

**Erarbeitung der Grundlagen für das BVT-Merkblatt
Großfeuerungsanlagen im Rahmen des Informationsaustausches
nach Art. 16(2) IVU-Richtlinie**

O.Rentz, K. Gütlung, U. Karl

Deutsch-Französisches Institut Für Umweltforschung
Universität Karlsruhe (TH)
Hertzstr. 16, 76187 Karlsruhe

Forschungsbericht 200 46 317

Forschungsvorhaben im Auftrag des Umweltbundesamtes

Endbericht

November 2002

Berichtsnummer 1. UBA-FB	2.	3.
4. Titel des Berichts Erarbeitung der Grundlagen für das BVT-Merkblatt Großfeuerungsanlagen im Rahmen des Informationsaustausches nach Art. 16(2) IVU-Richtlinie		
5. Autor(en), Name(n), Vorname(n) Renz, O.; Gütlings, K.; Karl, U.		8. Abschlussdatum November 2002
6. Durchführende Institution (Name, Anschrift) Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung (DFIU) Universität Karlsruhe (TH) Hertzstraße 16 76187 Karlsruhe		9. Veröffentlichungsdatum
		10. UFOPLAN-Nr. 200 46 317
		11. Seitenzahl 381
7. Fördernde Institution (Name, Anschrift) Umweltbundesamt Bismarckplatz 1, 14193 Berlin		12. Literaturangaben 168
		13. Tabellen und Diagramme 205
15. Zusätzliche Angaben		14. Abbildungen 54
16. Kurzfassung In der EG-Richtlinie über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung vom 30. Oktober 1996 (IVU-Richtlinie) werden sowohl Emissionen in Luft, Wasser und Boden als auch abfallwirtschaftliche Aspekte, Ressourcen- und Energieeffizienz sowie die Vorbeugung von Unfällen erfasst. Ziel ist es, ein hohes Schutzniveau für die Umwelt insgesamt zu erreichen. Zur Unterstützung der Informationsaustauschs über beste verfügbare Techniken (BVT) im Rahmen der Richtlinie führte das Umweltbundesamt eine umfassende Erhebung zu den Betriebserfahrungen von Großfeuerungsanlagen in der Bundesrepublik Deutschland durch. Aufbauend auf diese Erhebung sind im vorliegenden Bericht die bei Großfeuerungen für feste, flüssige und gasförmige Brennstoffe eingesetzten Techniken erläutert und die Betriebserfahrungen dokumentiert. Dabei wurden Angaben von insgesamt 31 Standorten einbezogen. Die Auswahl enthält sowohl neu errichtete, als auch nachgerüstete Anlagen. Es wurden insgesamt achtzehn Kohlekraftwerke, zwei Biomassefeuerungen, vier Feuerungen für flüssige Brennstoffe und acht Beispielanlagen für gasförmige Brennstoffe als Einzeldarstellungen in den Bericht aufgenommen. Hinzu kommen Beispiele für die Mitverbrennung von Abfällen und Ersatzbrennstoffen. Alle Anlagenbeispiele sowie die Ausführungen zu den Kriterien für die Bestimmung von BVT wurden dem Europäischen IPPC Bureau in Sevilla übermittelt. Viele dieser Beispiele wurden in den aktuellen Entwurf zum BVT-Merkblatt Großfeuerungen bereits aufgenommen.		
17. Schlagwörter Beste Verfügbare Techniken, BVT, IVU-Richtlinie, Großfeuerungsanlagen, Gasturbinen, Vermeidung; Minderung; Emissionen, Abwasser, Abfälle, Lärm		
18. Preis	19.	20.

Diese Studie wurde im Auftrag des Umweltbundesamtes im Rahmen des Umweltforschungsplanes - Förderkennzeichen 200 46 317 - erstellt und mit Bundesmitteln finanziert.

Report No. 1. UBA-FB	2.	3.
4. Report Title Exemplary investigation into the state of practical realisation of integrated environmental protection with regard to large combustion plants in Germany		
5. Author(s), Family Name(s), First Name(s) Rentz, O.; Gütling, K.; Karl, U.		8. Report Date November 2002
6. Performing Organisation (Name, Address) French-German Institute for Environmental Research University of Karlsruhe (TH) Hertzstraße 16 D-76187 Karlsruhe		9. Publication Date
		10. UFOPLAN-Ref.No. 200 46 317
		11. No. of Pages 381
7. Sponsoring Agency (Name, Address) Umweltbundesamt Bismarckplatz 1, D-14193 Berlin, Germany		12. No. of References 168
		13. No. of Tables, Diagrams 205
15. Supplementary Notes		14. No. of Figures 54
16. Abstract The EC Directive on Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC-Directive) addresses all aspects of environmental protection including emissions into the atmosphere, liquid discharges, waste related issues, efficient use of energy and resources and safety aspects. It aims at achieving a high level protection for the environment as a whole. In order to support the exchange of information on best available techniques (BAT) in the frame of this Directive the German Environmental Protection Agency (Umweltbundesamt) initiated a comprehensive survey of operational experience from large combustion plants in Germany. Based on this survey this report presents techniques used in these installations to combust solid, liquid and gaseous fuels including the operational experience of in total 31 installations. This selection includes both new and retrofitted power plants. The presentation of individual installations includes 18 examples of coal-fired plants, 2 biomass-fired plants, 4 installations for liquid and 8 examples for gaseous fuels. In addition to this, examples for the co-combustion of waste or secondary fuels are given. All examples as well as the presentation of criteria for the selection of BAT were communicated to the European IPPC Bureau in Seville. Many of these examples have already been integrated into the current draft of the BAT Reference Document.		
17. Keywords Best Available Technique, BAT, IPPC Directive, Large Combustion Plants, LCP, Gas turbines, Avoidance, Abatement, Emission, Wastewater, Waste, Noise		
18. Price	19.	20.

This report was elaborated on behalf of the German Environmental Agency (Umweltbundesamt) in the frame of the Environmental Research Programme – Project Reference No. 200 46 317 – and financed by the Federal Government.

Inhaltsverzeichnis

0	Kurzfassung	0-1
	Summary	0-8
1	Einleitung	1-1
2	Problemstellung und Einordnung der durchgeführten Arbeiten	2-1
2.1	Vorgaben der IVU-Richtlinie zur Bestimmung von Besten Verfügbaren Techniken	2-1
2.1.1	Zur Entstehung der IVU-Richtlinie	2-1
2.1.2	Ziel und Ansatz der IVU-Richtlinie	2-2
2.1.3	Definition und Anforderungen zur Bestimmung der „Besten Verfügbaren Techniken“ in der IVU-RL	2-4
2.1.4	Aufbau der IVU-RL und Bedeutung des Konzepts der BVT	2-5
2.2	Informationsaustausch auf europäischer Ebene für die Bestimmung von BVT zur Umsetzung der IVU-RL in Europa	2-8
2.3	Die Erstellung des BVT-Merblatts „Großfeuerungsanlagen“	2-11
2.4	Einordnung und Struktur des vorliegenden Berichts	2-13
3	Der Stromerzeugungssektor in Deutschland	3-1
3.1	Gesamtwirtschaftliche Bedeutung und Produktionsmengen	3-1
3.2	Regionale Verteilung	3-2
3.3	Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	3-4
3.4	Altersstruktur des deutschen Kraftwerksparks	3-6
3.5	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	3-8
3.6	Umwelteinflüsse der Stromerzeugung	3-16
3.6.1	Ressourceneffizienz und Wirkungsgrad	3-17
3.6.2	Emissionen in die Luft	3-19
3.6.3	Emissionen in das Wasser und Wasserbedarf	3-22
3.6.4	Abfälle und Reststoffe	3-24
3.6.5	Sonstige Wirkungen (Lärm, Radioaktivität, etc.)	3-25
3.7	Politische und gesetzliche Rahmenbedingungen	3-25
4	Maßnahmen zur Minderung von Emissionen und Ressourceneinsatz	4-1
4.1	Minderung von atmosphärischen Emissionen	4-1
4.1.1	Minderungsoptionen für Staub	4-1
4.1.2	Minderungsoptionen für Schwefeldioxid	4-2
4.1.3	Minderungsoptionen für Stickstoffoxide	4-5
4.2	Minderung von Einleitungen in das Wasser	4-10
4.2.1	Minderungstechniken	4-10
4.2.2	Kriterien zur Auswahl von Minderungstechniken	4-17
4.3	Minderung und Vermeidung von Abfällen und Reststoffen	4-19
4.4	Minderung von Lärmemissionen	4-20
4.5	Effizienzsteigerung durch Kraft-Wärme-Kopplung	4-24
4.6	Kosten von Minderungsmaßnahmen	4-24
4.6.1	Zur Methodik der Kostenberechnung	4-25

4.6.2	Kosten der Minderungsverfahren für Luftschadstoffe	4-26
5	Techniken für die Verbrennung von Kohle.....	5-1
5.1	Angewandte Prozesse und Verfahren	5-1
5.1.1	Feuerungstechniken.....	5-1
5.1.2	Optimierung des Wirkungsgrades	5-7
5.1.3	Rauchgasreinigungstechniken.....	5-9
5.2	Emissions- und Konzentrationswerte.....	5-15
5.2.1	Schadstoffemissionen in die Atmosphäre	5-15
5.2.2	Wasserseitige Emissionen und Wasserverbrauch von Kohlekraftwerken ...	5-20
5.2.3	Aufkommen und Verwertung von Nebenprodukten aus Kohlekraftwerken	5-24
5.2.4	Schwermetallbilanzen	5-28
5.3	Ausgewählte Anlagen und Einzeltechnikbeschreibungen	5-31
5.3.1	Beispiel: Instandhaltung und Reaktivierung von SCR-Katalysatoren in steinkohlegefeuerten Kraftwerken.....	5-31
5.3.2	Beispiel: Steinkohle-Staubfeuerung mit trockenem Ascheabzug, Rauchgasreinigung und hohem Wirkungsgrad.....	5-36
5.3.3	Beispiel: Steinkohle-Staubfeuerung mit trockenem Ascheabzug und Rauchgasreinigung in einem Heizkraftwerksblock.....	5-40
5.3.4	Beispiel: Steinkohle-Trockenfeuerung mit simultaner Stickoxid-Minderung und Entschwefelung nach dem DESONOX-Verfahren	5-43
5.3.5	Beispiel: Trocken entaschte Steinkohlestaubfeuerung mit nachgerüsteter primärer Entstickung sowie sekundärer Entstickung und Entschwefelung ..	5-49
5.3.6	Beispiel: Trockene Steinkohlestaubfeuerung mit Entstickung, Entschwefelung und Verbundbetrieb mit einer Gasturbine.....	5-54
5.3.7	Beispiel: Steinkohle-Schmelzfeuerung mit sekundärer NO _x -Minderung und Entschwefelung.....	5-59
5.3.8	Beispiel: Steinkohle-Schmelzfeuerung mit SCR und Sprühabsorption.....	5-63
5.3.9	Beispiel: Braunkohlestaubfeuerung mit primärer Entstickung, sekundärer Entschwefelung und hohem elektrischen Wirkungsgrad	5-65
5.3.10	Beispiel: Braunkohlestaubfeuerung mit primärer Entstickung, sekundärer Entschwefelung und hohem elektrischen Wirkungsgrad	5-70
5.3.11	Beispiel: Braunkohlestaubfeuerung mit primärer Entstickung, sekundärer Entschwefelung und hohem elektrischen Wirkungsgrad	5-74
5.3.12	Beispiel: Ertüchtigung einer Anlage mit Braunkohlestaubfeuerung durch primäre Entstickung, sekundäre Entschwefelung und Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrades.....	5-78
5.3.13	Beispiel: Braunkohlestaubfeuerung mit nachgerüsteter primärer Entstickung und simultaner Entschwefelung/Entstickung mit zweistufigem Aktivkohlefilter	5-83
5.3.14	Beispiel: Braunkohlestaubfeuerung mit Entschwefelung und Verbundbetrieb mit einer GuD-Anlage	5-88
5.3.15	Beispiel: Industriekraftwerk mit zirkulierender Wirbelschichtfeuerung für Braunkohle.....	5-94
5.3.16	Zukunftstechniken: Braunkohletrocknung mit Niedertemperaturwärme	5-98
5.3.17	Zukunftstechnik: Braunkohlestaubfeuerung mit primärer Stickoxid-Minderung, sekundärer Entschwefelung und Rauchgaswärmenutzung.....	5-99
5.3.18	Zukunftstechnik: Steinkohlestaubfeuerung mit primärer und sekundärer Stickoxidminderung, sekundärer Entschwefelung sowie Abgaswärmenutzung	5-103

5.4	Bestimmung von besten verfügbaren Techniken (BVT) für die Verbrennung von Kohle	5-105
5.4.1	Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT für Transport, Lagerung und Verladung von Kohle und Einsatz- und Hilfsstoffen	5-105
5.4.2	Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT für den Wasser-Dampf-Kreislauf und das Kühlsystem.....	5-106
5.4.3	Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT für Verbrennungstechniken und Maßnahmen zur Verminderung von atmosphärischen Emissionen und Abfällen	5-108
6	Techniken für die Verbrennung von Biomasse	6-1
6.1	Angewandte Prozesse und Verfahren	6-1
6.1.1	Feuerungstechnik	6-1
6.1.2	Energieumwandlung.....	6-7
6.1.3	Mitverbrennung von Biomasse in Kohlefeuerungen	6-8
6.1.4	Emissionsminderungstechniken	6-9
6.1.5	Verwertung bzw. Entsorgung der festen Rückstände	6-13
6.1.6	Verbrauchs- und Emissionswerte.....	6-20
6.2	Einzelanlagen- bzw. Einzeltechnikbeschreibungen	6-20
6.2.1	Beispiel: Spreader-Stoker-Anlage mit Rest- und Altholz als Hauptbrennstoff	6-20
6.2.2	Beispiel: Zirkulierende atmosphärische Wirbelschichtfeuerung mit Holz als Hauptbrennstoff	6-24
6.3	Bestimmung von besten verfügbaren Techniken (BVT) für die Verbrennung von Biomasse.....	6-28
6.3.1	Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT für Transport, Lagerung und Verladung von Biomasse und Einsatz- und Hilfsstoffen	6-28
6.3.2	Verbrennungstechniken und Techniken zur Minderung von atmosphärischen Emissionen.....	6-29
6.3.3	Wiederverwendung und Deponierung von Asche	6-31
7	Techniken für die Verbrennung von flüssigen Brennstoffen	7-1
7.1	Angewandte Prozesse und Verfahren	7-1
7.1.1	Gasturbinen	7-1
7.1.2	Ölgefeuerte Kessel	7-1
7.2	Verbrauchs- und Emissionswerte.....	7-3
7.3	Einzelanlagen- bzw. Einzeltechnikbeschreibungen	7-6
7.3.1	Beispiel: Kraftwerk mit Heizöl S – Feuerung mit nachgerüsteten Rauchgasreinigungsanlagen	7-7
7.3.2	Beispiel: Kessel und Gasturbine zur Verfeuerung von leichtem Heizöl mit der Möglichkeit des Kombibetriebs.....	7-11
7.3.3	Beispiel: Kraftwerk zur Verwertung von Konversionsrückständen der Rohölverarbeitung – SCR und REA nach Wellman-Lord	7-14
7.3.4	Beispiel: Kraftwerk zur Verwertung von Destillations- und Konversionsrückständen einer Raffinerie, Entstickung (SCR) und Abgaswäsche	7-19
7.4	Bestimmung von Besten verfügbaren Techniken für die Verbrennung von flüssigen Brennstoffen	7-24
7.4.1	Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT für Transport und Lagerung von flüssigen Brennstoffen und Einsatz- und Hilfsstoffen	7-25

7.4.2	Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT für den Wasser-Dampf-Kreislauf und das Kühlsystem	7-25
7.4.3	Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT für Verbrennungstechniken und Maßnahmen zur Verminderung von atmosphärischen Emissionen und Abfällen	7-27
8	Techniken für die Verbrennung von gasförmigen Brennstoffen	8-1
8.1	Angewandte Prozesse und Verfahren	8-1
8.1.1	Gas- und Dampfturbinen-Prozess (GuD).....	8-3
8.1.2	Schadstoffbildung in Gasturbinen.....	8-6
8.2	Emissionsminderungsmaßnahmen	8-8
8.2.1	Primärmaßnahmen zur Minderung der NO _x -Emissionen	8-8
8.2.2	Sekundäre Emissionsminderungsmaßnahmen	8-14
8.3	Verbrauchs- und Emissionswerte.....	8-14
8.4	Einzelanlagen- bzw. Einzeltechnikbeschreibungen	8-16
8.4.1	Beispiel: GuD-Anlage ohne Zusatzfeuerung für Erdgas/Heizöl EL Betrieb	8-16
8.4.2	Beispiel: Gasturbinen-HKW für Erdgas/Heizöl EL Betrieb	8-19
8.4.3	Beispiel: GuD-Anlage mit Zusatzfeuerung für Erdgas/Heizöl EL Betrieb... ..	8-22
8.4.4	Beispiel: Hüttenkraftwerk bestehend aus 5 Kesseln zur Verfeuerung von Hüttengas, Erdgas und leichtem Heizöl.....	8-25
8.4.5	Beispiel: GuD-Anlage mit Zusatzfeuerung für Erdgas/Heizöl EL Betrieb... ..	8-27
8.4.6	Beispiel: Erdgasgefeuerte GuD-Anlage ohne Zusatzfeuerung zur Erzeugung von Bahnstrom.....	8-29
8.4.7	Beispiel: GuD-Anlage mit Zusatzfeuerung für Erdgas/Heizöl EL Betrieb... ..	8-33
8.4.8	Zukunftstechnik: Gas- und Dampfturbinenanlage ohne Zusatzfeuerung mit primärer Entstickung	8-34
8.5	Bestimmung von Besten verfügbaren Techniken für die Verbrennung von gasförmigen Brennstoffen	8-36
8.5.1	Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT für Transport und Lagerung von Gasen und Einsatz- und Hilfsstoffen	8-37
8.5.2	Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT für den Wasser-Dampf-Kreislauf und das Kühlsystem.....	8-37
8.5.3	Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT für Verbrennungstechniken und Maßnahmen zur Verminderung von atmosphärischen Emissionen und Abfällen	8-39
9	Techniken für die Mitverbrennung von Abfällen und Ersatzbrennstoffen	9-1
9.1	Angewandte Prozesse und Verfahren	9-1
9.1.1	Abfallsortimente für die Mitverbrennung	9-1
	Herkunft der Schadstoffe bei Althölzern	9-5
9.1.2	Techniken zur Mitverbrennung.....	9-9
9.1.3	Umweltaspekte bei der Mitverbrennung.....	9-10
9.2	Verbrauchs - und Emissionswerte.....	9-13
9.3	Einzelanlagen- bzw. Einzeltechnikbeschreibungen	9-13
9.3.1	Beispiel: Mitverbrennung von Klärschlamm in einem Braunkohlekraftwerk mit zirkulierender Wirbelschichtfeuerung und Minderung der gasförmigen Quecksilberemissionen	9-13
9.3.2	Beispiel: Klärschlamm-Mitverbrennung in einer trockenen Steinkohle-Staubfeuerung	9-16
9.3.3	Beispiel: Mitverbrennung von Biomasse in einer Staubfeuerung für Hartbraunkohle	9-20

9.3.4	Beispiel: Mitverbrennung von Klärschlamm in einer Steinkohle Staubfeuerung mit flüssiger Entaschung; Massenflussanalyse der Schadstoffe.....	9-25
9.3.5	Zukunftstechnik: Pyrolyseanlage vor einem Kohlekessel zur Mitverbrennung von Ersatzbrennstoffen verschiedener Herkunft	9-30
9.4	Bestimmung von besten verfügbaren Techniken (BVT) für die Mitverbrennung von Abfällen und Ersatzbrennstoffen.....	9-31
9.4.1	Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT für die Mitverbrennung von Abfällen und Ersatzbrennstoffen	9-32
9.4.2	Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT – Konkrete technische Maßnahmen	9-33

Literaturverzeichnis

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Allgemeiner Aufbau von BVT-Merkblättern, in Anlehnung an [COMM 1997B]	2-11
Tabelle 3-1: Daten zur Strom- und Wärmeerzeugung in Kraft- Wärme-Kopplung [AGFW 2000].....	3-5
Tabelle 3-2: Elektrische Leistung in KWK-Anlagen nach Sektor und Technik [AGFW 2000]	3-5
Tabelle 3-3: Brennstoffeinsatz in KWK-Anlagen nach Anlagentypen [AGFW 2000]	3-6
Tabelle 3-4: Durchschnittsalter der von 1982 bis 1996 stillgelegten Kraftwerke in den alten Bundesländern [MARKEWITZ 1998]	3-7
Tabelle 3-5: Strompreisentwicklung seit 1996 und Prognose für 2005 auf unterschiedlichen Handelsebenen, nach [AGFW 2000]	3-9
Tabelle 3-6: Literaturangaben zu Investitionen für Kraftwerke, aus [SCHNEIDER 1998]	3-10
Tabelle 3-7: Literaturangaben zu fixen Betriebskosten von Kraftwerken, aus [SCHNEIDER 1998].....	3-12
Tabelle 3-8: Literaturangaben zu variablen Betriebskosten von Kraftwerken (ohne Brennstoffkosten), aus [SCHNEIDER 1998].....	3-13
Tabelle 3-9: Einsatz von Primärenergie zur Stromerzeugung, [AG ENERGIEBILANZEN 2001]	3-18
Tabelle 3-10: Reststoffe in einem Kraftwerk.....	3-24
Tabelle 4-1: Überblick über die technisch realisierten Primärmaßnahmen zur Minderung der NO _x -Emissionen aus Feuerungsanlagen	4-7
Tabelle 4-2: Anfallstellen für Abwässer im Kraftwerk und ihre Behandlung [ATV 1993A, ATV 1993B, ATV 1997, ATV 2000].....	4-13
Tabelle 4-3: Kriterien zur Auswahl von Techniken zur Behandlung und Verminderung von Abwässern	4-17
Tabelle 4-4: Grenz- und Messwerte für Schadstoffkonzentrationen im behandelten REA- Abwasser (bei der Angabe von Intervallen wurden die Werte von zwei Anlagen angegeben, sonst Einzelwert).....	4-19
Tabelle 4-5: Schallleistungspegel der Anlagenkomponenten verschiedener Kraftwerke.....	4-22
Tabelle 4-6: Schallleistungspegel der Anlagenkomponenten verschiedener Kraftwerke (Fortsetzung)	4-23
Tabelle 4-7: Relative spezifische Richtpreise für verschiedene Filtermedien (Basis: Polyester- Nadelfilz) [MÜLLER 1995], [UMBW 1991].....	4-28
Tabelle 4-8: Energiebedarf, Aufwendungen für Ersatz- und Verschleißteile und Druckluftbedarf von Gewebefiltern [UMBW 1988], [REIMANN 1990].....	4-28
Tabelle 4-9: Energiebedarf, Aufwendungen für Ersatz- und Verschleißteile und Betriebsmittelverbrauch für Elektroabscheider [REIMANN 1990] [RENTZ 1996B].....	4-30
Tabelle 4-10: Abhängigkeit Hauptkomponenten der Kosten von verschiedenen Parametern für ausgewählte NO _x -Emissionsminderungstechnologien [RENTZ 1999C]	4-36

