0	7915	2374	678	339	0	
Eigenbed.-Trafo	0	11307	11307	22614	0	0	24498	0	0	0	0	0	0	0	0	13851	4155	1187	594	0	
Niedersp.-Trafo	0	20258	20258	40516	0	0	26383	0	0	0	0	0	0	0	0	24034	7321	2092	1046	0	
Schaltanl.	0	135000	135000	0	0	0	264000	0	0	0	0	0	0	0	0	177800	53340	15240	7620	0	
E-Motoren	0	231000	0	0	0	0	26000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Kabel/Pritschen	0	193500	0	0	0	0	832500	0	0	0	0	0	0	0	0	191100	57330	16380	8190	0	
Sonstiges	0	25500	0	0	0	1500	34500	0	0	0	0	0	0	0	0	3150	945	270	135	0	
Summe	0	651428	201428	120607	0	1500	1316239	0	0	0	0	0	0	106473	0	422177	126653	36187	18093	0	
Summe tota																					
Ersatzteile, diverse	0	31000	31000	0	0	5848	2021	569	172	0	0	0	0	0	0	6560	1974	564	282	0	
Elektromotoren	0,0	71794	0	0	0	0	8081	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1 Gasturbine	0,0	63500	52500	7000	175000	2040	705	195	60	0	6000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Summe	0	166294	83500	7000	175000	7888	10807	754	232	0	6000	0	0	8200	0	6660	1974	564	282	0	
t	310884	16664	16661	3650	656	1003	1374	7	2	266	1135	2	14	137	212	834	250	72	36	0	
Metalle zum Recyclieren																					
Stoffe zur Verbrennung		16830100	16734071	3566571	830583	1010755	1384658	7767	2390												
Kunststoffe, ggf. Verwertur										265500	1140788	2000									
Deponiegut (Beton)	310884337												14000		212000						36038

Anhang E: Materialgerüst des Kraftwerks Stk-DWSF-2010

Komponente/Baugruppe	Beton	Stahl unleg.	Stahl niedrig	Stahl hochleg.	Aluminium	Guss	Elektronik	Mineralkwelle	Gummi	PVC	Polystyrol	PE (LD)	Holz	Kupfer	Blei	Zink	Keramik	Farbe	Öl		
	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	kg	
Bautechnik																					
Gasturbinengebäude	613329	130031	63889	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
DT-Maschinenhaus	109185696	14904776	2773032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
HV-Schaltanlagen- und Transformatoren	198000	25500	500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Fliese- und Hitzekesselhaus	109185696	14904776	2773032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Schornsteine	9542700	1060300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Werkstatt- und Lagergebäude	1797392	202200	3500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Verwaltung, Elektro- und Leittechnikgebäude	2883600	321400	1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Straßen-, Wege- und Gleisbau	12275000	1364000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Kühlraum	12069718	1343746	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Maschinentechnik																					
Gasturbine	0	25450	0	5159	774	0	17864	0	0	0	0	0	0	0	774	0	0	0	0	0	
Turbosatz DT	0	62714	552152	409002	0	235176	0	0	0	2727	1363	0	0	10607	0	0	0	0	0	28312	
Kondensator	0	91415	30472	0	1219	0	0	0	0	271807	135604	135604	0	0	1219	0	0	0	0	0	
Generator GT	0	465703	0	8194	7511	0	2731	0	0	0	0	0	0	33460	0	0	0	0	0	0	
Generator DT	0	281541	0	4954	4541	0	1651	0	0	0	0	0	0	20228	0	0	0	0	0	0	
Kupplung	0	0	0	0	0	0	70000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Armaturen/ Rohrleitungen	0	143151	0	29312	0	0	0	0	5000	14000	7000	7000	0	0	0	0	0	0	0	0	
Pumpen	0	0	0	0	0	0	47717	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Brennstoff/Luftersorgung	0	0	144625	4959	2479	0	0	4959	0	4132	2066	2066	0	0	2479	0	0	0	0	0	
Behälter, Hilfskessel	0	42945	0	16360	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Hilfssysteme Summe	0	35447	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5453	0	0	0	0	0	0	
Kühlumrinnenbauten	0	109698	0	0	0	0	81258	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Heizung/Lüftung	0	122000	0	0	0	0	0	8000	0	1000	500	500	0	0	1000	0	0	0	0	0	
Hebezeuge/Sonstiges	66174	170000	0	0	0	0	1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1000	
Druckbehälter mit Einbauten	0	0	0	1506300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Wärmeüberträger/Dampferzeuger	0	4329246	4492053	3209022	0	0	0	1157000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	90907	
Bekohlungsanlage/Förderanlagen	0	265490	796471	0	0	0	0	0	0	22727	11363	11363	0	0	0	0	0	0	0	0	
Kalksteinislo	0	200260	200062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Aschesilo	0	404124	404124	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Rauchgasreinigung	0	18595	55784	0	28925	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Zyklon (bzw. Kerzenfilter)	110527	0	0	294600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Speisewasserbehälter	0	11588	11588	0	0	0	0	0	0	2386	1193	1193	0	0	0	0	0	0	0	0	
Elektrotechnik																					
elektrische Einrichtungen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2493	0	0	0	0	0	
Generatorableitung	0	12000	0	0	50000	0	0	0	600	0	0	0	0	3200	0	0	0	0	0	0	
Schaltanlagen	0	100500	301500	0	0	0	0	0	0	5500	2750	2750	0	0	8695	0	0	0	0	0	
Isolatorvorsorgung	0	686251	1670050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2788	0	0	0	0	0	0	
Transformator Summe	0	131686	0	0	0	0	1534	0	0	0	0	0	0	5945	0	0	0	0	0	72241	
Leittechnik	0	7000	2600	0	0	0	1990	0	0	3965	1963	1963	0	10010	0	0	0	0	0	0	
Kabeltechnik	0	104000	0	0	0	0	0	0	0	3500	17500	17500	0	190000	0	0	0	0	0	0	
Container/Neberanlagen	0	97000	0	0	1000	0	0	1200	500	6550	3275	3275	0	6000	10000	0	0	0	0	0	
Ersatzteile																					
(GT-Teile aus Edelstahl und Aluminium 2x) berücksichtigt																					
GT gesamt (1x)		25450		10318	1548	17864									774						
Baumaterial (Beton) für Verwertung		257951832		5169	774																
Metalle zum Recyclieren		629761																			
Stoffe zur Verwertung		12921																			
Kunststoffe, ggf. Verwertung		7401																			
							5684	1170469	6100	369793	184697	184697		17398	330742	0				91907	