Tabelle 5-1: Maßnahmen zur Wirkungsgradsteigerung.....	5-7
Tabelle 5-2: Bereich der Schwermetallgehalte in Steinkohle, die in EU-Kraftwerken eingesetzt wird [Brumsack 1994] [Smith 1988], und in deutscher Braunkohle (nur Alte Bundesländer) [Brumsack 1994] [Markewitz 1991].....	5-12
Tabelle 5-3: Mögliche Verminderung der Schwermetallgehalte in Kohlen durch eine der Verbrennung vorgelagerte Aufbereitung in technischen Kohleaufbereitungsanlagen [KIRCHARTZ 1995]	5-13
Tabelle 5-4: Typische Emissionen aus Kohlenstaubfeuerungen.....	5-16
Tabelle 5-5: Typische Emissionen aus zirkulierenden Wirbelschichtfeuerungen	5-16
Tabelle 5-6: Atmosphärische Emissionskonzentrationen von Steinkohlekraftwerken.....	5-16
Tabelle 5-7: Atmosphärische Emissionsfaktoren von Steinkohlekraftwerken	5-17
Tabelle 5-8: Atmosphärische Emissionskonzentrationen von Braunkohlekraftwerken	5-17
Tabelle 5-9: Atmosphärische Emissionsfaktoren von Braunkohlekraftwerken.....	5-18
Tabelle 5-10: Zusammenstellung von N ₂ O Emissionswerten aus verschiedenen Untersuchungen.....	5-19
Tabelle 5-11: Schadstoffkonzentrationen im Abwasser von Steinkohlekraftwerken	5-21
Tabelle 5-12: Spezifische Schadstofffrachten im Abwasser von Steinkohlekraftwerken ...	5-22
Tabelle 5-13: Schadstoffkonzentrationen im Abwasser von Braunkohlekraftwerken.....	5-23
Tabelle 5-14: Spezifische Schadstofffrachten im Abwasser von Braunkohlekraftwerken...	5-23
Tabelle 5-15: Aufkommen und Verwertung von Nebenprodukten aus kohlegefeuerten Kraftwerken in Deutschland im Jahre 1999, aus [VOM BERG 2000].....	5-24
Tabelle 5-16: Reststoffaufkommen und Verwertungsraten von Steinkohlekraftwerken (Fragebogenauswertung).....	5-27
Tabelle 5-17: Reststoffaufkommen und Verwertungsraten von Braunkohlekraftwerken (Fragebogenauswertung).....	5-28
Tabelle 5-18: Schwermetallbilanzen in kohlebefeuchten Kraftwerken (Eintrag mit der Kohle: 100 %) [FAHLKE 1994, MAIER 1991, RENTZ 1996]	5-30
Tabelle 5-19: Drei Beispielverfahren zur Instandhaltung bzw. Reaktivierung von SCR-Katalysatoren.....	5-32
Tabelle 5-20: Regenerationsergebnisse für das Verfahren C.....	5-35
Tabelle 5-21: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1999	5-38
Tabelle 5-22: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen von 1999.....	5-38
Tabelle 5-23: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom (950 m ³ /h) der Kühlturmabsalzung.....	5-39
Tabelle 5-24: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom (70 m ³ /h) der REA-Abwasseraufbereitung.....	5-39
Tabelle 5-25 : Abfallmengen im Jahr 1999.....	5-40
Tabelle 5-26: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1999	5-42
Tabelle 5-27: Steinkohlequalität (Mittelwert 1999).....	5-42
Tabelle 5-28: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1998	5-46
Tabelle 5-29: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen im Jahr 1998.....	5-47
Tabelle 5-30: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom der neutralisierten Abwässer aus Wasseraufbereitung und DESONOX.....	5-47
Tabelle 5-31: Abfallaufkommen im Jahr 1998	5-48
Tabelle 5-32: Kostenaufteilung für den Betrieb einer DESONOX-Anlage (Bezugsjahr 1988).	5-48
Tabelle 5-33: Vergleich kostenrelevanter Betriebsparameter vor und nach Umbau	5-50
Tabelle 5-34: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1999	5-51
Tabelle 5-35: Garantierte Eigenschaften der eingesetzten Steinkohle.....	5-52
Tabelle 5-36: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom (80 m ³ /h) der Kondensatreinigung sowie sonstigen Anfallstellen bei der Dampferzeugung.....	5-52

Tabelle 5-37: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom (40 m ³ /h) der REA- Abwasserbehandlungsanlage	5-52
Tabelle 5-38: Abfallmengen im Jahr 1999	5-53
Tabelle 5-39: Betriebsabhängige Leistungen	5-54
Tabelle 5-40: Grenzwerte und gemessene Luftemissionen im Jahr 1999	5-56
Tabelle 5-41: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen in 1999	5-57
Tabelle 5-42: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom (10 m ³ /h) der REA- Abwasseraufbereitungsanlage	5-58
Tabelle 5-43: Abfallaufkommen im Jahr 1999	5-58
Tabelle 5-44: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen in 1999	5-61
Tabelle 5-45: Eigenschaften der eingesetzten Steinkohle	5-61
Tabelle 5-46: Mittlere Stoffkonzentrationen im geklärten Niederschlags- und Kühlturmabflutwasser	5-62
Tabelle 5-47: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom der REA-Abwasserbehandlungsanlage	5-62
Tabelle 5-48: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom der Kondensatreinigung sowie sonstigen Anfallstellen bei der Dampferzeugung,	5-62
Tabelle 5-49: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1999	5-64
Tabelle 5-50: Stoffkonzentrationen im neutralisierten Abwasserstrom	5-64
Tabelle 5-51: Abfallaufkommen im Jahr 1999	5-65
Tabelle 5-52: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 2000	5-67
Tabelle 5-53: Eigenschaften der eingesetzten Rohbraunkohle	5-68
Tabelle 5-54: Voraussichtlicher Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen	5-68
Tabelle 5-55: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom folgender Quellen: Kondensatreinigung, Anfallstellen bei der Dampferzeugung und Vollentsalzungsanlage	5-69
Tabelle 5-56: Abfallaufkommen in der ersten Hälfte des Jahres 2000	5-69
Tabelle 5-57: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1999	5-72
Tabelle 5-58: Abwässer im Jahr 1999	5-72
Tabelle 5-59: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom folgender Quellen: Kühlturmabsalzung, Konzentratableitung der Umkehrosmose	5-72
Tabelle 5-60: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom der REA- Abwasseraufbereitungsanlage	5-73
Tabelle 5-61: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1999	5-76
Tabelle 5-62: Eigenschaften der eingesetzten Rohbraunkohle	5-76
Tabelle 5-63: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen im Jahr 1999	5-76
Tabelle 5-64: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom (904 m ³ /h) folgender Quellen: Kühlturmabsalzung, Vollentsalzung, Ascheverladung	5-77
Tabelle 5-65: Abfallaufkommen im Jahr 1999	5-77
Tabelle 5-66: Auswirkungen der einzelnen Ertüchtigungsmaßnahmen auf die Teil- und Gesamtwirkungsgrade der Einzelblöcke	5-79
Tabelle 5-67: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen in 1999	5-81
Tabelle 5-68: Eigenschaften der eingesetzten Rohbraunkohle	5-81
Tabelle 5-69: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen in 1999	5-81
Tabelle 5-70: Jahresmittelwerte der Stoffkonzentrationen für 1999 im behandelten Abwasserstrom (516 m ³ /h) folgender Quellen: Vollentsalzung, Kühlwasseraufbereitung, Dampferzeugung und sonstige Anfallstellen	5-82
Tabelle 5-71: Asche- und Gipsaufkommen und Verwertungswege im Jahr 1999	5-82
Tabelle 5-72: Aufwendungen für die Nachrüstung und Ertüchtigung	5-83
Tabelle 5-73: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1998	5-86
Tabelle 5-74: Elementaranalyse der Referenzkohle (Angaben in Gew.-%)	5-87

Tabelle 5-75: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen in 1998	5-87
Tabelle 5-76: Aufkommen und Verwertung von Abfällen und Reststoffen in 1998.....	5-87
Tabelle 5-77: Elektrische Wirkungsgrade und Brennstoffnutzungsgrade der Jahre 1998 - 2000	5-89
Tabelle 5-78: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1999	5-91
Tabelle 5-79: Eigenschaften des Braunkohlestaubes (langjährige Mittelwerte)	5-93
Tabelle 5-80: Stoffkonzentrationen im unbehandelten Abwasserstrom (9 m ³ /h).....	5-93
Tabelle 5-81: Abfallaufkommen im Jahr 1999	5-94
Tabelle 5-82: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1999	5-96
Tabelle 5-83: Eigenschaften der eingesetzten Rohbraunkohle	5-96
Tabelle 5-84: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen im Jahr 1999.....	5-96
Tabelle 5-85: Bandbreite und Jahresmittelwerte der Stoffkonzentrationen für 1999 im Gesamtabwasserstrom.....	5-97
Tabelle 5-86: Prozentuale Anteile der Kostenarten an den Selbstkosten der Wärme- und Elektroenergieerzeugung.....	5-97
Tabelle 5-87: Technische Daten für den Nennbetrieb und für maximale Last	5-100
Tabelle 5-88: Wirkungsgradgewinne durch die Einzelmaßnahmen	5-101
Tabelle 5-89: Eigenschaften der einzusetzenden Rohbraunkohle.....	5-102
Tabelle 5-90: Technische Daten für den Nennbetrieb und für maximale Last.....	5-103
Tabelle 5-91: BVT für Transport, Lagerung und Verladung	5-106
Tabelle 5-92: BVT für den Wasser-Dampf-Kreislauf und das Kühlsystem	5-107
Tabelle 5-93: BVT-konforme Technikkombinationen zur Minderung von Schwefeldioxidemissionen.....	5-109
Tabelle 5-94: BVT-konforme Technikkombinationen zur Minderung von Stickoxidemissionen.....	5-110
Tabelle 5-95: BVT-konforme Technikkombinationen zur Minderung von Staubemissionen	5-112
Tabelle 5-96: BVT-konforme Emissionswerte für weitere Schadstoffe.....	5-113
Tabelle 5-97: BVT für einzelne Verfahrensstufen eines Kohlekraftwerks.....	5-114
Tabelle 6-1: Partikelgrößen im Reingasstaub von Industrieholzfeuerungen [WEESE 1999]	6-11
Tabelle 6-2: Stoffliche Anforderungen an Steinkohlenflugaschen nach DIN EN 450 [SCHNEIDER 1997].....	6-17
Tabelle 6-3: Zuordnungswerte für die Ablagerung von Abfällen nach Anhang B der TA Siedlungsabfall (TASie) und Anhang D der TA Abfall [MARUTZKY 1999]	6-19
Tabelle 6-4: Daten und Leistungswerte der drei Anlagenbeispiele	6-21
Tabelle 6-5: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen der Anlage II im Jahr 2000/2001	6-23
Tabelle 6-6: Anteile der Brennstofffraktionen am Gesamtbrennstoffeinsatz in Anlage II ...	6-24
Tabelle 6-7: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1999	6-26
Tabelle 6-8: Einsatzmengen und Charakteristika der Brennstoffe für 1999	6-26
Tabelle 6-9: Ascheaufkommen im Jahr 1999	6-27
Tabelle 6-10: BVT für Transport, Lagerung und Verladung von Biomasse und Einsatz- und Hilfsstoffen.....	6-29
Tabelle 6-11: BVT bezüglich Verbrennungstechniken, elektrischer Wirkungsgrade sowie primärer Minderungsmaßnahmen	6-30
Tabelle 6-12: Verbrennungstechniken und zugeordnete sekundäre Minderungsmaßnahmen und Emissionswerte.....	6-31
Tabelle 6-13: BVT bezüglich des Umgangs mit den anfallenden Aschefraktionen.....	6-31

Tabelle 7-1: Atmosphärische Emissionskonzentrationen von ölgefeuerten Kraftwerken	7-3
Tabelle 7-2: Atmosphärische spezifische Emissionen von ölgefeuerten Kraftwerken	7-4
Tabelle 7-3: Wasserseitige Emissionskonzentrationen von ölgefeuerten Kraftwerken	7-5
Tabelle 7-4: Wasserseitige spezifische Emissionen von ölgefeuerten Kraftwerken	7-6
Tabelle 7-5: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1998	7-8
Tabelle 7-6: Eigenschaften des eingesetzten Heizöl S im Jahr 1998	7-9
Tabelle 7-7: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen im Jahr 1998	7-9
Tabelle 7-8: Stoffkonzentrationen im behandelten REA-Abwasser	7-10
Tabelle 7-9: Abfallaufkommen im Jahr 1998	7-11
Tabelle 7-10: Grenzwerte und atmosphärische Emissionen des Kessels im Frischlüfterbetrieb für das Jahr 1998	7-12
Tabelle 7-11: Grenzwerte und atmosphärische Emissionen im Kombibetrieb für 1998	7-13
Tabelle 7-12: Stoffkonzentrationen im neutralisierten Abwasser der Wasseraufbereitungsanlage im Jahr 1998	7-13
Tabelle 7-13: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen der drei Ölkessel im Jahr 1999	7-16
Tabelle 7-14: Technische Daten der flüssigen Brennstoffe	7-17
Tabelle 7-15: Stoffkonzentrationen im unbehandelten Kühlturmabschlammwasser	7-17
Tabelle 7-16: Abfallaufkommen im Jahr 2000	7-18
Tabelle 7-17: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen des Gaskessels im Jahr 1999	7-21
Tabelle 7-18: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen der drei Ölkessel im Jahr 1999	7-21
Tabelle 7-19: Eigenschaften des eingesetzten FCC-Slurry im Jahr 1999	7-22
Tabelle 7-20: Stoffkonzentrationen im behandelten REA-Abwasser	7-22
Tabelle 7-21: Stoffkonzentrationen im Kühlturm-Abwasser	7-23
Tabelle 7-22: Abfallaufkommen im Jahr 1998	7-23
Tabelle 7-23: BVT für Transport und Lagerung	7-25
Tabelle 7-24: BVT für den Wasser-Dampf-Kreislauf und das Kühlsystem	7-26
Tabelle 7-25: BVT-konforme Technikkombinationen zur Minderung von Schwefeldioxid, Stickoxid- und Staubemissionen	7-28
Tabelle 7-26: BVT für einzelne Verfahrensschritte bei der Verfeuerung von schweren Ölfraktionen in Kesseln	7-29
Tabelle 8-1: Angaben zu größeren Gasturbinen der drei führenden Hersteller	8-3
Tabelle 8-2: Übersicht über Primärmaßnahmen zur Emissionsreduzierung in Gasturbinen- Brennkammern	8-9
Tabelle 8-3: Ausgewählte Betriebsparameter und NO _x -Emissionswerte einiger Gasturbinen...	8-13
Tabelle 8-4: Atmosphärische Emissionskonzentrationen von gasgefeuerten Kraftwerken ..	8-15
Tabelle 8-5: Atmosphärische Emissionsfaktoren von gasgefeuerten Kraftwerken	8-15
Tabelle 8-6: Wirkungsgrade eines GuD-Heizkraftwerks ohne Zusatzfeuerung	8-17
Tabelle 8-7: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1999	8-18
Tabelle 8-8: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen im Jahr 1999	8-19
Tabelle 8-9: Wirkungsgrade	8-20
Tabelle 8-10: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1999	8-21
Tabelle 8-11: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen im Jahr 1999	8-21
Tabelle 8-12: Grenzwerte und atmosphärische Emissionen im Jahr 1999	8-24
Tabelle 8-13: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen in 1999	8-24
Tabelle 8-14: Grenzwerte und atmosphärische Emissionen der Kessel für 1999	8-26
Tabelle 8-15: Betriebszustände von Gasturbine und Zusatzfeuerung	8-28

Tabelle 8-16: Grenzwerte und atmosphärische Emissionen im Jahr 1998	8-28
Tabelle 8-17: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen im Jahr 1998.....	8-29
Tabelle 8-18: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1999	8-31
Tabelle 8-19: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen im Jahr 1999.....	8-31
Tabelle 8-20: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom der Anlage im Jahre 1999	8-32
Tabelle 8-21: Grenzwerte und atmosphärische Emissionen im Jahr 1999	8-34
Tabelle 8-22: Technische Daten im Nennbetrieb für eine Jahresmitteltemperatur von 8 °C	8-35
Tabelle 8-23: Beantragte Grenzwerte für die atmosphärischen Emissionen bei 15 % O ₂ ...	8-35
Tabelle 8-24: Voraussichtliches Abfallaufkommen.....	8-36
Tabelle 8-25: BVT für Transport und Lagerung.....	8-37
Tabelle 8-26: BVT für den Wasser-Dampf-Kreislauf und das Kühlsystem	8-38
Tabelle 8-27: BVT-konforme Technikkombinationen zur Minderung von Stickoxidemissionen	8-39
Tabelle 8-28: BVT-konforme Techniken zur Minderung anderer Schadstoffe.....	8-41
Tabelle 9-1: Heizwert und chemische Zusammensetzung von Klärschlämmen im Vergleich mit Steinkohle [HOFFMANN 1996] [CENNI 1999].....	9-3
Tabelle 9-2: Chemische Zusammensetzung von Kunststoffen [Hein 2000].....	9-3
Tabelle 9-3: Brennstoffeigenschaften von Kunststoffen [Zevenhofen 1995].....	9-4
Tabelle 9-4: Brennstoffcharakteristika für Holz [HEIN 2000].....	9-4
Tabelle 9-5: Durchschnittliche Anteile an emissionsrelevanten Elementen in mg/kg von Holzsortimenten [MARUTZKY 1999].....	9-5
Tabelle 9-6: Typische holzfremde Gebrauchtholzbestandteile und deren Auswirkungen [MARUTZKY 1999].....	9-6
Tabelle 9-7 Mittlere Zusammensetzung und Heizwerte von Stroh, bezogen auf die wasserfreie Substanz [KALTSCHMITT 1997].....	9-9
Tabelle 9-8: Charakteristika der Braunkohle und des Klärschlammes.....	9-15
Tabelle 9-9: Atmosphärische Emissionen bei reiner Kohleverbrennung und bei Mitverbrennung von Klärschlämmen während eines 10-wöchigen Probetriebs im Jahr 1996.....	9-18
Tabelle 9-10: Elementaranalyse des Klärschlammes aus zwei Kläranlagen	9-18
Tabelle 9-11: Schadstoffgehalte in den eingesetzten Klärschlämmen während des Probetriebs	9-19
Tabelle 9-12: Durchschnittliche Qualität der Zusatzbrennstoffe	9-21
Tabelle 9-13: Qualität des gemahlene Brennstoffs für verschiedene Biomasseanteile	9-22
Tabelle 9-14: Atmosphärische Emissionen: Vergleich der reinen Kohlefeuerung mit den fünf Mitverbrennungsexperimenten.....	9-23
Tabelle 9-15: Charakteristika der eingesetzten Brennstoffe und Schwellenwerte für Schadstoffe in den Hackschnitzeln	9-24
Tabelle 9-16: Emissionen und Grenzwerte für die Mitverbrennung von Altholz-Hackschnitzel	9-24
Tabelle 9-17: Mittlere Zusammensetzung der Klärschlämme und der Kohle	9-27
Tabelle 9-18: Schadstoffkonzentrationen im Abgas mit und ohne Klärschlammmitverbrennung	9-28
Tabelle 9-19: Qualität der Reststoffe mit und ohne Mitverbrennung	9-29
Tabelle 9-20: Konkrete technische Maßnahmen im Hinblick auf BVT	9-33

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 0-1: Schwefeldioxidkonzentrationen im Abgas der Beispielanlagen: Minimalwert, Mittelwert, Maximalwert (JMW: Jahresmittelwert; Zahl: Anzahl der Einzelwerte).....	0-5
Abbildung 0-2: Stickoxidkonzentrationen im Abgas der Beispielanlagen: Minimalwert, Mittelwert, Maximalwert (JMW: Jahresmittelwert; TMW: Tagesmittelwert; Zahl: Anzahl der Einzelwerte).....	0-6
Abbildung 0-3: Staubkonzentrationen im Abgas der Beispielanlagen: Minimalwert, Mittelwert, Maximalwert (JMW: Jahresmittelwert; TMW: Tagesmittelwert; Zahl: Anzahl der Einzelwerte).....	0-6
Abbildung 0-4: Kohlenmonoxidkonzentrationen im Abgas der Beispielanlagen: Minimalwert, Mittelwert, Maximalwert (JMW: Jahresmittelwert; TMW: Tagesmittelwert; Zahl: Anzahl der Einzelwerte).....	0-7
Abbildung 2-1: Vereinfachte Übersicht über die im Anhang I der IVU-RL aufgeführten Industriebereiche	2-3
Abbildung 2-2: Struktur des europäischen Informationsaustauschs über BVT	2-10
Abbildung 2-3: Durch die TWG festgelegte Struktur des BVT-Merkblatt „Großfeuerungsanlagen“	2-12
Abbildung 2-4: Grafische Darstellung der Datenabfrage bei den Kraftwerksbetreibern.....	2-14
Abbildung 3-1: Zeitverlauf der Bruttostromerzeugungskapazitäten, aufgeschlüsselt nach Energieträgern für Deutschland	3-1
Abbildung 3-2: Zeitverlauf der Bruttostromerzeugung, aufgeschlüsselt nach Energieträgern für Deutschland	3-2
Abbildung 3-3: Bruttostromerzeugung der öffentlichen Versorgung 1998 [VIK 2000]	3-3
Abbildung 3-4: Bruttostromerzeugung der Industrie 1998 [VIK 2000]	3-3
Abbildung 3-5: Installierte Engpasseleistung (brutto) der öffentlichen Versorgung 1998 [VIK 2000].....	3-4
Abbildung 3-6: Häufigkeitsverteilung installierter Nettokapazitäten thermischer Kraftwerke der öffentlichen Versorgung in den alten Bundesländern im Jahr 1996 [MARKEWITZ 1998].....	3-7
Abbildung 3-7: Spezifische Investitionen schlüsselfertiger GuD- und Gasturbinenanlagen [GTW 2000]	3-11
Abbildung 3-8: Vergleich der Kostenarten an den Stromgestehungskosten für ein GuD- und ein Steinkohle-Kraftwerk, aus [VOB 2001]	3-14
Abbildung 3-9: Entwicklung der Jahresdurchschnittspreise für verschiedene Brennstoffe und Handelsebenen seit 1992 [KOHLENSTATISTIK 2001] (1 DM = 0,51 €)	3-14
Abbildung 3-10: Entwicklung der durchschnittlichen Quartalspreise für verschiedene Brennstoffe seit 1999 [Kohlenstatistik 2001] (1 DM = 0,51 €)	3-16
Abbildung 3-11: Stoffflüsse eines Kohlekraftwerks.....	3-17
Abbildung 3-12: Durchschnittliche elektrische Bruttonutzungsgrade des deutschen Kraftwerkparks für Steinkohle, Braunkohle und Erdgas, berechnet aus [AG Energiebilanzen, 2001] und [BMW i, 2000].....	3-19
Abbildung 3-13: Jährliche Emissionen des Stromerzeugungssektors bezogen auf 1990, nach [BMW i 2000]	3-21
Abbildung 3-14: Anteil der jährlichen Emissionen des Stromerzeugungssektors an den nationalen Emissionen, nach [BMW i 2000]	3-22

Abbildung 3-15: Wasserdurchsätze der öffentlichen Wärmekraftwerke in Deutschland für das Jahr 1998, nach [StaBu 2000]	3-23
Abbildung 4-1: Klassifizierung der Entschwefelungsverfahren [RENTZ 1996A]	4-3
Abbildung 4-2: Prinzipschaltbild einer 2-stufigen REA-Abwasseraufbereitung [ATV 1993a]	4-17
Abbildung 4-3: Spezifische Investition für Gewebefilter [Hersteller- bzw. Anbieterangaben], [MÜLLER 1995]	4-27
Abbildung 4-4: Spezifische Investition für Elektroabscheider [Hersteller- bzw. Anbieterangaben nach RENTZ 1996B]	4-30
Abbildung 4-5: Investition für das Kalk-/ Kalksteinwaschverfahren [RENTZ 1990], [UCPTE 1988]	4-32
Abbildung 4-6: Jährliche Kosten des Kalk-/ Kalksteinwaschverfahrens [CEC 1996]	4-32
Abbildung 4-7: Investition für das Sprühabsorptionsverfahren [BAUMÜLLER 1987], [RENTZ 1990]	4-33
Abbildung 4-8: Jährliche Kosten für das Sprühabsorptionsverfahren [BREIHOFFER 1991] ...	4-33
Abbildung 4-9: Investition für das Trockenadditivverfahren in Kraftwerken Investition für das Trockenadditivverfahren in Kraftwerken [UCPTE 1988]	4-34
Abbildung 4-10: Jährliche Kosten für das Trockenadditivverfahren	4-35
Abbildung 4-11: Investition für das SCR-Verfahren in Kraftwerken, [OECD 1993],[BILGER 1989],[HJALMARSON 1990]	4-38
Abbildung 4-12: Jährliche Kosten für das SCR-Verfahren, [OECD 1993], [BILGER 1989], [HJALMARSON 1990]	4-39
Abbildung 5-1: Schwermetallbilanzen in kohlebefeuchten Kraftwerken, aus [RENTZ 1996]	5-29
Abbildung 5-2: Verfahrensschema der Ultraschall-Regeneration von DeNO _x - Katalysatoren ..	5-33
Abbildung 5-3: Abhängigkeit des Aktivitäts-Zugewinns der Katalysatoren von der Aktivität vor der Reneration für das Verfahren C	5-35
Abbildung 5-4: Prinzipschema des DESONOX-Verfahren	5-45
Abbildung 5-5: Schematische Darstellung des Aktivkoksverfahrens	5-84
Abbildung 5-6: Schematischer Aufbau des Heizkraftwerks	5-92
Abbildung 6-1: Vorschubrostfeuerung	6-3
Abbildung 6-2: Zirkulierende Wirbelschicht	6-5
Abbildung 8-1: Schematische Darstellung eines Kombikraftwerkes mit ungefeuerten Abhitzekeessel (GuD)	8-4
Abbildung 8-2: h,s-Diagramm der sequentiellen Verbrennung	8-5
Abbildung 8-3: Wirkungsgradpotential der sequentiellen Verbrennung im Kombi-Prozess ..	8-5
Abbildung 8-4: Mischungsverhältnis in der Brennkammer und Emissionsentstehung (UHC Unburned HydroCarbons)	8-7
Abbildung 8-5: NO _x -Emissionsminderung durch Wasser- oder Dampfeindüsung	8-10
Abbildung 8-6: Verschiedene Konzepte zur Umsetzung magerer Vormischbrennkammern... 8-12	
Abbildung 9-1: Heizwerte kommunaler Klärschlämme [Gerhardt 1999]	9-2
Abbildung 9-2: Mögliche Auswirkungen der Mitverbrennung auf die Komponenten eines Kraftwerks [SPLIETHOFF 1999]	9-10

Abbildung 9-3: Schemazeichnung des Wirbelschichtkessel mit den Vorrichtungen zum Einbringen des Klärschlamm [Wirling 2000].....	9-14
Abbildung 9-4 Schemazeichnung des Kessels mit Rauchgasreinigungsanlagen und den Messpunkten (modifiziert nach [Neckarwerke 1996]).....	9-26
Abbildung 9-5 Schematischer Aufbau der Pyrolyseanlage, [HAUK 2001]	9-31

0 Kurzfassung

Die EG-Richtlinie über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung vom 30. Oktober 1996 (IVU-Richtlinie) regelt die Genehmigung besonders umweltrelevanter Industrieanlagen auf der Grundlage eines medienübergreifenden Konzeptes. Bei diesem Ansatz werden sowohl Emissionen in Luft, Wasser und Boden als auch abfallwirtschaftliche Aspekte, Ressourcen- und Energieeffizienz sowie die Vorbeugung von Unfällen erfasst. Ziel ist es, ein hohes Schutzniveau für die Umwelt insgesamt zu erreichen.

Ein wesentliches Element der Richtlinie ist die Forderung nach Anwendung der "Besten Verfügbaren Techniken" (BVT) bei allen neuen Anlagen, spätestens ab 2007 auch bei allen bestehenden Anlagen.

Die Erstellung des BVT-Merkblatts „Großfeuerungsanlagen“ begann mit der ersten Sitzung der Technical Working Group (TWG) am 24./25.2.2000 in Sevilla. In dieser Sitzung wurde ein inhaltlicher Rahmen gesteckt und eine Abgrenzung zu anderen BVT-Merkblättern vorgenommen:

- Es werden Feuerungsanlagen betrachtet, deren thermische Leistung 50 MW überschreitet.
- Es werden sämtliche Kraftwerke der öffentlichen Versorgung betrachtet. Industrieanlagen werden nur dann betrachtet, wenn sie mit konventionellen, also kommerziell verfügbaren Brennstoffen betrieben werden. Aus diesem Grund fallen z.B. Raffineriekraftwerke, welche mit Kuppelprodukten der Raffinerieprozesse betrieben werden, nicht in den Rahmen dieses BREFs.
- Als konventionelle Brennstoffe gelten: Steinkohle, Braunkohle, Biomasse, Torf, schweres und leichtes Heizöl sowie gasförmige Brennstoffe einschließlich Biogas und Wasserstoff.
- Eine weitere Ausgrenzung gilt für Anlagen, in denen die Feuerung ein integraler Bestandteil eines speziellen Produktionsprozesses darstellt. Beispiele hierfür sind Zementöfen oder Hochöfen in der Eisen- und Stahlindustrie. Diese Anlagen werden in den sektorspezifischen BREFs behandelt.
- Die Mitverbrennung von Abfällen und Reststoffen in Kraftwerken wird ebenfalls in das BVT-Merkblatt mitaufgenommen, obwohl es mehrfach die Meinung gab, dieses Thema im BVT-Merkblatt zur Abfallverbrennung abzuhandeln.

Vor- und nachgelagerte Verfahren der eigentlichen Feuerung, welche am selben Standort durchgeführt werden, fallen ebenfalls in den Rahmen dieses BREFs.

Zur Unterstützung dieser Arbeiten beschloss das Umweltbundesamt eine umfassende Erhebung zu den Betriebserfahrungen von Großfeuerungsanlagen in der Bundesrepublik Deutschland. In enger Zusammenarbeit mit den Bundesländern wurde der Kontakt mit Anlagenbetreibern hergestellt, um Informationen zu jenen Techniken zu sammeln, die bei der

Bestimmung bestverfügbarer Techniken Berücksichtigung finden sollten. Insgesamt wurden 44 Standorte ausgewählt, die in diese Erhebung mit einbezogen werden sollten. Diese Anlagenauswahl erfasst alle wesentlichen Feuerungstechniken und Brennstoffe, die in diesem Sektor von Relevanz sind. Die Auswahl setzt sich im Einzelnen wie folgt zusammen:

- Feste Brennstoffe: Steinkohle (9 Trockenfeuerungen; 3 Schmelzkammerfeuerungen; 1 Wirbelschichtfeuerung); Braunkohle (8 Staubfeuerungen; 3 Wirbelschichtfeuerungen); Holz (1 Rostfeuerung; 1 Wirbelschichtfeuerung);
- Flüssige Brennstoffe (1 Gasturbine und Kessel für leichtes Heizöl; 3 Schweröl- bzw. Rückstandsfeuerungen);
- Gasförmige Brennstoffe: Erdgas (2 Kesselfeuerungen; 2 Verbundkraftwerke; 8 GuD-Anlagen); Industriegase (2 Kesselfeuerungen).

Die Auswahl enthält sowohl neu errichtete, als auch nachgerüstete Anlagen. Im April 2000 wurde ein Fragebogen an die Betreiber der ausgewählten Kraftwerke übersandt, in denen Informationen zur technischen Charakterisierung der Anlage, zu atmosphärischen Emissionen, Abwässern, Abfällen, Lärmemissionen, wirtschaftlichen Daten und Sicherheitsaspekten erfragt wurden. Zum Ende des Jahres 2001 lagen 32 beantwortete Fragebögen vor, die messtechnisch erhobene Daten aus dem aktuellen Betrieb der Anlagen enthalten. Die Auswertung dieser Informationen bildet eine wesentliche Grundlage für die Ausarbeitung des vorliegenden Berichts, der im Auftrag des Umweltbundesamtes im Rahmen des Umweltforschungsplanes - Förderkennzeichen 200 46 317 - erstellt und mit Bundesmitteln finanziert wurde.

Nach der einleitenden Einordnung des Berichts in den Kontext der Ausarbeitung der BVT-Merkblätter (Kapitel 2) wird in Kapitel 3 zunächst der Sektor der Elektrizitätsversorgung charakterisiert. Er ist mit einem Jahresumsatz von ca. 80 Mrd. € (1997) von großer volkswirtschaftlicher Bedeutung. Diese Bedeutung zeigt sich auch in der Zahl der Beschäftigten, welche im Jahre 1991 noch bei 292.800 lag und vor allem im Zuge der Strommarktliberalisierung auf 224.100 im Jahre 1998 sank. Weiterhin werden im Sektor der Elektrizitätsversorgung große Investitionen getätigt (ca. 10 Mrd. € im Jahr 1997).

Die Menge an erzeugtem Bruttostrom stieg zwischen 1991 und 1999 von 539,4 TWh auf 552,7 TWh an. Dabei sank die Bruttostromerzeugungskapazität von 125,9 auf 106,4 GW, was zu einem großen Teil auf Stilllegungen in den neuen Bundesländern zurückzuführen ist. Veränderungen der letzten Jahre sind unter anderem die kontinuierliche Zunahme der Stromerzeugung aus Gas und sonstigen Primärenergieträgern (v.a. Müll und Wind). Heizöl spielt inzwischen eine nahezu vernachlässigbare Rolle und wird fast nur noch als Reserve- und Anfahrstoff eingesetzt.

Die regionale Verteilung von Kraftwerken in Deutschland zeigt starke Heterogenitäten in Bezug auf die verwendeten Primärenergieträger. So wird Braunkohle meist grubennah in Nordrhein-Westfalen, Brandenburg und Sachsen, in geringem Umfang auch in Niedersachsen und Sachsen-Anhalt, verstromt. Wasserkraft hingegen kann nur in den Bundesländern Bayern

und Baden-Württemberg, welche die geographischen Voraussetzungen für die Wasserkraftnutzung erfüllen, in größerem Masse genutzt werden. Der überwiegende Anteil der fossil befeuerten Kraftwerkskapazität ist in Nordrhein-Westfalen konzentriert.

Die Stromerzeugung in industriellen und öffentlichen Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ergibt in Summe einen Anteil von 12 % an der gesamten Stromerzeugung in Deutschland. Dies liegt zwar im europäischen Durchschnitt, ist aber als gering einzustufen, wenn man die Zahl mit Nachbarländern mit ähnlichen klimatischen Bedingungen vergleicht. Seit der Strommarktliberalisierung sind starke Strompreisrückgänge vor allem für Industriekunden eingetreten. Im Zuge dieser Entwicklung wurde der Zubau von KWK-Anlagen im Jahre 1998 fast vollständig gestoppt. Seit 1999 ist sogar eine Außerbetriebnahme von KWK-Anlagen in Gang. Neue politische Rahmenbedingungen, wie das Gesetz zur Erhaltung, zur Modernisierung und zum Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung, oder die Selbstverpflichtung der Industrie, einen Anteil der CO₂-Einsparung über die KWK zu erreichen, sind von entscheidender Bedeutung für die zukünftige Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung.

In Kapitel 4 werden die verfügbaren Maßnahmen zur Minderung der Emissionen und des Ressourceneinsatzes dargestellt. Dies geschieht zunächst noch unabhängig vom konkreten Anwendungsfall. So werden für die Minderung von Staubemissionen Gewebefilter und Elektroabscheider aufgeführt. Als die wichtigsten Entschwefelungsverfahren werden das Kalksteinwaschverfahren, das Sprühabsorptionsverfahren und das Wellman-Lord Verfahren dargestellt. Entschwefelungsanlagen der jüngsten Generation zeigen inzwischen SO₂-Abscheidegrade von über 95 % wie z. B. bei den neuen Braunkohlekraftwerken in Boxberg und Lippendorf. Zur NO_x-Minderung werden Primärmaßnahmen und Sekundärmaßnahmen eingesetzt. Primärmaßnahmen erreichen Abscheidegrade zwischen 30 und 50 %, während durch den Einsatz von Sekundärmaßnahmen (SCR-Verfahren) Gesamtabscheidegrade von über 85 % erzielt werden können.

Zur Reinigung von Abwässern von Kraftwerken stehen eine Reihe von Verfahren zur Verfügung, welche ebenfalls für die Aufbereitung des Einsatzwassers Verwendung finden. Dabei sind Sedimentation, Filtration, Fällung/Flockung, Neutralisation als Behandlungstechniken sowie der Einsatz von Ionenaustauschern von zentraler Bedeutung.

Neben den atmosphärischen Emissionen und dem Abwasseraufkommen bildet die Erzeugung von Abfällen und Reststoffen die dritte Art von relevanten Stoffströmen. Nennenswerte Mengen sind nur für Kohle-, Biomasse-, und Schwerölfeuerungen zu erwarten. Aschen machen den größten Anteil an den Reststoffen aus. Ein umweltverträglicher Umgang mit Aschen besteht in einer weitestgehenden Nutzung, z.B. als Zementzuschlagstoff. An zweiter Stelle hinsichtlich des Reststoffaufkommens von (Kohle-)kraftwerken stehen die Produkte der Rauchgasentschwefelung. Auch hier lassen sich meist verwertbare Stoffe zu erzeugen. Der beim Kalksteinwaschverfahren anfallende Gips substituiert Naturgips und trägt somit zur Schonung natürlicher Ressourcen bei.

Die Quellen von Lärm lassen sich folgendermaßen einordnen: Maschinenlärm – v.a. durch Rotation (Turbinen, Sauglüfter, Ventilatoren), Lärm von Röhren und Kanälen, Transfor-

matoren und Kühltürme. Je nachdem, wie der Schall sich ausbreitet, ergeben sich unterschiedliche Minderungsmöglichkeiten für die Schallemissionen, die sich ebenfalls in Primär- (z.B. Minimierung von Unwuchten) und Sekundärmaßnahmen (z.B. Einhausungen, akustische Isolierungen) untergliedern lassen.

Die Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung trägt zu einer höheren Effizienz des Brennstoffeinsatzes bei. Der Grundgedanke der Kraft-Wärme-Kopplung ist, die bei der thermischen Stromerzeugung anfallende Abwärme für Heizzwecke oder industrielle Prozesse zu verwenden.

Ergänzend werden in Kapitel 4 Investitionen und Betriebskosten für die Anwendung der verschiedenen Verfahren zur Emissionsminderung angegeben. Diese können als Orientierungswerte dienen, da die tatsächlichen Kosten stark vom Einzelfall abhängig sind.

Die Feuerungstechniken für feste, flüssige bzw. gasförmige Brennstoffe sind in den Kapiteln 5 bis 8 dargestellt. Dort werden die entsprechenden Techniken erläutert und die Beispielanlagen aus der Datenerhebung in Form von Einzeldarstellungen beschrieben. Jedes dieser Kapitel schließt mit Ausführungen zu den Kriterien, die bei der Bestimmung bestverfügbarer Techniken berücksichtigt werden sollten.

In Kapitel 5 sind die verfügbaren Techniken zur Kohleverbrennung dargestellt. Die Beschreibung der Einzelbeispiele umfasst insgesamt 14 Kraftwerke, die bereits über umfangreiche Betriebserfahrung verfügen. Zudem wurden die Braunkohletrocknung sowie hocheffiziente Kohlekraftwerke mit Rauchgaswärmenutzung als Zukunftstechniken mit aufgenommen. Darüber hinaus wird ergänzend auf die Instandhaltung und Reaktivierung von SCR-Katalysatoren eingegangen. Die Einzelbeschreibungen enthalten Angaben zur eingesetzten Techniken und ihren wesentlichen Umweltvorteilen, ihre Anwendbarkeit sowie zu medienübergreifenden Aspekten. Die Betriebsdaten beinhalten gemessene Schadstoffkonzentrationen im Abgas, Brennstoffeigenschaften, Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom, jährlich anfallende Abfallmengen sowie Angaben zu Lärmschutzmaßnahmen. Soweit verfügbar werden Informationen zu Investitionen, Betriebskosten und zu den Gründen für die Realisierung der Anlage gegeben. Die Daten aus den Einzeldarstellungen wurden in Übersichtstabellen zusammengefasst, die diesen Darstellungen vorangestellt sind. Durch die Vielfalt der ausgewählten Beispielanlagen ergibt sich für einzelne Kategorien teilweise eine große Schwankungsbreite in den Einzeldaten. Dies wird z.B. in den beobachteten Schadstoffkonzentrationen im Rauchgas deutlich, wie dies exemplarisch in den Abbildungen 0-1 bis 0-4 für alle betrachteten Anlagenkategorien deutlich wird.

Die Kapitel 6 bis 8 sind analog zu Kapitel 5 aufgebaut. Kapitel 6 enthält die Darstellung der Techniken zur Verbrennung von Biomasse. Dabei wird nicht allein auf Feuerungs- und Emissionsminderungstechnik eingegangen, sondern auch auf mögliche Verwertungswege für Holzaschen. Als Beispielanlagen sind eine Rostfeuerung (Spreader-Stoker-Anlage) sowie eine zirkulierende atmosphärische Wirbelschichtfeuerung aufgeführt.

Kapitel 7 befasst sich mit Feuerungstechniken für flüssige Brennstoffe. Hierbei werden Gasturbinen und ölgefeuerte Kessel berücksichtigt. Die Einzeldarstellungen enthalten ein

Kraftwerk mit Schwerölfeuerung, eine Gasturbine für den Einsatz von leichtem Heizöl, sowie zwei Kraftwerke zur Verwertung von Rückständen aus der Rohölverarbeitung. In Kapitel 8, das den Einsatz gasförmiger Brennstoffe zum Thema hat, wird die Gasturbinentechnologie grundsätzlich behandelt, ebenso wie die verfügbaren Maßnahmen zur Emissionsminderung. Als Beispielanlagen sind insbesondere GuD-Kraftwerke mit und ohne Zusatzfeuerung beschrieben sowie ein Kraftwerk für den Einsatz von Hüttengas.

Im abschließenden Kapitel 9 wird auf den Aspekt der Mitverbrennung von Abfällen bzw. von Sekundärbrennstoffen eingegangen, die im Kraftwerksbetrieb zunehmend Bedeutung erlangen. Die aufgeführten Beispiele entstammen der Fachliteratur. Dabei handelt es sich um die Mitverbrennung von Klärschlamm oder Biomasse in verschiedenen Typen von Kohlefeuerungen (Stein-/Braunkohle; Staub-/Wirbelschichtfeuerung). Als Zukunftstechnik wird die separate Pyrolyse von Ersatzbrennstoffen und die anschließende Mitverbrennung des Pyrolysegases und des Pyrolysekokes in einer Schmelzkammerfeuerung beschrieben.

Alle Anlagenbeispiele der Kapitel 5 bis 9 sowie die Ausführungen zu den Kriterien für die Bestimmung von BVT wurden dem Europäischen IPPC Bureau in Sevilla übermittelt. Viele dieser Beispiele wurden in den aktuellen Entwurf zum BVT-Merkblatt Großfeuerungen mit aufgenommen.

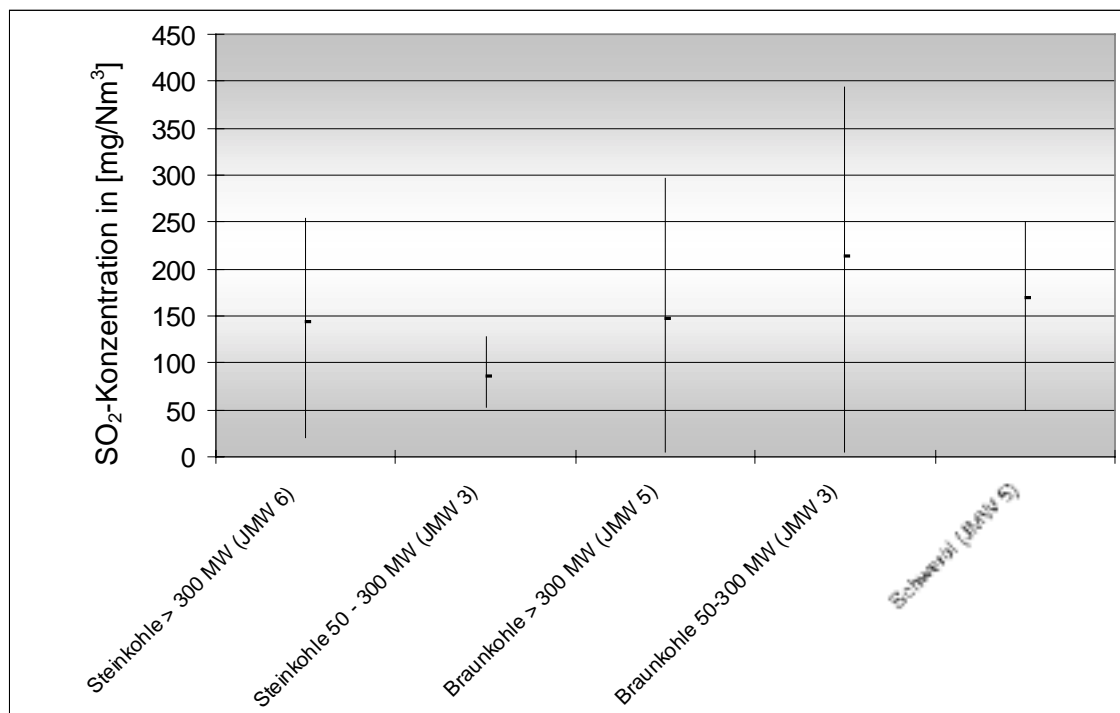


Abbildung 0-1: Schwefeldioxidkonzentrationen im Abgas der Beispielanlagen: Minimalwert, Mittelwert, Maximalwert (JMW: Jahresmittelwert; Zahl: Anzahl der Einzelwerte)

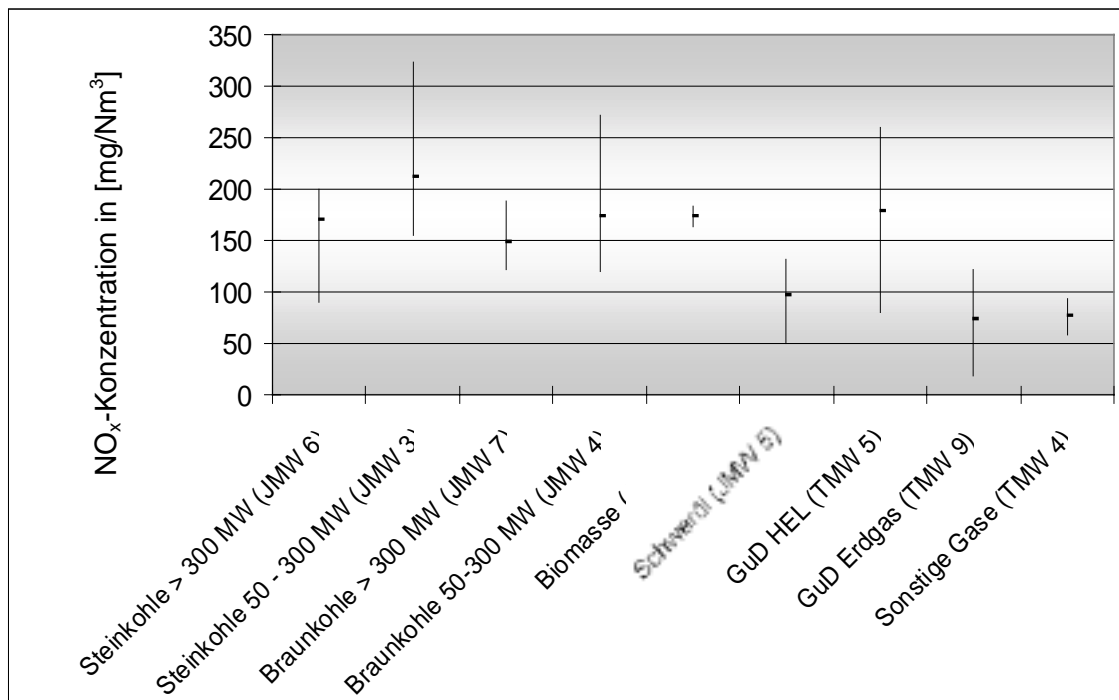


Abbildung 0-2: Stickoxidkonzentrationen im Abgas der Beispielanlagen: Minimalwert, Mittelwert, Maximalwert (JMw: Jahresmittelwert; TMw: Tagesmittelwert; Zahl: Anzahl der Einzelwerte)

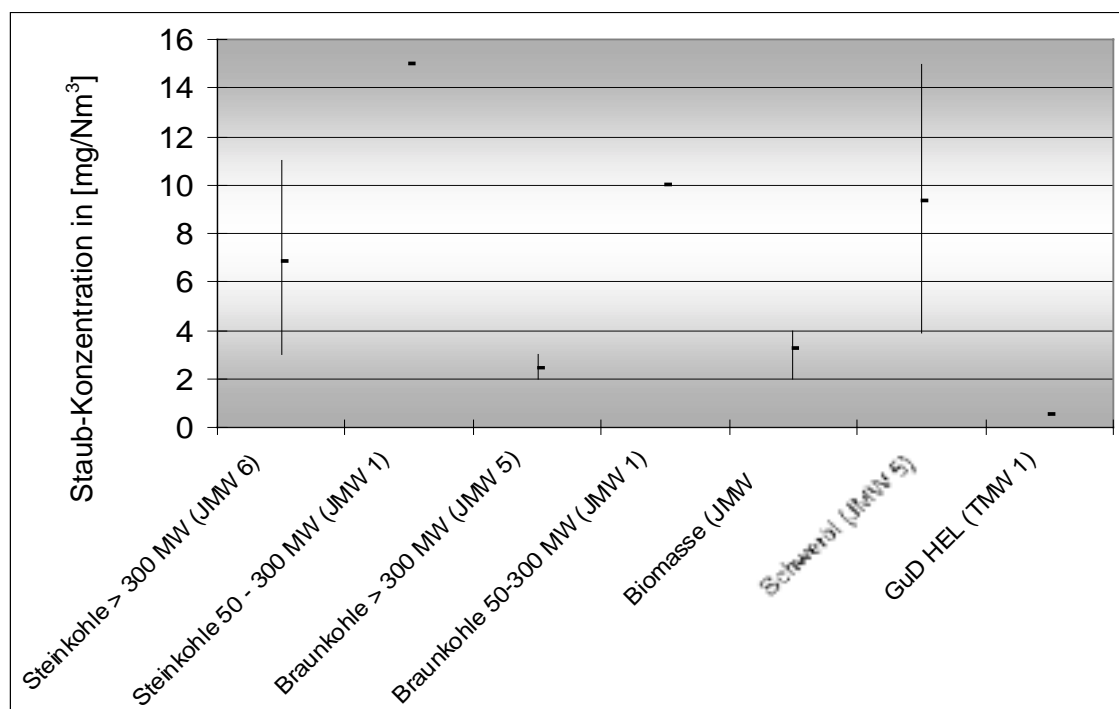


Abbildung 0-3: Staubkonzentrationen im Abgas der Beispielanlagen: Minimalwert, Mittelwert, Maximalwert (JMw: Jahresmittelwert; TMw: Tagesmittelwert; Zahl: Anzahl der Einzelwerte)

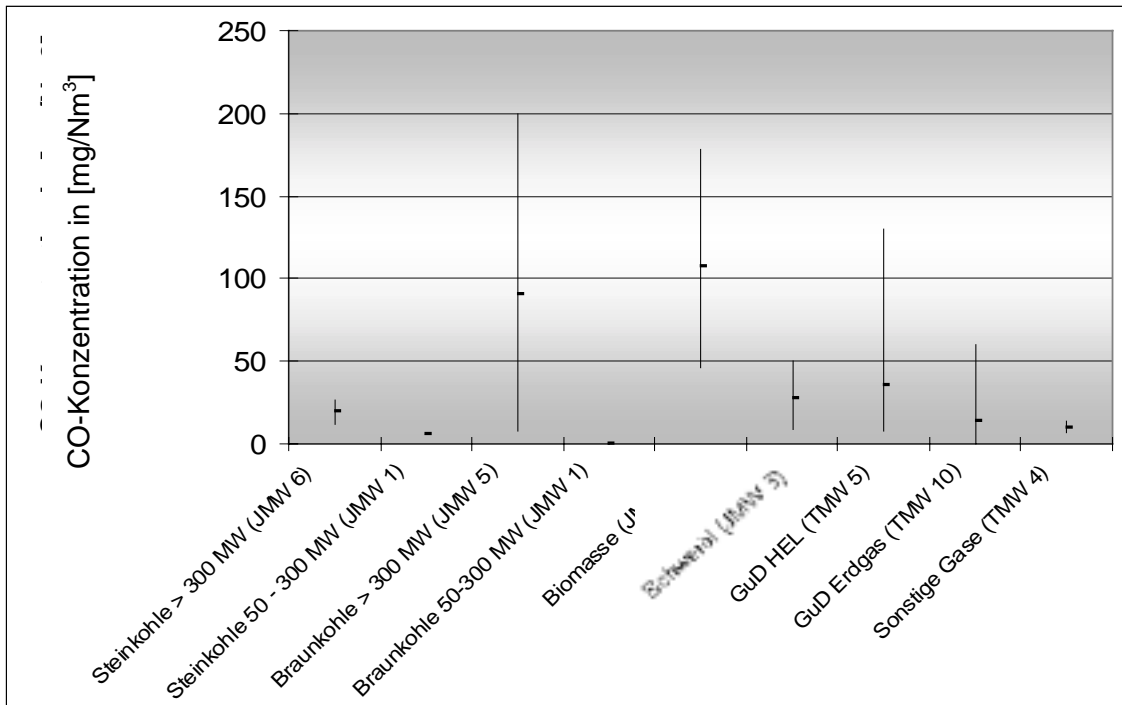


Abbildung 0-4: Kohlenmonoxidkonzentrationen im Abgas der Beispielanlagen: Minimalwert, Mittelwert, Maximalwert (JMW: Jahresmittelwert; TMW: Tagesmittelwert; Zahl: Anzahl der Einzelwerte)

Summary

The EC Directive on Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC Directive) as of 30 October 1996 focuses on the permit conditions for relevant industrial installations taking into account cross-media effects. This approach considers emissions into the air, water and soil as well as waste management aspects, resource and energy efficiency and safety. It aims at achieving a high level of environmental protection for the environment as a whole. A central issue of the Directive represents its request to apply “Best Available Techniques” (BAT) for new installations and, starting in 2007 at the latest, for existing installations as well.

The elaboration of the BAT Reference Document (BREF) on Large Combustion Plants started with the first meeting of the Technical Working Group (TWG) on 24 and 25 February 2000 in Seville. At this meeting the content and the borderlines with regard to other BREF Documents were defined:

- The Document will cover in general combustion installations with a rated thermal input exceeding 50 MW.
- It will cover all kinds of conventional power plants. Industrial combustion installations will be covered as far as they use conventional fuel. Therefore, combustion installations which use process-related residues or by-products as fuel such as by-products from refinery processes will not be included.
- Coal, lignite, biomass, peat, liquid and gaseous fuels (including hydrogen and biogas) are regarded as conventional fuels.
- Installations where the combustion process is an integrated part of a specific production, such as the blast furnace in the iron and steel industry or the cement kiln used for the production of cement are excluded as well. They are covered by specific BREF Documents.
- The TWG agreed to consider co-combustion of waste and recovered fuel in this BREF as well in spite of the opinion of TWG members to cover it in the BREF Document on waste incineration.

The BREF will not only cover the combustion unit, but also upstream and downstream activities that are directly associated with the combustion process.

In order to support the work of the TWG the German Environmental Agency decided to perform a comprehensive investigation into operation experience of large combustion installations in Germany. In close cooperation with the Federal States’ authorities plant operators were contacted in order to collect information on all techniques which should be taken into consideration in the determination of BAT. 44 sites were selected in total which were included in this investigation. This selection covers all important combustion techniques

and fuels which are of relevance in this sector. The selection consists of the following elements:

- Solid fuels: Hard coal (9 dry bottom boilers, 3 wet bottom boilers, 1 fluidised bed combustion plant); brown coal (8 pulverised coal fired boilers, 3 fluidised bed combustion plants); wood (1 grate firing, 1 fluidised bed combustion plant);
- Liquid fuels (1 gas turbine and boiler for light fuel oil, 3 boilers for heavy fuel oil and residual oil);
- Gaseous fuels: Natural gas (2 boilers, 2 plants in compound operation; 8 combined cycle gas turbines); industrial gases (2 boilers).

The selection includes both newly erected and retrofitted installations. In April 2000 a questionnaire was sent out to the operators of the selected plants that requested the delivery of information on atmospheric emissions, waste water, solid waste, noise emissions, economic data and safety aspects. By the end of the year 2001 in total 32 questionnaires were received providing measured data derived from the actual operation of the installations. The analysis of this information represents the basic input for this report which was elaborated on behalf of the German Environmental Agency (Umweltbundesamt) in the frame of the Environmental Research Programme – Project Reference No. 200 46 317 – and financed by the Federal Government.

After a description of the organisational and conceptual context of the elaboration of BREF Documents (Chapter 2) the report presents a characterisation of the German electricity supply sector. With an annual turnover of ca. 80 billion €(1997) this sector is of major importance within the national economy. Its relevance is also proven by the number of employees which amounted to 292,800 in 1991. In particular due to the liberalisation of the electricity market this number decreased to 224,100 in 1998. In addition, the electricity supply sector accounts for high investments (ca. 10 billion €in 1997).

The gross electricity production in Germany increased from 539.4 TWh in 1991 to 552.7 TWh in 1999. Within this period the gross capacity for electricity production decreased from 125.9 to 106.4 GW. This was mainly due to the closedown of plants in the new Federal States. Major changes in recent years mainly arose from a continuous increase of electricity production from natural gas and other primary energy carriers such as waste and wind. Fuel oil plays nowadays an almost negligible role. Its use is almost restricted to start-up operation or as a back-up fuel.

The regional distribution of power plants in Germany is strongly heterogeneous with regard to the type of primary energy carriers in use. Brown coal is used in power plants close to the open cast mines in North Rhine-Westphalia, Brandenburg, Saxony and to a minor part in Lower-Saxony and Saxony-Anhalt. Due to the related geographic prerequisites hydropower is used to a larger extent only in Bavaria and Baden-Wuerttemberg. The major part of the

installed capacity for fossil fuel based power production is located in North Rhine-Westphalia.

Cogeneration of electricity and heat in industrial and public power plants represents a share of 12 % in total electricity production in Germany. This is in the range of the European average. Nevertheless, compared to neighbouring countries with comparable climatic conditions this percentage has to be considered as low.

Since the electricity market was liberalised a significant decline of electricity prices could be observed in particular for industrial clients. This development entailed an almost complete breakpoint for building additional capacities of cogeneration plants in 1998. Since 1999 there was even a closedown of combined heat and power plants. New regulations such as the law on the conservation, modernisation and extension of combined heat and power production (CHP) and the self commitment of industry to achieve CO₂ reduction targets partly via CHP are crucial frame conditions for the future development of cogeneration in Germany.

Available measures for emission control and efficient use of resources are presented in chapter 4. This presentation is independent of the circumstances of the actual application of these measures. For particulate emission control fabric filters and electrostatic precipitators are described. The limestone wet scrubbing process, the spray dryer absorption process and the Wellman-Lord process are included, representing the most important techniques for flue gas desulphurisation (FGD). Today, FGD units of the latest generation show abatement efficiencies above 95%. Here, the new lignite-fired power plants in Boxberg and Lippendorf may serve as an example. For NO_x control primary and secondary measures are applied. With primary measures reduction efficiencies ranging from 30 to 50 % are achieved, whereas secondary measures (SCR process) reduce NO_x emissions by more than 85 %.

For the cleaning of liquid effluents from power plants there is a variety of measures available which are also applied for the conditioning of feed water. Within these measures, sedimentation, filtration, precipitation/flocculation and neutralisation representing treatment techniques as well as the use of ion exchangers are of major importance.

Besides atmospheric emissions and waste water the production of solid waste represents the third type of relevant mass flows. Here, significant quantities are to be expected only from power plants using coal, biomass or heavy fuel oil. From these installations ashes represent the major part of the residues. Ashes can be re-used in an environmentally sound manner e.g. as an additive in cement production. The by-products from flue gas desulphurisation in (coal-fired) power plants represents the second important contribution. Here as well, re-use is possible in most cases. In addition, gypsum resulting from the wet limestone scrubbing process replaces natural gypsum and therefore contributes to the conservation of resources.

Sources of noise can be classified as follows: Machinery noise, in particular due to rotation (turbines, ventilators, etc.), noise from pipes and ducts, from transformers and cooling towers. Depending on the type of propagation various control measures are possible which can be classified as well as primary (e.g. minimisation of unbalances) and secondary measures (e.g. encapsulation, acoustic insulation).

Combined heat and power production contributes to an efficient use of the fuel energy. Thereby, the basic idea of cogeneration consists of using waste heat from power production for heating purposes or for industrial processes. Chapter 4 is completed by information on investments and costs entailed by the application of emission control measures. This information has to be considered as a rough indication as actual costs are strongly case specific.

Chapters 5 to 8 include the characterisation of combustion techniques for solid, liquid and gaseous fuels. Relevant techniques are described and results from the questionnaire are presented in terms of individual examples. Each chapter concludes with a discussion of criteria which should be taken into account in the determination of BAT.

Chapter 5 includes a characterisation of available techniques for coal combustion. The examples are taken from 14 power plants with comprehensive operational experience. In addition, the pre-drying of lignite and highly efficient coal-fired power plants with waste heat recovery from flue gases are presented as emerging technologies. Furthermore, the maintenance and re-activation of SCR catalysts is given as an additional example. All examples are presented according to the following structure: General description; main environmental benefits; applicability; cross-media aspects; operational data, economic data (as far as available) and a description of the driving force for implementation. Operational data include measured pollutant concentrations in flue gases, fuel properties, pollutant concentrations in waste water, annual quantities of solid waste as well as information on measures for noise control. Based on these examples summary tables have been derived which are given as an introduction to presentation of individual installations. Due to the differences in the plant characteristics individual parameters may vary to a large extent with the type of technology. The pollutant concentrations in flue gases of the different plant categories are given as an example in Figures 0-1 to 0-4.

The structure of chapters 6 to 8 is similar to chapter 5. Chapter 6 includes techniques for biomass combustion. Here, not only combustion and emission control techniques are considered but also possibilities to re-use ashes from wood combustion. A grate firing unit (spreader stoker) and a fluidised bed combustion plant are characterised as examples.

Chapter 7 covers techniques for liquid fuel combustion. This includes combustion in boilers as well as gas turbines. The presentation of individual plants shows a heavy fuel oil fired power plant, a gas turbine using light fuel oil, and two power plants firing residual oil as a by-product from refinery processes. Chapter 8, treating the combustion of gaseous fuels, gives basic information on the gas turbine technology and on available measures for emission control. Examples are mainly combined cycle gas turbines with or without an additional firing of the heat recovery boiler and, in addition, a power plant using blast furnace gas and other industrial gases.

The final chapter 9 covers the aspects of co-combustion of waste and secondary fuels. This issue becomes of increasing importance in power plant operation. Given examples are taken from the technical literature. They include the co-combustion of sewage sludge or biomass in

different types of coal-fired boilers (hard coal/brown coal; pulverised coal combustion/fluidised bed combustion). The pyrolysis of secondary fuels and a subsequent co-combustion of pyrolysis gases and pyrolysis coke in a wet bottom boiler are described as an emerging technology.

All examples given in chapters 5 to 9 as well as the outline of criteria for the determination of best available techniques have been provided to the European IPPC Bureau in Seville. Many of the examples are already included in the current draft of the BREF Document on Large Combustion Plants.

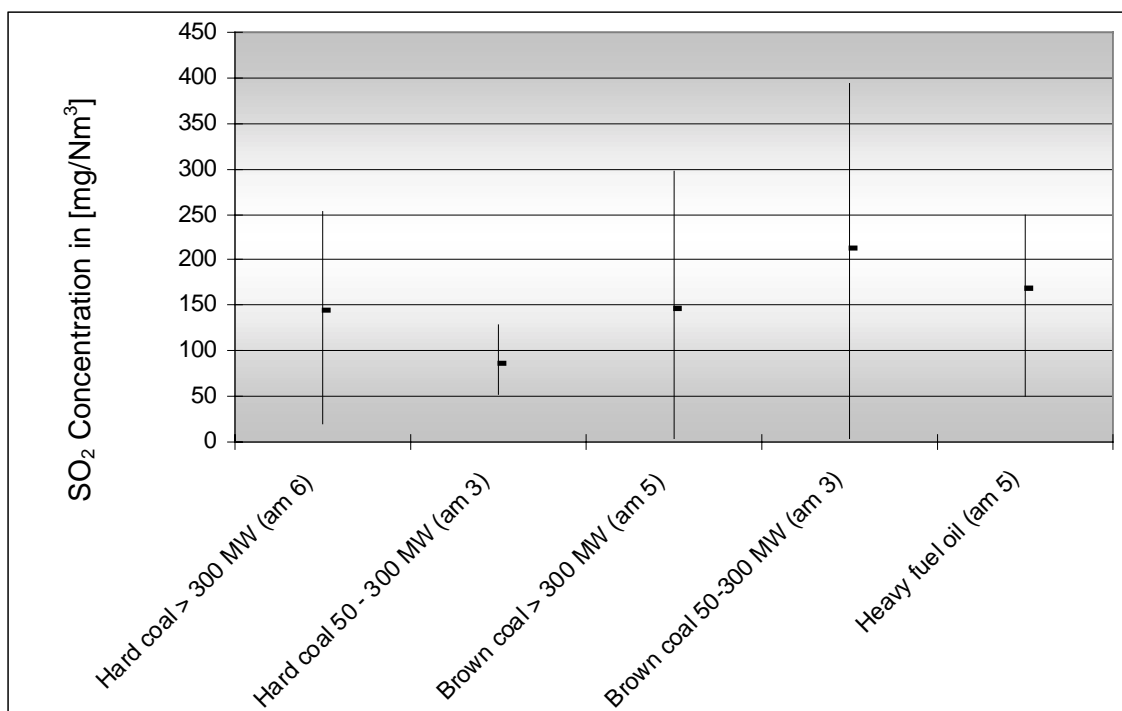


Figure 0-1: Sulphur dioxide concentrations in flue gases of exemplary installations: Minimum value, mean value, Maximum value (am: annual mean; Number: Number of considered values)

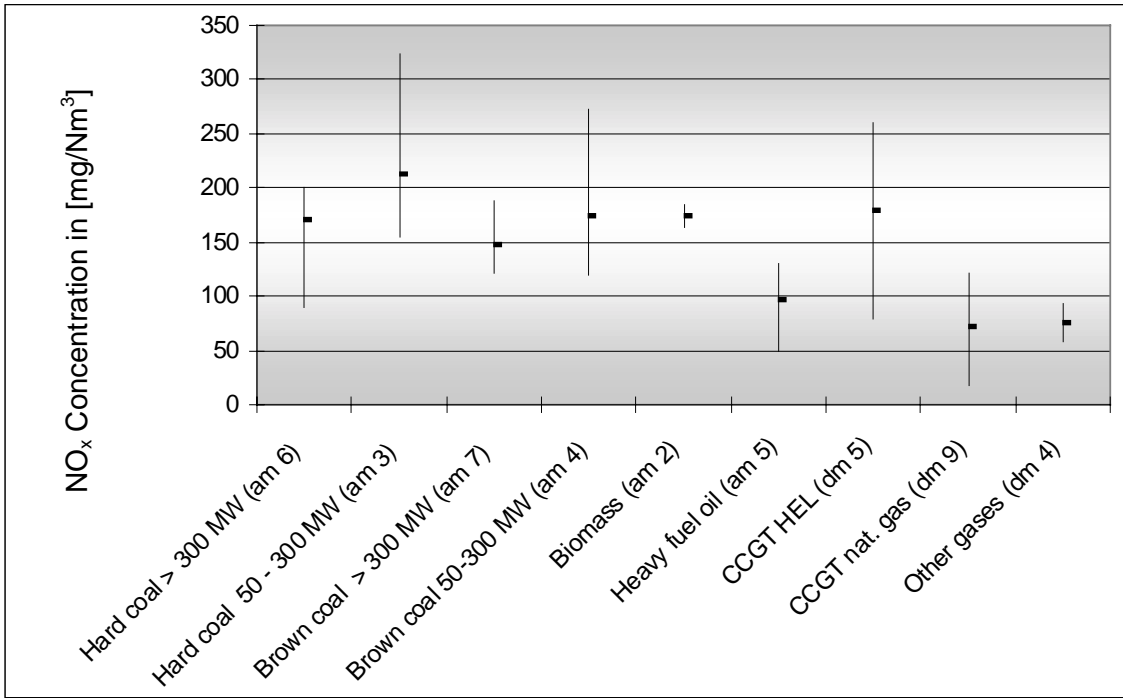


Figure 0-2: Nitrogen oxides concentrations in flue gases of exemplary installations: Minimum value, mean value, Maximum value (am: annual mean; dm: daily mean; Number: Number of considered values)

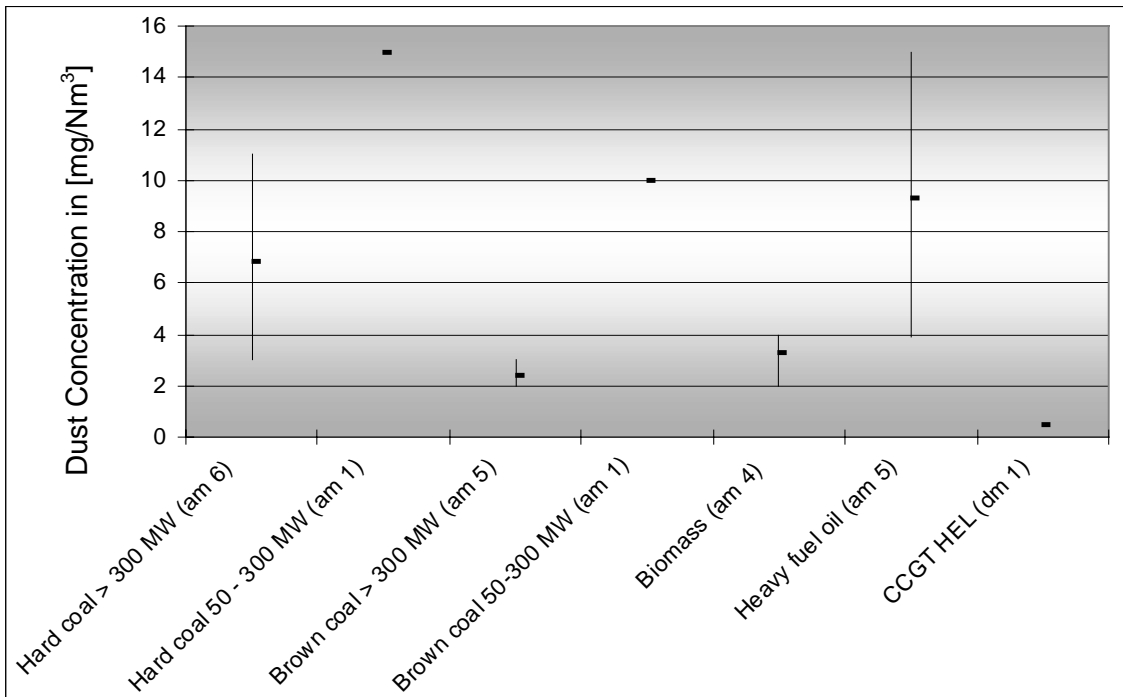


Figure 0-3: Dust concentrations in flue gases of exemplary installations: Minimum value, mean value, Maximum value (am: annual mean; dm: daily mean; Number: Number of considered values)

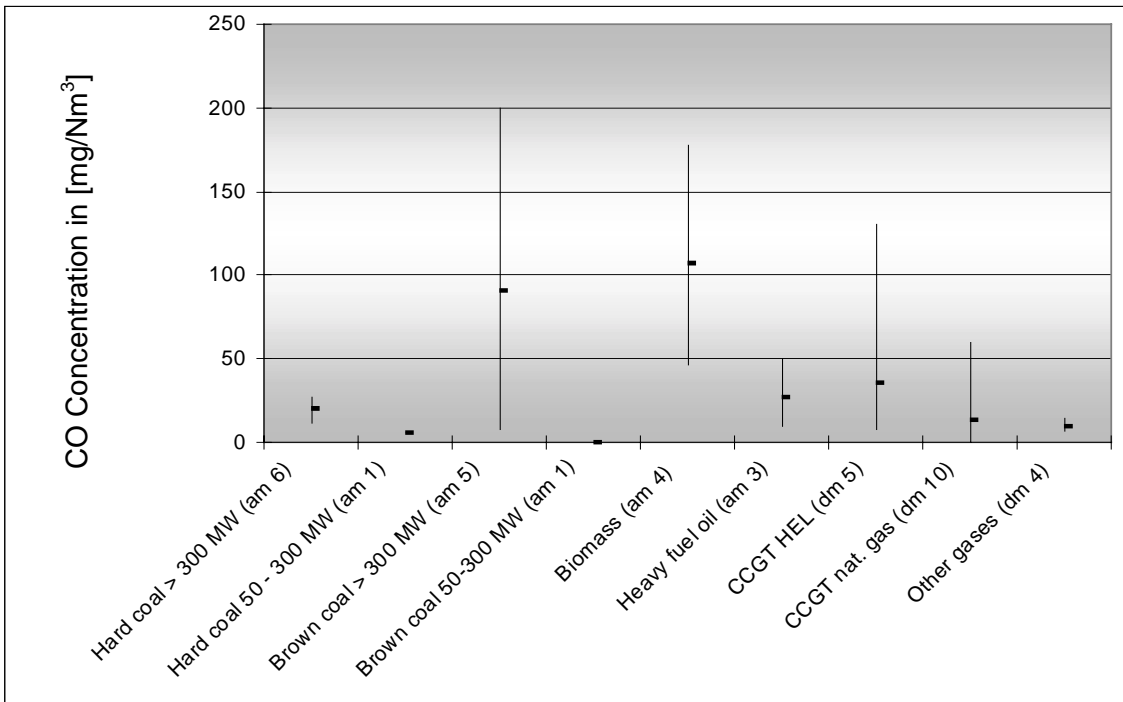


Figure 0-4: Carbon monoxide concentrations in flue gases of exemplary installations: Minimum value, mean value, Maximum value (am: annual mean; dm: daily mean; Number: Number of considered values)

0	<u>Kurzfassung</u>	0-1
	<u>Summary</u>	0-8

Abbildung 0-1: Schwefeldioxidkonzentrationen im Abgas der Beispielanlagen: Minimalwert, Mittelwert, Maximalwert (JMW: Jahresmittelwert; Zahl: Anzahl der Einzelwerte)0-5

Abbildung 0-2: Stickoxidkonzentrationen im Abgas der Beispielanlagen: Minimalwert, Mittelwert, Maximalwert (JMW: Jahresmittelwert; TMW: Tagesmittelwert; Zahl: Anzahl der Einzelwerte)0-6

Abbildung 0-3: Staubkonzentrationen im Abgas der Beispielanlagen: Minimalwert, Mittelwert, Maximalwert (JMW: Jahresmittelwert; TMW: Tagesmittelwert; Zahl: Anzahl der Einzelwerte)0-6

Abbildung 0-4: Kohlenmonoxidkonzentrationen im Abgas der Beispielanlagen: Minimalwert, Mittelwert, Maximalwert (JMW: Jahresmittelwert; TMW: Tagesmittelwert; Zahl: Anzahl der Einzelwerte)0-7

1 Einleitung

Die EG-Richtlinie über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung vom 30. Oktober 1996 (IVU-Richtlinie) regelt die Genehmigung besonders umweltrelevanter Industrieanlagen auf der Grundlage eines medienübergreifenden Konzeptes. Bei diesem Ansatz werden sowohl Emissionen in Luft, Wasser und Boden als auch abfallwirtschaftliche Aspekte, Ressourcen- und Energieeffizienz sowie die Vorbeugung von Unfällen erfasst. Ziel ist es, ein hohes Schutzniveau für die Umwelt insgesamt zu erreichen.

Ein wesentliches Element der Richtlinie ist die Forderung nach Anwendung der "Besten Verfügbaren Techniken" (BVT) bei allen neuen Anlagen, spätestens ab 2007 auch bei allen bestehenden Anlagen.

Die BVT im Einzelnen sind in der IVU-Richtlinie jedoch nicht materiell konkretisiert. Im Hinblick auf eine europäische Harmonisierung der BVT sieht Artikel 16 (2) der Richtlinie einen Informationsaustausch über die Besten Verfügbaren Techniken vor. Die Ergebnisse des Informationsaustauschs werden in sogenannten BVT-Merkblättern niedergeschrieben, die von der Europäischen Kommission veröffentlicht werden und bei der Festlegung von Genehmigungsaufgaben zu berücksichtigen sind. Obwohl die BVT-Merblätter rechtlich nicht bindend sind, ist davon auszugehen, dass ihre faktische Bedeutung groß sein wird, weil die darin enthaltenen Informationen eine Grundlage für die Festlegung der BVT im Genehmigungsbescheid bilden werden [UBA 2002].

Die Erstellung des BVT-Merkblatts „Großfeuerungsanlagen“ begann mit der ersten Sitzung der Technical Working Group (TWG) am 24./25.2.2000 in Sevilla. Zur Unterstützung dieser Arbeiten beschloss das Umweltbundesamt eine umfassende Erhebung zu den Betriebserfahrungen von Großfeuerungsanlagen in der Bundesrepublik Deutschland. In enger Zusammenarbeit mit den Bundesländern wurde der Kontakt mit Anlagenbetreibern hergestellt, um Informationen zu jenen Techniken zu sammeln, die bei der Bestimmung bestverfügbarer Techniken Berücksichtigung finden sollten. Insgesamt wurden 44 Standorte ausgewählt, die in diese Erhebung mit einbezogen werden sollten. Diese Anlagenauswahl erfasst alle wesentlichen Verbrennungstechniken und Brennstoffe, die in diesem Sektor von Relevanz sind. Die Auswahl setzt sich im Einzelnen wie folgt zusammen:

- Feste Brennstoffe: Steinkohle (9 Trockenfeuerungen; 3 Schmelzkammerfeuerungen; 1 Wirbelschichtfeuerung); Braunkohle (8 Staubfeuerungen; 3 Wirbelschichtfeuerungen; Holz (1 Rostfeuerung; 1 Wirbelschichtfeuerung);
- Flüssige Brennstoffe (1 Gasturbine und Kessel für leichtes Heizöl; 3 Rückstandsfeuerungen);
- Gasförmige Brennstoffe: Erdgas (2 Kesselfeuerungen; 2 Verbundkraftwerke; 8 GuD-Anlagen); Industriegase (2 Kesselfeuerungen).

Die Auswahl enthält sowohl neu errichtete, als auch nachgerüstete Anlagen. Bei den Nachrüstungen konnte aufgezeigt werden, dass dadurch sowohl ökologische als auch ökonomische Vorteile erzielt wurden.

Im April 2000 wurde ein Fragebogen an die Betreiber der ausgewählten Kraftwerke übersandt, in denen Informationen zur technischen Charakterisierung der Anlage, zu atmosphärischen Emissionen, Abwässern, Abfällen, Lärmemissionen, wirtschaftlichen Daten und Sicherheitsaspekten erfragt wurden. Zum Ende des Jahres 2001 lagen 32 beantwortete Fragebögen vor, die messtechnisch erhobene Daten aus dem aktuellen Betrieb der Anlagen enthalten. Die Auswertung dieser Informationen bildet eine wesentliche Grundlage für die Ausarbeitung des vorliegenden Berichts. Dieser gliedert sich wie folgt:

Im nachfolgenden *Kapitel 2* wird der Aufbau der BVT-Merkblätter und die Organisation des Informationsaustauschs im Rahmen der IVU-Richtlinie erläutert und die vorliegende Untersuchung in diesen Kontext eingeordnet.

Das *Kapitel 3* beschreibt die Rahmenbedingungen der Stromerzeugung in Deutschland. Dabei wird auf die Entwicklung der letzten Jahre sowie die technischen, wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen eingegangen. Ein wesentlicher Aspekt ist dabei die Liberalisierung des Strommarktes und die damit verbundenen Auswirkungen.

Anschließend werden in *Kapitel 4* die verfügbaren Maßnahmen zur Minderung der Emissionen und des Ressourceneinsatzes dargestellt. Dies geschieht zunächst noch unabhängig vom konkreten Anwendungsfall. Die Zuordnung zu bestimmten Verbrennungstechniken für feste, flüssige bzw. gasförmige Brennstoffe erfolgt in den *Kapiteln 5 bis 8*. Dort werden dann die entsprechenden Techniken erläutert und die Beispielanlagen aus der Datenerhebung dargestellt. Jedes dieser Kapitel schließt mit Ausführungen zu den Kriterien, die bei der Bestimmung bestverfügbarer Techniken berücksichtigt werden sollten.

Im abschließenden *Kapitel 9* wird auf den Aspekt der Mitverbrennung von Abfällen bzw. von Sekundärbrennstoffen eingegangen, die im Kraftwerksbetrieb zunehmend Bedeutung erlangen. Die dabei verwandten Beispiele entstammen der Fachliteratur.

Alle Anlagenbeispiele der Kapitel 5 bis 9 sowie die Ausführungen zu den Kriterien für die Bestimmung von BVT wurden dem Europäischen IPPC Bureau in Sevilla übermittelt. Viele dieser Beispiele wurden in den aktuellen Entwurf zum BVT-Merkblatt Großfeuerungen mit aufgenommen.

<u>1</u>	<u>Einleitung</u>	1-1
-----------------	--------------------------------	------------

2 Problemstellung und Einordnung der durchgeführten Arbeiten

In diesem Kapitel wird zum einen auf die IVU-Richtlinie (IVU-RL) und auf den darin definierten Begriff der Besten Verfügbaren Techniken (BVT) eingegangen. Zum anderen wird der Prozess der Erstellung des BVT-Merkblatts Großfeuerungsanlagen kurz skizziert und die Bedeutung des vorliegenden Berichts in diesem Kontext diskutiert. Diese Einordnung entspricht den Arbeiten bei der Erstellung von BVT-Merkblättern für andere Sektoren, die teilweise auch am DFIU durchgeführt wurden (vgl. [RENTZ 1999A], [SCHULTMANN 2000]).

2.1 Vorgaben der IVU-Richtlinie zur Bestimmung von Besten Verfügbaren Techniken

Einleitend werden die Entstehung der IVU-RL, Anforderungen der Richtlinie an die Bestimmung von BVT und die Bedeutung des Konzepts der BVT innerhalb der IVU-RL aufgezeigt. Dazu wird zunächst die Entstehung sowie das Ziel und der Ansatz der IVU-Richtlinie als Hintergrund des BVT-Konzepts skizziert. Anschließend folgt ausgehend von der BVT-Definition des Art. 2 Punkt 11, IVU-RL, die Darstellung von Vorgaben zur Bestimmung von BVT im Rahmen des integrierten Ansatzes der IVU-RL und die Bedeutung des BVT-Konzepts in der Richtlinie.

2.1.1 Zur Entstehung der IVU-Richtlinie

Die IVU-RL ist das zentrale Instrument zur Umsetzung des Leitbildes *integrierter Umweltschutz* bei der Genehmigung von Industrieanlagen in der Europäischen Union [LANGE 1996]. Die Ursprünge des integrierten Umweltschutzes auf europäischer Ebene liegen dabei in den sogenannten Umweltaktionsprogrammen, in denen die EU jeweils für einen Zeitraum von mehreren Jahren umweltpolitische Ziele und Grundsätze, anzuwendende Instrumente und geplante Aktionen festlegt. Fünf Aktionsprogramme sind bisher durchgeführt worden, wovon das erste im Jahre 1973 ins Leben gerufen wurde. Während in der Anfangszeit aktuelle Probleme zur Beseitigung akuter Umweltbelastungen im Vordergrund standen, trat im vierten Aktionsprogramm durch die Wahl neuer strategischer Grundsätze eine Wende in der europäischen Umweltpolitik ein. Diese Wende im vierten Aktionsprogramm war gekennzeichnet durch eine verstärkte Öffentlichkeitsbeteiligung, eine stärkere Einbeziehung marktwirtschaftlicher Instrumente und durch zunehmend medienübergreifende Konzepte [LANGE 1996]. Das fünfte Umweltaktionsprogramm (1993-2000) „Für eine dauerhafte und umweltgerechte Entwicklung“ nimmt insbesondere die integrierte Vermeidung und Verminderung von Umweltverschmutzung in das Aktionsfeld „Integrierter Umweltschutz“

auf. Als ein Ziel beinhaltet dieses Umweltaktionsprogramm die Schaffung von funktionierenden Schnittstellen zwischen Industrie- und Umweltpolitik durch eine Verbesserung von Gesetzen und Genehmigungsverfahren [BECKER 1997].

Nach mehrjährigen Vorarbeiten legte die Kommission am 30.9.1993 einen Vorschlag für die „*Richtlinie über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung*“ vor, der sich im wesentlichen am britischen Environmental Act von 1990 orientierte [Lange 1996]. Grundsätzlich begrüßte man auf Seiten der Mitgliedstaaten den integrierten Ansatz des Vorschlags [BECKER 1997], doch im Detail wurde er insbesondere wegen der unzureichenden Berücksichtigung des Vorsorgegrundsatzes und seiner Verfahrenslastigkeit auch von Deutschland zunächst abgelehnt [ZÖTTL 1997]. Erst nach Einbeziehung einiger zusätzlicher Anforderungen, wie etwa materieller Betreiberpflichten, der Aufnahme des Verursacherprinzips und der Möglichkeit einer gemeinschaftseinheitlichen Festlegung von Emissionsgrenzwerten, konnte die Richtlinie am 24.9.1996 verabschiedet werden [ZÖTTL 1997]. Mit dem Artikelgesetz vom 27. Juli 2001, das am 3. August 2001 in Kraft getreten ist, wurden die Anforderungen der IVU-Richtlinie in deutsches Recht umgesetzt. Durch dieses Gesetz sind mehrere Umweltfachgesetze entsprechend den Vorgaben der IVU-Richtlinie angepasst worden, insbesondere das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG), das Wasserhaushaltsgesetz (WHG) und das Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz (KrW-/AbfG) [UBA 2002].

2.1.2 Ziel und Ansatz der IVU-Richtlinie

Art. 1 nennt als Ziel der IVU-RL, „ein hohes Schutzniveau für die Umwelt insgesamt zu erreichen“. Dieses Ziel soll durch die Zweckbestimmung des Art. 1 der IVU-RL, „die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung infolge der in Anhang I genannten Tätigkeiten“, realisiert werden. Die im Anhang I der IVU-RL erfassten Industrieanlagen sind in Abbildung 2-1 in einer Übersicht dargestellt.

1. Energiewirtschaft

- 1.1 Feuerungsanlagen > 50 MW_{th}
- 1.2 Mineralöl- und Gasraffinerien
- 1.3 Kokereien
- 1.4 Kohlevergasungs- und Verflüssigungsanlagen

2. Herstellung und Verarbeitung von Metallen

- 2.1 Röst- und Sinteranlagen für Metallerze einschließlich sulfidischer Erze
- 2.2 Anlagen für die Herstellung von Roheisen oder Stahl (Primär oder Sekundärschmelzung) einschließlich Stranggießen mit einer Kapazität > 2,5 t/h
- 2.3 Anlagen zur Verarbeitung von Eisenmetallen durch
 - a) Warmwalzen mit einer Leistung > 20 t_{Rohstahl}/h
 - b) Schmieden mit Hämmern (Schlagenergie > 50 kJ /Hammer, Wärmeleistung > 20 MW)
 - c) Aufbringen von schmelzflüssigen metallischen Schutzschichten (Verarbeitungskapazität > 2 t_{Rohstahl}/h)
- 2.4 Eisenmetallgießereien (Kapazität > 20 t/d)
- 2.5 Anlagen
 - a) zur Gewinnung von NE-Rohmetallen aus Erzen, Konzentraten oder sekundären Rohstoffen durch metallurgische Verfahren, chemische Verfahren oder elektrolytische Verfahren
 - b) zum Schmelzen von Nichteisenmetallen einschließlich Legierungen, darunter auch Wiedergewinnungsprodukte (Raffination, Gießen) mit einer Schmelzkapazität von mehr als 4 t/Tag bei Blei und Kadmium oder 20 t/Tag bei allen anderen Metallen

3. Mineralverarbeitende Industrie

- 3.1 Anlagen zur Herstellung von Zementklinker (Drehrohröfen > 500 t/d, andere Öfen > 50 t/d) oder von Kalk (Drehrohröfen > 50 t/d)
- 3.2 Anlagen zur Gewinnung von Asbest oder zur Herstellung von Erzeugnissen aus Asbest
- 3.3 Anlagen zur Herstellung von Glas (Kapazität > 20 t/d)
- 3.4 Anlagen zum Schmelzen mineralischer Stoffe (Kapazität > 20 t/d)
- 3.5 Anlagen zur Herstellung keramischer Erzeugnisse (differenzierte Kapazitätsgrenzen)

4. Chemische Industrie

(Differenzierte Aufteilung in die Nrn. 4.1 bis 4.6 in verschiedene Stoffe und Stoffgruppen; es werden Anlagen erfaßt, bei denen Stoffe oder Stoffgruppen im industriellen Umfang chemisch umgewandelt werden.)

5. Abfallbehandlung

- 5.1 Anlagen zur Beseitigung oder Verwertung von gefährlichen Abfällen ... (im Sinne bestimmter EG-Richtlinien)
- 5.2 Müllverbrennungsanlagen für Siedlungsmüll... (im Sinne bestimmter EG-Richtlinien)
- 5.3 Anlagen zur >Beseitigung ungefährlicher Abfälle... (im Sinne bestimmter EG-Richtlinien), Kapazität > 50 t/d
- 5.4 Deponien mit einer Aufnahmekapazität > 10 t/d oder einer Gesamtkapazität > 25.000 t.

6. Sonstige Industriezweige

- 6.1 Industrieanlagen zur Herstellung von a) Zellstoff...b) Papier und Pappe (> 20 t/d)
- 6.2 Anlagen zur Vorbehandlung ... und zum Färben von Fasern oder Textilien (> 10 t/d)
- 6.3 Anlagen zum Gerben von Häuten oder Fellen (> 12 t/d)
- 6.4 Anlagen zur Behandlung oder Verarbeitung von Milch (> 200 t/d im Jahresdurchschnitt)
- 6.5 Tierkörperbeseitigungsanlagen(>10 t/d)
- 6.6 Intensivtierhaltung (> 40.000 Geflügel, > 2.000 Mastschweinen, > 750 Sauen)
- 6.7 Anlagen zur Oberflächenbehandlung ... mit organischen Lösungsmitteln (> 150 kg/h oder 200 t/a)
- 6.8 Anlagen zur Herstellung von Hartbrandkohle und Elektrographit

Abbildung 2-1: Vereinfachte Übersicht über die im Anhang I der IVU-RL aufgeführten Industriebereiche

Zur Umsetzung des Ziels der IVU-RL wird ein neues integriertes Genehmigungsverfahren für die genannten Industrieanlagen mit einem *großen Potenzial zur Umweltverschmutzung* in das europäische Recht eingeführt [BECKER 1997a].

Der umfassende Ansatz der IVU-RL wird besonders deutlich durch die weite Definition von Umweltverschmutzung in Art. 2 Punkt 2 als „*die durch menschliche Tätigkeiten direkt oder indirekt bewirkte Freisetzung von Stoffen, Erschütterungen, Wärme oder Lärm in Luft, Wasser oder Boden, die der menschlichen Gesundheit oder der Umweltqualität schaden oder*

zu einer Schädigung von Sachwerten bzw. zu einer Beeinträchtigung oder Störung von Annehmlichkeiten und anderen legitimen Nutzungen der Umwelt führen können“. Durch die Richtlinie wird ein in mehrfacher Hinsicht integrierter Ansatz verfolgt: Es werden „Maßnahmen zur Vermeidung und, sofern dies nicht möglich ist, zur Verminderung von Emissionen aus den genannten Tätigkeiten in Luft, Wasser und Boden – darunter auch den Abfall betreffende Maßnahmen“ festgelegt und damit der produktionsintegrierte und der medienübergreifende Aspekt der Genehmigung betont (Art. 1, IVU-RL). Weiterhin ist bei der Umsetzung des Genehmigungsverfahrens seitens der Mitgliedstaaten für eine Integration der beteiligten Behörden zu sorgen, mit den „erforderlichen Maßnahmen für eine vollständige Koordinierung des Genehmigungsverfahrens und der Genehmigungsaufgaben [...], um ein wirksames integriertes Konzept aller für diese Verfahren zuständigen Behörden sicherzustellen“ (Art. 7, IVU-RL).

Der Ansatz der IVU-RL umfasst damit die drei Schutzgüter Luft, Wasser und Boden und zielt auf ein hohes Schutzniveau für die Umwelt insgesamt ab. Zur Erreichung dieses Ziels wird ein Genehmigungsverfahren für den Betrieb industrieller Aktivitäten mit einem großem Potential zur Umweltverschmutzung in das europäische Recht eingeführt, das seitens der Genehmigungsbehörden vollständig zu koordinieren ist und das „betriebliche Innere“ u.a. mittels Grundpflichten für Betreiber und der Pflicht zum Einsatz von BVT regelt (vgl. 2.4).

2.1.3 Definition und Anforderungen zur Bestimmung der „Besten Verfügbaren Techniken“ in der IVU-RL

Art. 2 Abs. 11, IVU-RL definiert BVT als „den effizientesten und fortschrittlichsten Entwicklungsstand der Tätigkeiten und entsprechenden Betriebsmethoden, der spezielle Techniken als praktisch geeignet erscheinen lässt, grundsätzlich als Grundlage für Emissionsgrenzwerte zu dienen, um Emissionen in und Auswirkungen auf die gesamte Umwelt allgemein zu vermeiden oder, wenn dies nicht möglich ist, zu vermindern.“ Dabei bezeichnet

- „‘Technik’ sowohl die angewandte Technologie als auch die Art und Weise, wie die Anlage geplant, gebaut, gewartet, betrieben und stillgelegt wird;
- ‘verfügbar’ die Techniken, die in einem Maßstab entwickelt sind, der unter Berücksichtigung des Kosten/Nutzen-Verhältnisses die Anwendung unter in dem betreffenden industriellen Sektor wirtschaftlich und technisch vertretbaren Verhältnissen ermöglicht, gleich, ob diese Techniken innerhalb des betreffenden Mitgliedstaats verwendet oder hergestellt werden, sofern sie zu vertretbaren Bedingungen für den Betreiber zugänglich sind;
- ‘beste’ die Techniken, die am wirksamsten zur Erreichung eines allgemein hohen Schutzniveaus für die Umwelt insgesamt beitragen.

Bei der Festlegung der besten verfügbaren Techniken sind die in Anhang IV aufgeführten Punkte besonders zu berücksichtigen“ (Art 2 Abs. 11, IVU-RL). In Anhang IV werden folgende zusätzliche Kriterien für die Bestimmung von BVT genannt (Anhang IV, IVU-RL):

„unter Berücksichtigung der sich aus einer bestimmten Maßnahme ergebenden Kosten und ihres Nutzens sowie des Grundsatzes der Vorsorge und der Vorbeugung [ist] im allgemeinen wie auch im Einzelfall folgendes zu berücksichtigen:

- 1. Einsatz abfallarmer Technologie*
- 2. Einsatz weniger gefährlicher Stoffe*
- 3. Förderung der Rückgewinnung und Wiederverwertung der bei den einzelnen Verfahren erzeugten und verwendeten Stoffe und gegebenenfalls der Abfälle*
- 4. Vergleichbare Verfahren, Vorrichtungen und Betriebsmethoden, die mit Erfolg im industriellen Maßstab erprobt wurden*
- 5. Fortschritte in der Technologie und in den wissenschaftlichen Erkenntnissen*
- 6. Art, Auswirkungen und Menge der jeweiligen Emissionen*
- 7. Zeitpunkte der Inbetriebnahme der neuen oder der bestehenden Anlagen*
- 8. Für die Einführung einer besseren verfügbaren Technik erforderliche Zeit*
- 9. Verbrauch an Rohstoffen und Art der bei den einzelnen Verfahren verwendeten Rohstoffe (einschließlich Wasser) sowie Energieeffizienz*
- 10. Die Notwendigkeit, die Gesamtwirkung der Emissionen und die Gefahren für die Umwelt so weit wie möglich zu vermeiden oder zu verringern*
- 11. Die Notwendigkeit, Unfällen vorzubeugen und deren Folgen für die Umwelt zu verringern*
- 12. Die von der Kommission gemäß Artikel 16 Absatz 2 oder von internationalen Organisationen veröffentlichten Informationen“.*

2.1.4 Aufbau der IVU-RL und Bedeutung des Konzepts der BVT

Die IVU-RL weist keine klare Logik des Aufbaus der Norm auf, sie kann aber in einen materiellen und einen prozeduralen (verfahrensrechtlichen) Teil unterschieden werden [BECKER 1997]. Der materielle Teil enthält dabei das Finalprogramm mit Zweck und Ziel der IVU-RL (Art. 1), die Legaldefinitionen (Art. 2), die allgemeinen Grundpflichten der Betreiber (Art. 3) und die Genehmigungsvoraussetzungen (Art. 9 und Art. 10). Der prozedurale Teil der IVU-RL weist im Wesentlichen Vorgaben zum Genehmigungsantrag (Art. 6), zum integrierten Konzept des Genehmigungsverfahrens (Art. 7), zum Genehmigungsverfahren selbst (Art. 9), zum Verfahren bei grenzüberschreitenden Auswirkungen von Anlagen (Art. 17), zur Beteiligung der Öffentlichkeit (Art. 15) und zur Überwachung von in Betrieb befindlichen Anlagen (Art. 13, Art. 14) auf [BECKER 1997]. Die für die Umsetzung und Entwicklung der IVU-RL wichtigen Vorschriften zum Informationsaustausch zwischen den Mitgliedstaaten und Gemeinschaft enthält Art. 16.

Wesentliche *materielle* Forderungen der Richtlinie bestehen, neben dem bereits vorgestellten Ziel eines hohen Schutzniveaus für die Umwelt insgesamt, der Zweckbestimmung einer

Vermeidung und Verminderung von Emissionen in die Medien Luft, Wasser und Boden (Art. 1) sowie der Definition der BVT in Art. 2 Abs. 11, in der Festlegung von Genehmigungsvoraussetzungen in Form umfassender Umweltstandards. In Art. 3 der Richtlinie werden die folgenden „Allgemeine Prinzipien der Grundpflichten der Betreiber“ definiert (Artikel 3, IVU-RL):

„Die Mitgliedstaaten treffen die erforderlichen Vorkehrungen, damit die zuständigen Behörden sich vergewissern, dass die Anlage so betrieben wird, dass

- a) alle geeigneten Vorsorgemaßnahmen gegen Umweltverschmutzungen, insbesondere durch den Einsatz der besten verfügbaren Techniken, getroffen werden;*
- b) keine erheblichen Umweltverschmutzungen verursacht werden;*
- c) die Entstehung von Abfällen entsprechend der Richtlinie 75/442/EWG des Rates vom 15. Juli 1975 über Abfälle vermieden wird; andernfalls werden sie verwertet oder, falls dies aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen nicht möglich ist, beseitigt, wobei Auswirkungen auf die Umwelt zu vermeiden oder zu vermindern sind;*
- d) Energie effizient verwendet wird;*
- e) die notwendigen Maßnahmen ergriffen werden, um Unfälle zu verhindern und deren Folgen zu begrenzen;*
- f) bei einer endgültigen Stilllegung die erforderlichen Maßnahmen getroffen werden, um jegliche Gefahr einer Umweltverschmutzung zu vermeiden und um einen zufriedenstellenden Zustand des Betriebsgeländes wiederherzustellen“*

Die Einhaltung dieser Betreiberpflichten stellt einen wesentlichen Teil der Voraussetzung für die Genehmigung des Anlagenbetriebs dar, die als Genehmigungsaufgaben in Art. 9 festgelegt sind. In der Genehmigung sind außerdem Emissionsgrenzwerte festzulegen, ggf. ergänzt durch weitere geeignete Auflagen zum Schutz des Bodens, des Wassers und der Behandlung erzeugter Abfälle. Diese Parameter sind vorbehaltlich eventuell strengerer Anforderungen der EU auf BVT zu stützen.

Unter *prozeduralen* Gesichtspunkten wurde das medienübergreifende Schutzkonzept bei der Regelung der Antragsunterlagen, der Öffentlichkeitsbeteiligung und der Auflagen verwirklicht. Jeder Genehmigungsantrag muss eine Beschreibung von „Art und Menge der vorhersehbaren Emissionen aus der Anlage in jedes einzelne Umweltmedium sowie die Feststellung von erheblichen Auswirkungen der Emissionen auf die Umwelt“ (Art. 6 Abs. 1) enthalten. Dieser Antrag ist der Öffentlichkeit zugänglich zu machen. Schließlich sind Genehmigungsaufgaben vollständig zu koordinieren, falls mehrere Behörden an einer Genehmigung beteiligt sind; auch hier ist ein „wirksames integriertes Konzept“ aller Behörden sicherzustellen [ZÖTTL 1997]. Die Forderungen der Richtlinie sind Mindestanforderungen, weitergehende innerstaatliche Anforderungen sind nach Art. 130t EGV zulässig. In Art. 16 (2), IVU-RL, wird die Kommission zur Durchführung eines Informationsaustauschs zwischen den Mitgliedstaaten

und den betroffenen Industrien über die BVT, verbundenen Überwachungsmaßnahmen und Entwicklungen auf diesem Gebiet aufgefordert.

Das Konzept der „besten verfügbaren Techniken“ nimmt eine Schlüsselrolle zur praktischen Umsetzung der Ziele der IVU-RL ein. Der Begriff „BVT“ wird in der Richtlinien an mehreren Stellen verwendet. Im oben vorgestellten Art. 3 mit den allgemeinen Prinzipien der Grundpflichten der Betreiber, werden die Betreiber unter anderem dazu verpflichtet, *„...dass alle geeigneten Vorsorgemaßnahmen gegen Umweltverschmutzungen, insbesondere durch den Einsatz der besten verfügbaren Techniken getroffen werden“*. Art. 9 betrifft die Genehmigungsvoraussetzungen in den Mitgliedstaaten und spezifiziert die Rolle der BVT näher. Eine Genehmigung muss alle notwendigen Maßnahmen enthalten, *„...um durch den Schutz von Luft, Wasser und Boden zu einem hohen Schutzniveau für die Umwelt insgesamt beizutragen...“* (Art. 9 Abs. 1). Weiter heißt es im Art. 9 Abs. 3: *„Die Genehmigung muss Emissionsgrenzwerte für die Schadstoffe der Liste in Anhang II enthalten, die von der betroffenen Anlage unter Berücksichtigung der Art der Schadstoffe und der Gefahr einer Verlagerung der Verschmutzung von einem Medium auf ein anderes (Wasser, Luft, Boden) in relevanter Menge emittiert werden können. Erforderlichenfalls enthält die Genehmigung geeignete Auflagen zum Schutz des Bodens und des Grundwassers sowie Maßnahmen zur Behandlung der von der Anlage erzeugten Abfälle...“*. Abs. 4 dieses Artikels spezifiziert die Verwendung von BVT im Genehmigungsfall: *„Die in Absatz 3 genannten Emissionsgrenzwerte, äquivalenten Parameter und äquivalenten technischen Maßnahmen sind vorbehaltlich des Artikels 10 auf die besten verfügbaren Techniken zu stützen, ohne dass die Anwendung einer bestimmten Technik oder Technologie vorgeschrieben wird“*. Damit werden die Emissionsgrenzwerte und äquivalenten Parameter entsprechend den nach den Kriterien des Anhangs IV, IVU-RL, bestimmten BVT festgelegt. Art. 10 sieht darüber hinaus vor, dass zusätzliche Auflagen in der Genehmigung vorzusehen sind, soweit die geforderten Umweltqualitätsnormen nicht durch die Anwendung der BVT zu erfüllen sind.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass BVT im Rahmen der IVU-Richtlinie als technische Basis zur Fixierung von Anforderungen dienen. Diese Anforderungen können dabei sowohl geeignete Vorsorgemaßnahmen gegen Umweltverschmutzung, als auch Emissionsgrenzwerte oder andere äquivalente Parameter umfassen.

2.2 Informationsaustausch auf europäischer Ebene für die Bestimmung von BVT zur Umsetzung der IVU-RL in Europa

In diesem Kapitel werden wichtige Aktivitäten zur Bestimmung von BVT im Rahmen der Umsetzung der IVU-RL in der Europäischen Gemeinschaft auf Gemeinschaftsebene sowie auf Ebene der Mitgliedstaaten dargestellt.

Nach Art. 16 Abs. 2 der IVU-RL führt die Europäische Kommission einen Informationsaustausch zwischen den Mitgliedsstaaten und den betroffenen Industrien durch, der sich mit BVT, verbundenen Überwachungsmaßnahmen und Entwicklungen auf diesem Gebiet befasst. Mit diesem Informationsaustausch wurde von der Kommission bereits Anfang 1995 im Vorgriff auf die Verabschiedung der Richtlinie begonnen [LANGE 1996]. Die Kommission hat in den beiden Dokumenten „*Overall Organisation and Working Procedures of the Information Exchange on Best Available Techniques (BAT) under Directive 96/61/EC on IPPC*“ [COMM 1997A] und „*General Task Description for TWGs*“ [COMM 1997b] die grundlegende Vorgehensweise für den Informationsaustausch festgelegt. Auf diese beiden Dokumente beziehen sich auch im Wesentlichen die folgenden Ausführungen. Ziele des Informationsaustauschs nach Art. 16 Abs. 2, IVU-RL sind u.a. [COMM 1997A, Erwägungsgrund 25, IVU-RL]:

- die Beobachtung und Untersuchung von BVT weltweit für alle industriellen Aktivitäten des Anhang I der IVU-RL,
- der Informationsaustausch über die Techniken, die den Kriterien des Art. 2 Abs. 11 und des Anhang IV der IVU-RL entsprechen,
- die Ableitung von Verbrauchs- und Emissionswerten zur Leistung der BVT, um diese den Behörden, der Industrie, Umweltverbänden und der Öffentlichkeit zur Verfügung zu stellen,
- die Erleichterung der Bestimmung von BVT auf der Ebene einzelner Anlagen,
- einen Beitrag zum Ausgleich von Ungleichgewichten auf technologischer Ebene in der Gemeinschaft zu leisten.

Ein zentrales Element zur Veröffentlichung der Ergebnisse des Informationsaustauschs über BVT sind sogenannte BVT-Merkblätter (englisch: BAT Reference Documents, BREFs). Sie enthalten alle im Rahmen des Austauschs gesammelten relevanten Informationen einschließlich der als BVT identifizierten Techniken und den mit diesen erreichbaren Emissions- und Verbrauchswerten.

Im Folgenden wird kurz die von der Kommission geschaffene Organisationsstruktur zur Koordination des Informationsaustauschs dargestellt. Anschließend folgt eine knappe Charakterisierung des BVT-Pilotpapiers Ammoniakherzeugung, das im Vorfeld der Verabschiedung der IVU-Richtlinie erstellt wurde. Die Erfahrungen bei der Erstellung dieses Papiers prägten maßgeblich die Vorgaben für die weiteren zu erstellenden BREFs.

Organisationsstruktur des Informationsaustauschs über BVT

Zur Umsetzung des Art. 16 Abs. 2 wurde von der Kommission das folgende Vorgehen eingeführt [Zierock 1998]:

- Beschreibung von BVT für alle Anlagenarten des Anhang I der IVU-RL im Rahmen eines mehrjährigen Arbeitsprogramms in sektorbezogenen BVT-Merkblättern,
- Sammlung der erforderlichen Informationen im Rahmen sektorbezogener Arbeitsgruppen, bestehend aus Vertretern von Mitgliedsländern, Industrie und Umweltverbänden,
- Textliches Abfassen der Entwürfe der jeweiligen Merkblätter durch ausgewählte Experten,
- Vorlage der Entwürfe der Merkblätter an Vertreter der Mitgliedstaaten und der Industrie zur Zustimmung bzw. Kommentierung.

Zur Koordination des Informationsaustauschs wurde ein sogenanntes „Information Exchange Forum“ (IEF) eingerichtet, das sich aus Vertretern der Mitgliedsstaaten, der Industrie und Umweltverbänden zusammensetzt. Den Vorsitz des IEF führt die EU-Kommission, DG Umwelt. Das IEF richtet für die von der IVU-RL betroffenen Industriesektoren sogenannte „Technical Working Groups“ (TWGs) ein. Die TWGs entsprechen in ihrer Einteilung zwar nicht genau der Gliederung der industriellen Aktivitäten in Anhang I der IVU-Richtlinie, decken aber in ihrer Gesamtheit alle von der IVU-Richtlinie betroffenen Industrien ab. Die TWGs setzen sich wiederum aus Experten der Mitgliedsstaaten, der Industrie- und Umweltverbände zusammen. Sie dienen als Forum für Informationsaustausch und Diskussionen und haben die Aufgabe, Informationen zu sammeln und BVT des jeweiligen Industriesektors zu bestimmen.

Zur technischen und administrativen Unterstützung der TWGs wurde das European Integrated Pollution Prevention and Control Bureau (EIPPCB) in Sevilla als neutrale Institution eingerichtet. Aufgabe des EIPPCB ist es, Informationen von allen TWG-Mitgliedern und sonstigen Quellen zu sammeln und diese in Entwürfe für BVT-Merkblätter umzusetzen. Der Zuschnitt der BVT-Merkblätter wird im Vorfeld durch das IEF abgesteckt und ggf. durch die jeweilige TWG konkretisiert. Vom EIPPCB erstellte Entwurfsversionen für BVT-Merkblätter werden den Mitgliedern der jeweiligen TWGs zur Kommentierung vorgelegt und nach Berücksichtigung aller Kommentare dieser Expertenrunde zur Bewertung an das IEF weitergeleitet. Während des Abstimmungsprozesses ist es Aufgabe des EIPPCB, das IEF über den aktuellen Stand der Arbeiten zu unterrichten.

Das dargestellte Vorgehen zur Umsetzung des Art. 16 Abs. 2, IVU-RL wird somit durch das IEF koordiniert und vom EIPPCB maßgeblich begleitet. In Abbildung 2-1 ist in einer Übersicht der Kommunikationsfluss bei der Erstellung von BVT-Merkblättern zur Umsetzung des Art. 16 Abs. 2 der IVU-RL schematisch dargestellt.

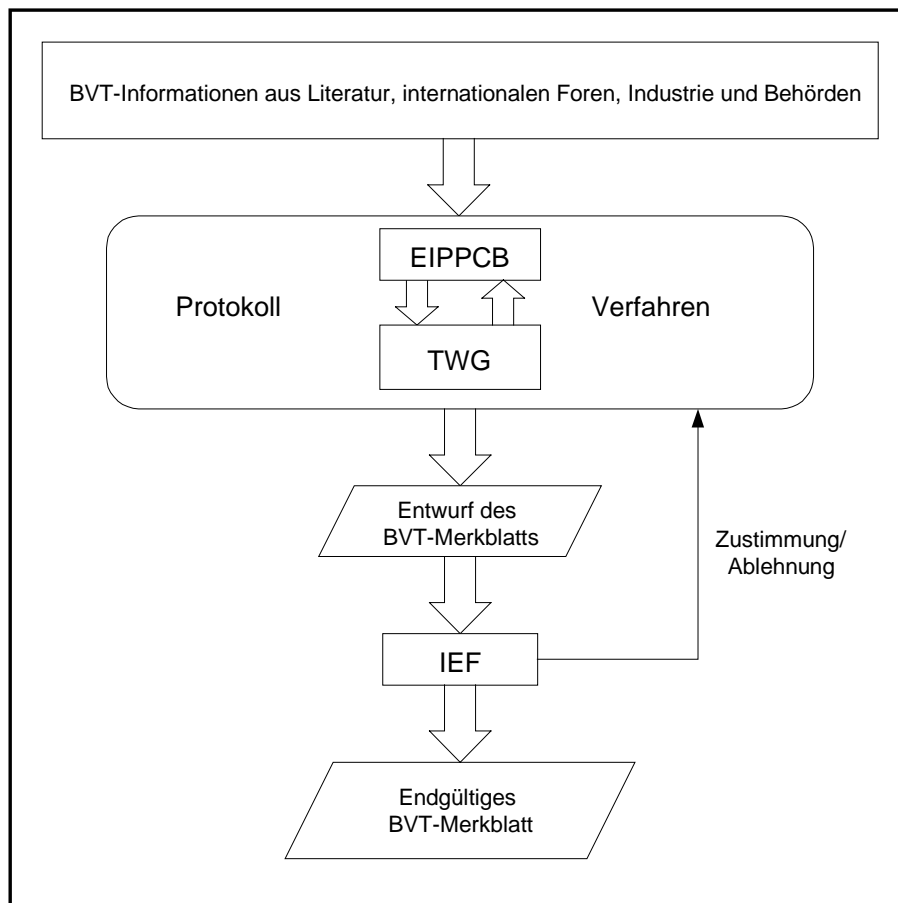


Abbildung 2-1: Struktur des europäischen Informationsaustauschs über BVT

Quelle: Umweltbundesamt

BVT-Pilotpapier

Bereits vor der offiziellen Einrichtung des EIPPCB hat die EU-Kommission, DG XI, das Institute for Prospective Technological Studies (IPTS) in Sevilla beauftragt, im Rahmen eines Pilotprojekts ein BVT-Pilotpapier über die Ammoniakherzeugung [BOURNIS 1996] zu erstellen. Ziel dieses Pilotpapiers war die Entwicklung einer tragfähigen Struktur für BVT-Merkblätter und das Sammeln erster Erfahrungen für den von der IVU-Richtlinie geforderten Informationsaustausch. Das Papier wurde von einem eigens dafür eingerichteten Expertengremium (entsprechend den späteren TWGs) erarbeitet. Aufgabe des IPTS war es, den Informationsaustausch zu koordinieren und das BVT-Merkblatt zu verfassen. Bei der Erstellung dieses ersten Papiers hat sich bereits die Organisationsstruktur herausgebildet, die nun bei den anderen Industriebereichen zum Tragen kommt. Das EIPPCB wurde nach einer öffentlichen Ausschreibung am IPTS eingerichtet und ist für die Koordination des Informationsaustauschs und die Erstellung der BVT-Merkblätter verantwortlich. Die nach den Erfahrungen bei der Erstellung des Pilot-BVT-Merkblatts „Ammoniakherzeugung“ entwickelte

Vorgabe für den Aufbau von BVT-Merkblättern ist in Tabelle 2-1 in einer verkürzten Übersicht dargestellt.

Tabelle 2-1: Allgemeiner Aufbau von BVT-Merkblättern, in Anlehnung an [COMM 1997b]

Chapter/Kapitel	Inhalt
Preface	Vorwort
Executive Summary	Kurze Zusammenfassung des Merkblattes
1. General Information	Gesamtwirtschaftliche Daten über den Sektor
2. Applied Processes and Techniques	Kurze Beschreibung existierender Herstellungsverfahren
3. Present Consumption/Emission Levels	Input/Outputniveaus der Verfahren
4. Techniques to consider in the determination of BAT - Available Techniques - Environmental Performance (levels of emission/consumption) - Economic Performance	Techniken, die bei der Bestimmung von BVT in Betracht zu ziehen sind - Verfügbare Techniken - Umweltleistung (Verbrauchs- und Emissionswerte) - Wirtschaftliche Aspekte
5. Best Available Techniques	Bestimmung/Auswahl und Beschreibung der BVT
6. Emerging Techniques	Darstellung neuer Techniken, die u.U. zukünftig BVT werden können
7. Conclusions and Recommendations	Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen
8. Annexes - Literature - Detailed figures on the sector - Existing national and international legislation - Monitoring of emissions - Technical information on candidate BAT	Anhang - Literatur - Genaueres Zahlenmaterial über den Industriesektor - Nationale und internationale Gesetzgebung - Emissionsüberwachung - Technische Angaben im Detail zu BVT-Kandidaten

2.3 Die Erstellung des BVT-Merblatts „Großfeuerungsanlagen“

Die Erstellung des BVT-Merkblatts „Großfeuerungsanlagen“ nahm mit der ersten Sitzung der Technical Working Group (TWG) am 24./25.2.2000 in Sevilla erstmals konkrete Formen an. Dort wurde die vom EIPPC-Büro vorgeschlagene Struktur des Dokuments angenommen (Abbildung 2-1). Die prinzipielle Gliederung von BVT-Merkblättern, wie sie in Tabelle 2-1 vorgeschlagen wird, findet sich hier wieder, wobei zusätzlich eine Untergliederung in einen

allgemeinen und einen speziellen, brennstoffspezifischen, Abschnitt vorgenommen wird. Im spezifischen Teil werden für jeden Brennstoff die relevanten Techniken beschrieben, Emissions- und Verbrauchswerte wiedergegeben und die BVT festgelegt.

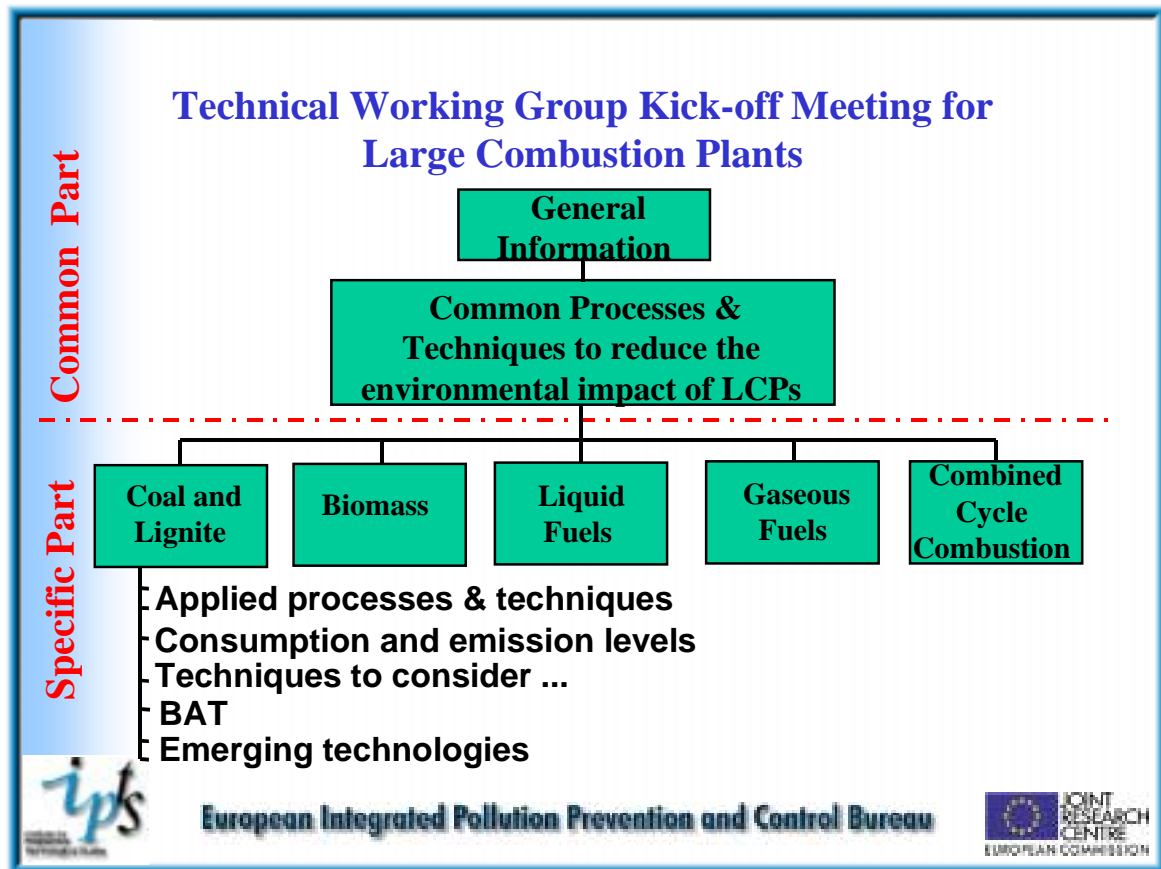


Abbildung 2-1: Durch die TWG festgelegte Struktur des BVT-Merkblatt „Großfeuerungsanlagen“

Schließlich wurde auf dem Treffen auch ein inhaltlicher Rahmen gesteckt und eine Abgrenzung zu anderen BVT-Merkblättern vorgenommen:

- Es werden Feuerungsanlagen betrachtet, deren thermische Leistung 50 MW überschreitet.
- Es werden sämtliche Kraftwerke der öffentlichen Versorgung betrachtet. Industrieanlagen werden nur dann betrachtet, wenn sie mit konventionellen, also kommerziell verfügbaren Brennstoffen betrieben werden. Aus diesem Grund fallen z.B. Raffineriekraftwerke, welche mit Kuppelprodukten der Raffinerieprozesse betrieben werden, nicht in den Rahmen dieses BREFs.
- Als konventionelle Brennstoffe gelten: Steinkohle, Braunkohle, Biomasse, Torf, schweres und leichtes Heizöl sowie gasförmige Brennstoffe einschließlich Biogas und Wasserstoff.

-
- Eine weitere Ausgrenzung gilt für Anlagen, in denen die Feuerung ein integraler Bestandteil eines speziellen Produktionsprozesses darstellt. Beispiele hierfür sind Zementöfen oder Hochöfen in der Eisen- und Stahlindustrie. Diese Anlagen werden in den sektorspezifischen BREFs behandelt.
 - Die Mitverbrennung von Abfällen und Reststoffen in Kraftwerken wird ebenfalls in das BVT-Merkblatt mitaufgenommen, obwohl es mehrfach die Meinung gab, dieses Thema im BVT-Merkblatt zur Abfallverbrennung abzuhandeln.
 - Vor- und nachgelagerte Verfahren der eigentlichen Feuerung, welche am selben Standort durchgeführt werden, fallen ebenfalls in den Rahmen dieses BREFs.

In Anschluss an das erste TWG-Treffen wurden von den TWG-Mitgliedern Beiträge zum BREF an das EIPPC-Büro geliefert. Von dort aus wurden die Beiträge koordiniert und zu einem ersten Entwurf („first draft“) zusammengefügt, welcher schließlich im März 2001 veröffentlicht wurde und allgemein zugänglich ist¹. Seitdem wurden Kommentare und Ergänzungen von den TWG-Mitgliedern verfasst, welche in einen zweiten Entwurf eingearbeitet werden sollen. Strittige und unklare Punkte sollen auf einer zweiten TWG-Sitzung geklärt werden. Dort soll auch der endgültige Entwurf verabschiedet werden.

2.4 Einordnung und Struktur des vorliegenden Berichts

Der vorliegende Bericht ist eine Zusammenfassung der Arbeiten, welche vom DFIU im Rahmen des Forschungsprojekts „Erarbeitung der Grundlagen für das BVT-Merkblatt Großfeuerungsanlagen im Rahmen des Informationsaustausches nach Art. 16(2) IVU-Richtlinie“ im Auftrag des Umweltbundesamtes durchgeführt wurden.

Ein wesentlicher Bestandteil dieser Arbeiten lag in der Auswertung von Fragebögen, welche an 40 Betreiber von Großfeuerungsanlagen an insgesamt 44 Standorten im Frühjahr 2000 verschickt wurden. Die Auswahl dieser Kraftwerke wurde von einem Bund-Länder-Ausschuss vorgenommen. Dabei wurde zum einen darauf geachtet, dass sämtliche in Deutschland eingesetzten Techniken und Verfahren ihrer Bedeutung entsprechend repräsentiert waren. Zum anderen wurden vor allem Anlagen ausgesucht, die als besonders fortschrittlich hinsichtlich der Vermeidung von Umwelteinwirkungen und des Ressourcenschutzes gelten.

Der Fragebogen wurde vom Umweltbundesamt entwickelt. Ausgehend von einem allgemeinen Raster für die Abfrage von Daten im Rahmen des Informationsaustausch nach Art. 16(2) der IVU-Richtlinie wurden spezielle Fragestellungen des Sektors „Großfeuerungsanlagen“ für die Erstellung der Fragebögen berücksichtigt. Es erfolgt eine detailliert Abfrage von Daten in 6 Abschnitten:

¹ Das Dokument kann unter eippcb.jrc.es heruntergeladen werden

- Allgemeine Informationen zur Anlage / zum Prozess,
- Emissionen in die Luft,
- Wasserseitige Emissionen,
- Abfall,
- Verbrauch an Einsatzstoffen und Energie,
- Sonstige Daten.

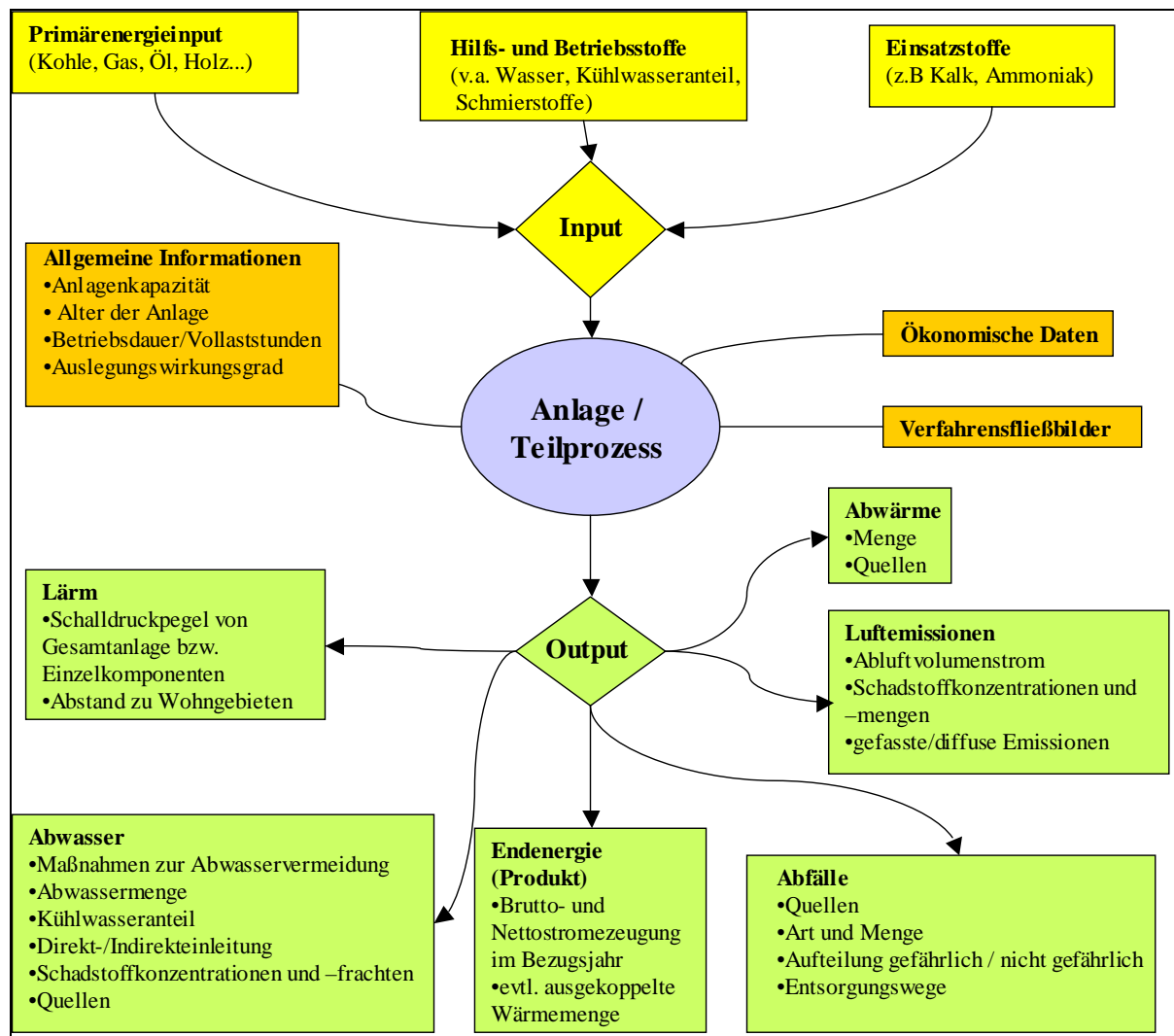


Abbildung 2-1: Grafische Darstellung der Datenabfrage bei den Kraftwerksbetreibern

In Abbildung 2-1 ist diese Datenabfrage nochmals grafisch dargestellt, wobei eine Untergliederung nach In- und Outputströmen und allgemeinen Daten erkennbar ist.

Die aus der Fragebogenaktion erhaltenen Daten wurden auf zwei Arten ausgewertet. Zum einen wurden für sämtliche Anlagen, deren Datenlage es zuließ, Einzeldarstellungen erstellt. Hierbei wurde nach dem vom EIPPC-Büro vorgeschlagenen Schema für Anlagenbeispiele vorgegangen:

Dabei wird zunächst die Anlage mit ihren wichtigsten technischen Parametern kurz beschrieben. Danach werden die wesentlichen Umweltvorteile der realisierten Technik benannt sowie die medienübergreifenden Aspekte erläutert. Weiterhin wird näher auf die Anwendbarkeit der Technik eingegangen, d.h. es wird untersucht, für welche Einsatzgebiete die Technik in Frage kommt. Anschließend werden gemessene Emissionswerte, der tatsächliche Verbrauch von Ressourcen, das Abfallaufkommen und die Lärmemissionen dargestellt. Danach werden ökonomische Daten der eingesetzten Technik genannt, soweit diese verfügbar sind. Abschließend wird auf die Gründe für die Realisierung der Technik eingegangen.

Die zweite Art der Nutzung der Fragebogendaten besteht in der Erstellung von Übersichtstabellen, welche die Emissionswerte und die Werte bezüglich Ressourceneinsatz und Abfallaufkommen nach Brennstoffen geordnet enthalten.

Sowohl die Einzeldarstellungen der Anlagen als auch die Tabellen haben zum großen Teil Eingang in den ersten Entwurf des BVT-Merkblatts gefunden.

Weiterhin wurden im Rahmen der hier dargestellten Arbeiten Beiträge für den zweiten BREF-Entwurf erstellt. Insbesondere wurden in Abstimmung mit dem EIPPCB Themen bearbeitet, welche im ersten Entwurf nicht oder nur sehr lückenhaft enthalten sind. Folgende Beiträge sind dabei entstanden:

- Eine Ausarbeitung zur Bilanzierung von Schwermetallströmen in Kohlekraftwerken;
- Beiträge zur Bedeutung und Quantifizierung von N₂O-Emissionen aus Kraftwerken, insbesondere für Steinkohle-Wirbelschicht-Anlagen;
- mehrere Beiträge zur Qualität von Holzbrennstoffen, ihre Verbrennung und die Verwertung von Reststoffen;
- ein Anlagenbeispiel zur Mitverbrennung von Biomasse in einem Kohlekraftwerk;
- drei Beispiele zur Mitverbrennung von Klärschlamm in Kohlekraftwerken;
- ein Beispiel zur Mitverbrennung von vergasten Reststoffen in einem Kohlekraftwerk;
- drei Beispiele zur Regeneration von DENOX-Katalysatoren.

Weiterhin wurden Vorschläge für die Kapitel, in denen die „Beste verfügbare Techniken“ für die verschiedenen Brennstoffe konkretisiert werden, ausgearbeitet. Diese finden sich in diesem Bericht in den brennstoffspezifischen Kapiteln wieder.

Die Struktur dieses Berichts orientiert sich an der des BVT-Merkblatts (Abbildung 2-1), wobei das theoretische Kapitel zu Feuerungen und thermodynamischen Grundlagen nicht berücksichtigt ist, da dieser Bericht keinen Anspruch auf vollständiges Abdecken des Themenbereichs erhebt sondern der Fokus viel mehr, wie schon erwähnt, auf der Präsentation von Techniken, Anlagen und deren Betriebsdaten liegt, die in Deutschland zur Anwendung kommen.

Die Techniken zur Emissionsminderung werden, wie im BREF, zunächst allgemein in Kapitel 4 beschrieben. Die Spezifikationen für die einzelnen Brennstoffe erfolgen dann in den Kapiteln 5 bis 9. Sämtliche Einzelanlagenbeschreibungen, welche auf Grundlage des UBA-Fragebogens erstellt wurden, also auch jene, welche nicht Eingang in den ersten Entwurf des BREF gefunden haben, werden in den brennstoffspezifischen Abschnitten (5.3, 6.3,...,9.3) aufgeführt.

Zusammenfassend sei noch einmal auf die Bedeutung dieses Dokuments hingewiesen. Es soll nicht die BVT-Merkblätter ersetzen, sondern vielmehr die Position des deutschen National Focal Point innerhalb der TWG wiedergeben. Dies geschieht insbesondere anhand von Emissions- und Verbrauchswerten und mit Hilfe von Einzeldarstellungen von fortschrittlichen Anlagen.

2	<u>Problemstellung und Einordnung der durchgeführten Arbeiten</u>	2-1
2.1	<u>Vorgaben der IVU-Richtlinie zur Bestimmung von Besten Verfügbaren Techniken</u>	2-1
	2-1	
2.1.1	<u>Zur Entstehung der IVU-Richtlinie</u>	2-1
2.1.2	<u>Ziel und Ansatz der IVU-Richtlinie</u>	2-2
2.1.3	<u>Definition und Anforderungen zur Bestimmung der „Besten Verfügbaren Techniken“ in der IVU-RL</u>	2-4
2.1.4	<u>Aufbau der IVU-RL und Bedeutung des Konzepts der BVT</u>	2-5
2.2	<u>Informationsaustausch auf europäischer Ebene für die Bestimmung von BVT zur Umsetzung der IVU-RL in Europa</u>	2-8
2.3	<u>Die Erstellung des BVT-Merblatts „Großfeuerungsanlagen“</u>	2-11
2.4	<u>Einordnung und Struktur des vorliegenden Berichts</u>	2-13

Tabelle 2-1: Allgemeiner Aufbau von BVT-Merkblättern, in Anlehnung an [COMM 1997B]

2-11

<u>Abbildung 2-1: Vereinfachte Übersicht über die im Anhang I der IVU-RL aufgeführten Industriebereiche</u>	2-3
<u>Abbildung 2-2: Struktur des europäischen Informationsaustauschs über BVT</u>	2-10
<u>Abbildung 2-3: Durch die TWG festgelegte Struktur des BVT-Merkblatt „Großfeuerungsanlagen“</u>	2-12
<u>Abbildung 2-4: Grafische Darstellung der Datenabfrage bei den Kraftwerksbetreibern</u>	2-14

3 Der Stromerzeugungssektor in Deutschland

Gesamtwirtschaftliche Bedeutung und Produktionsmengen

Der Sektor der Elektrizitätsversorgung ist mit einem Jahresumsatz von ca. 80 Mrd. € (1997) von großer volkswirtschaftlicher Bedeutung. Die Bedeutung zeigt sich auch in der Zahl der Beschäftigten, welche im Jahre 1991 noch bei 292.800 lag und vor allem im Zuge der Strommarktliberalisierung auf 224.100 im Jahre 1998 sank. Weiterhin werden im Sektor der Elektrizitätsversorgung große Investitionen getätigt (ca. 10 Mrd. € im Jahr 1997).

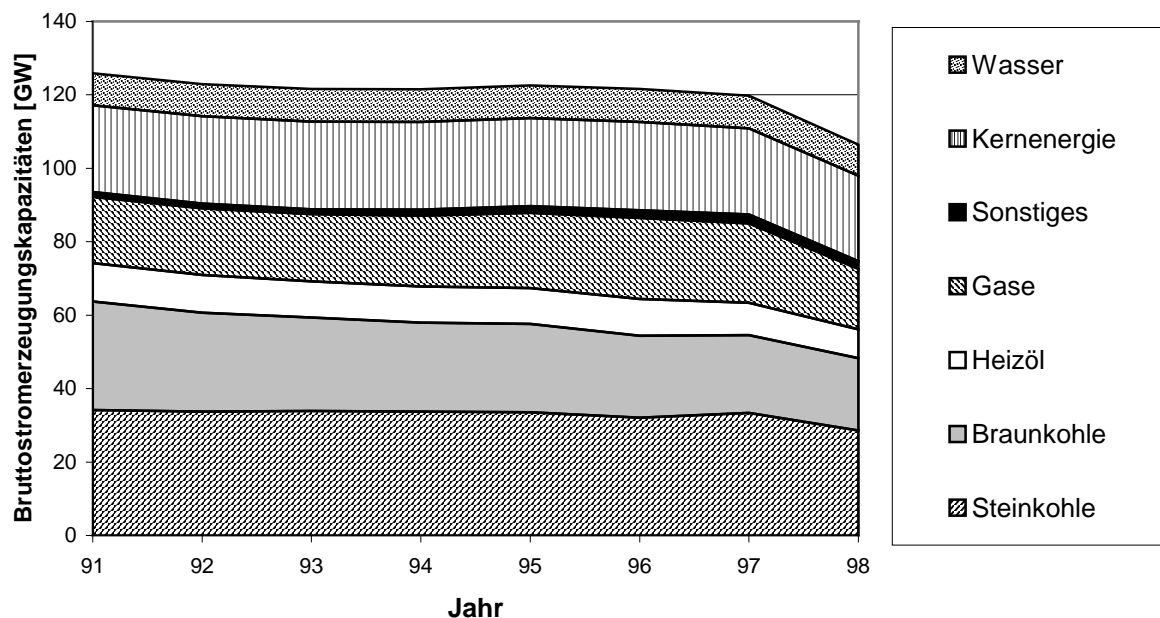


Abbildung 3-1: Zeitverlauf der Bruttostromerzeugungskapazitäten, aufgeschlüsselt nach Energieträgern für Deutschland

Die Menge an erzeugtem Bruttostrom stieg zwischen 1991 und 1999 von 539,4 TWh auf 552,7 TWh an. Dabei sank die Bruttostromerzeugungskapazität von 125,9 auf 106,4 GW, was zu einem großen Teil auf Stilllegungen in den neuen Bundesländern zurückzuführen ist. Eine genaue Aufschlüsselung nach Energieträgern erfolgt in Abbildung 3-1 und Abbildung 3-2 [BMWi 2001]. Veränderungen der letzten Jahre sind unter anderem die kontinuierliche Zunahme der Stromerzeugung aus Gas und sonstigen Primärenergieträgern (v.a. Müll und Wind). Heizöl spielt inzwischen eine nahezu vernachlässigbare Rolle und wird fast nur noch als Reserve- und Anfahrstoff eingesetzt.

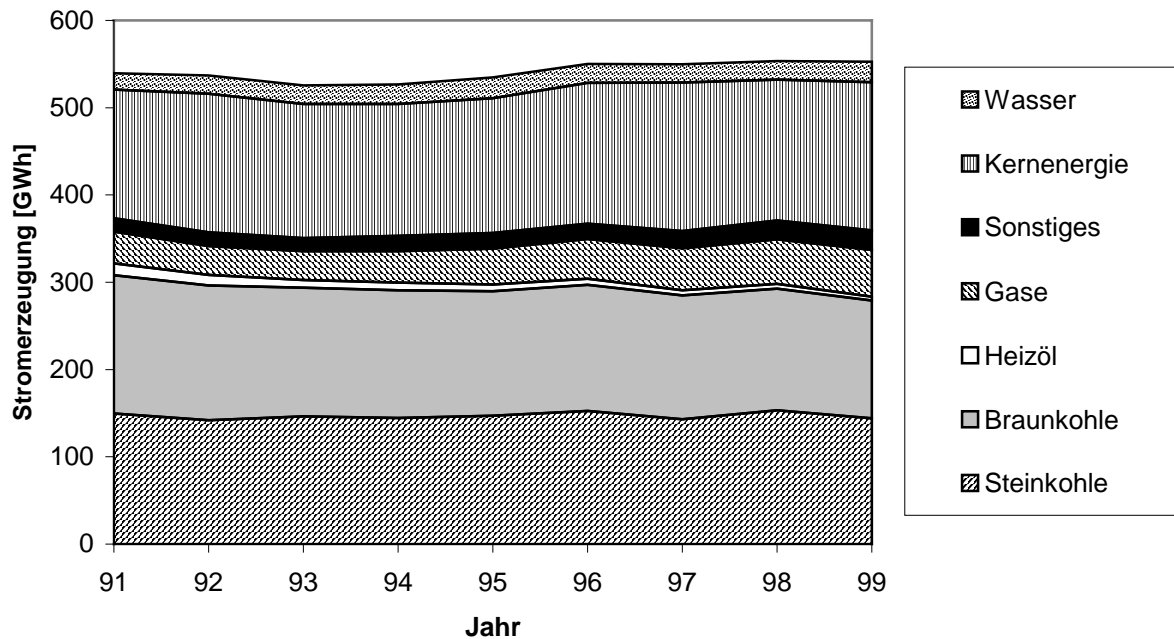


Abbildung 3-2: Zeitverlauf der Bruttostromerzeugung, aufgeschlüsselt nach Energieträgern für Deutschland

Regionale Verteilung

Die regionale Verteilung von Kraftwerken in Deutschland zeigt starke Heterogenitäten in Bezug auf die verwendeten Primärenergieträger (siehe Abbildung 3-1, Abbildung 3-2, Abbildung 3-3). So wird Braunkohle meist grubennah in Nordrhein-Westfalen, Brandenburg und Sachsen, in geringem Umfang auch in Niedersachsen und Sachsen-Anhalt, verstromt. Wasserkraft hingegen kann nur in den Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg, welche die geographischen Voraussetzungen für die Wasserkraftnutzung erfüllen, in größerem Masse genutzt werden. Weiterhin fällt auf, dass der überwiegende Anteil der fossil befeuerten Kraftwerkskapazität in Nordrhein-Westfalen konzentriert ist. Dies gilt sowohl für die öffentliche Versorgung als auch für die Eigenerzeugungskapazitäten der Industrie (Abbildung 3-2). Aus dem Vergleich der Bruttostromerzeugung (Abbildung 3-1) mit der installierten Engpassleistung (Abbildung 3-3) kann auf die durchschnittlichen Volllaststundenzahlen für die einzelnen Brennstoffe geschlossen werden. So kann man z.B. erkennen, dass die Kernkraftwerke stark ausgelastet werden, während die Gaskraftwerke eine nur geringe Auslastung aufweisen.

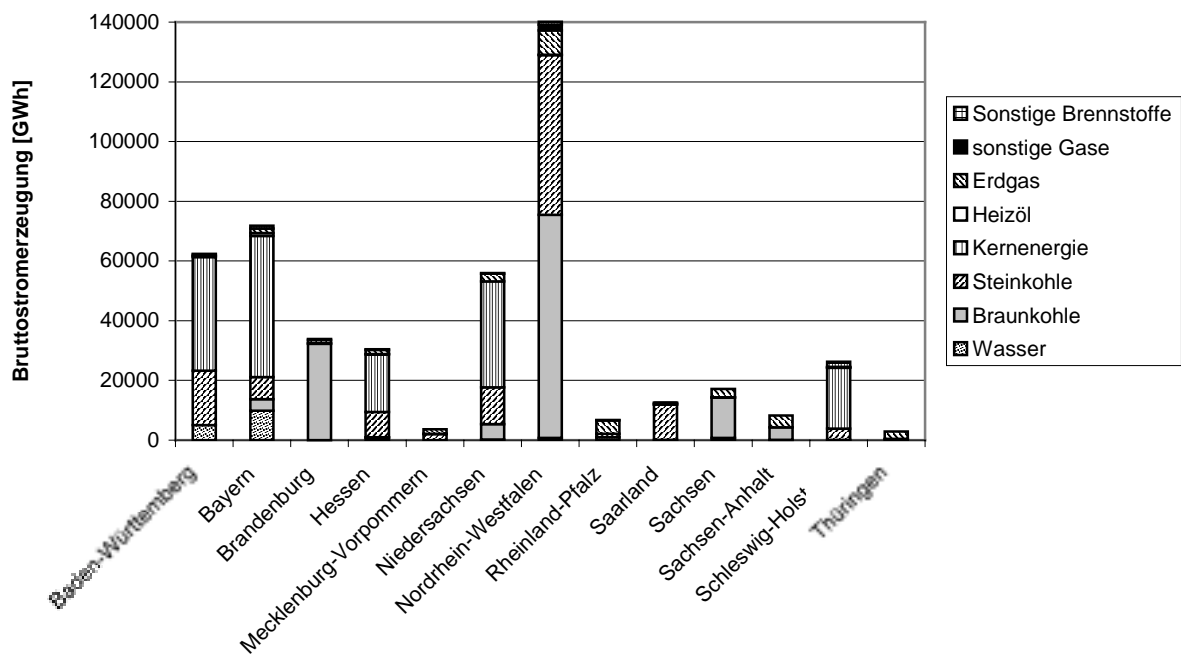


Abbildung 3-1: Bruttostromerzeugung der öffentlichen Versorgung 1998 [VIK 2000]

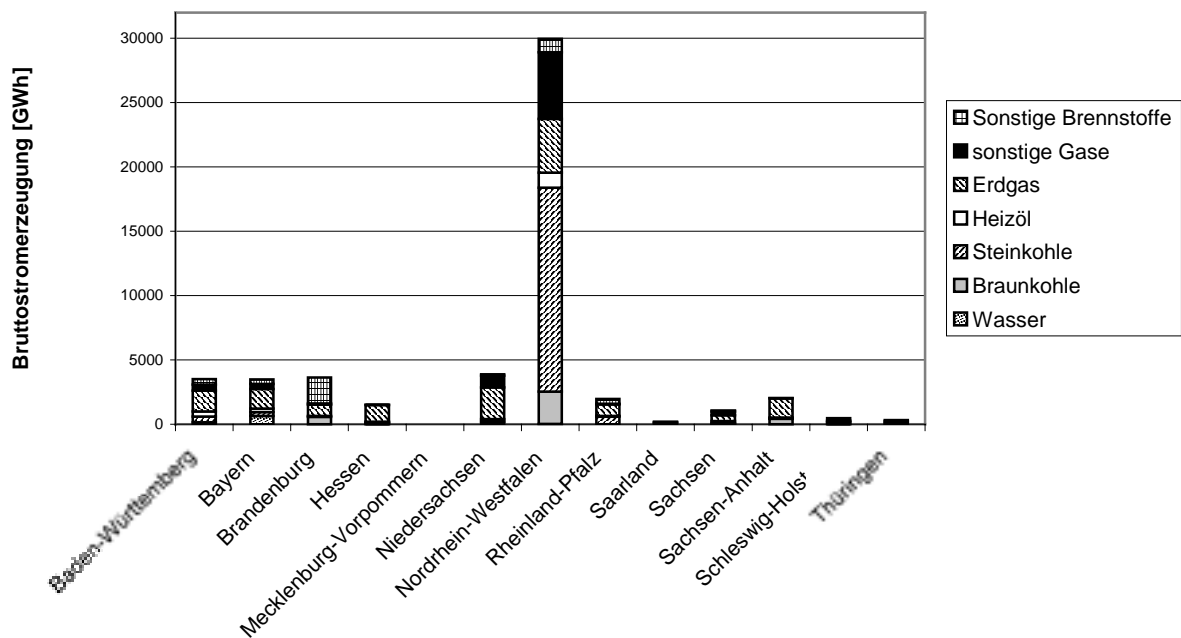


Abbildung 3-2: Bruttostromerzeugung der Industrie 1998 [VIK 2000]

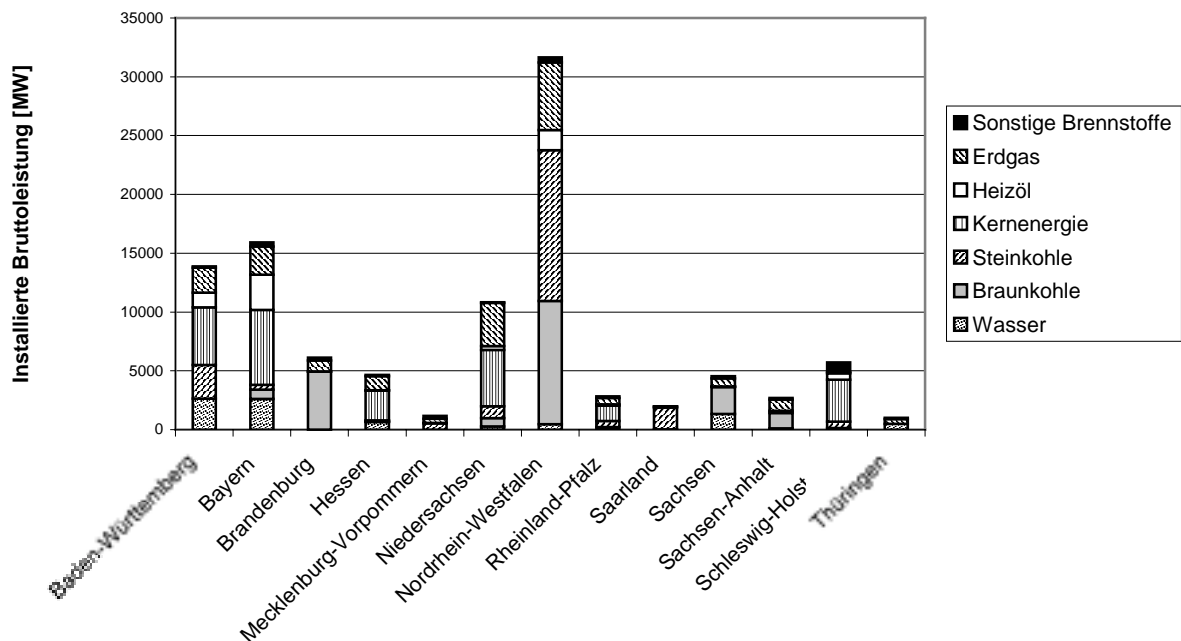


Abbildung 3-3: Installierte Engpasseleistung (brutto) der öffentlichen Versorgung 1998 [VIK 2000]

Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Im Hinblick auf die Nutzung der KWK kann zwischen Siedlungs-KWK-Anlagen und Industrieanlagen unterschieden werden. Die Siedlungsanlagen werden vor allem von öffentlichen Energieversorgern betrieben und hierunter besitzen die kommunalen Energieversorgungsunternehmen (EVUs) mit 75% (bezogen auf die KWK-Stromerzeugung) den größten Anteil. Tabelle 3-1 zeigt die in KWK erzeugten Mengen an Strom und Wärme für die Jahre 1991 und 1997/98. In diesem Zeitraum ist ein Anstieg der KWK-Nutzung zu erkennen, welcher vor allem für den Bereich der öffentlichen Versorgung ausgeprägt ist. Dieser Anstieg ist insbesondere auf eine Verdichtung der existierenden Versorgungsgebiete und auf eine wachsende Bedeutung von BHKW-gestützten Nahwärmesystemen zurückzuführen.

Tabelle 3-1: Daten zur Strom- und Wärmeerzeugung in Kraft- Wärme-Kopplung [AGFW 2000]

Erzeugerbereich	Jahr	Stromverbrauch		Stromerzeugung		Stromerzeugung aus KWK		Wärmebedarf (< 100°C)		Wärmeerzeugung		Wärmeerzeugung aus KWK	
		TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	Anteil an Stromerzeugung bzw. -verbrauch	TWh	TWh	TWh	TWh	Anteil an Wärmebedarf bzw. Wärmeerzeugung	
öffentliche Versorger	1991	-	459,1	18,7	4,10%	-	98,9	56,3	57%				
	1998	-	493,3	28,1 ⁴	5,40%	-	98,7	65,4	66%				
Industrie	1991	223,8	73,7	39,2	18%								
	1998	215,5 ²	51,5	40,5 ^{2,3}	19%	119 ²		70,2	59%				
Kleinverbrauch	1997	124		~3 ¹	2%	313		~4 ¹	1%				

¹Schätzungen
² 1997 ³inkl. Kond.- und -Entnahmebetrieb ⁴ohne Fremdbezug

Die gesamte Länge der Nah- und Fernwärmesysteme in Deutschland betrug 1998 18541 km. Davon entfielen auf die alten Bundesländer 13700 km. In den neuen Bundesländern blieb das gut ausgebaute Fernwärmenetz nach 1990 zwar erhalten, der Wärmebedarf sank jedoch stark aufgrund von Wärmedämmmaßnahmen und dem Rückgang der industriellen Nachfrage. Der KWK-Anteil an der Fernwärmeerzeugung konnte jedoch durch die Substitution von Kohleheizwerken durch GuD-Anlagen auf 66 % angehoben werden (1998).

Die Stromerzeugung in industriellen und öffentlichen KWK-Anlagen ergibt in Summe einen Anteil von 12 % an der gesamten Stromerzeugung in Deutschland. Dies liegt zwar im europäischen Durchschnitt, ist aber als gering einzustufen wenn man die Zahl mit Nachbarländern mit ähnlichen klimatischen Bedingungen vergleicht (z.B. Niederlande: 35 % KWK-Anteil).

Die in Tabelle 3-2 wiedergegebenen Zahlen zeigen einen Schwerpunkt der installierten Leistung bei den Dampfturbinen, auch wenn in den letzten Jahren die GuD-Technik stark zulegen konnte. Man erkennt weiterhin, dass motorbetriebene KWK-Anlagen (also BHKW) trotz der großen Anzahl nur vergleichsweise geringe installierte Leistungen aufweisen.

Tabelle 3-2: Elektrische Leistung in KWK-Anlagen nach Sektor und Technik [AGFW 2000]

Sektor	Jahr	Dampfturbinen		Gas-turbinen		GuD-Anlagen		Motoren		Gesamt	
		MW	Zahl	MW	Zahl	MW	Zahl	MW	Zahl	MW	Zahl
Öffentliche KWK	1998	8370	168	1067	47	1602	20	420	386	11459	621
Industrie	1997	5880		1378		0 ¹		208		7466	

¹ nicht getrennt aufgeschlüsselt; in Dampfturbinen enthalten
² Split nach 1995; Anlagen über 1 MW auch in Industrie/ kommunale KWK

Quellen: ET 7/96; ET 7/99; StaBu FS 4, R.6.4 ; AGFW-Hauptbericht 1997

Die Dominanz von Steinkohle als Brennstoff in KWK-Anlagen der öffentlichen Versorgung ist im Laufe der 90er Jahre stark von Erdgas zurückgedrängt worden (Tabelle 3-3). Diese Entwicklung hält weiter an.

Tabelle 3-3: Brennstoffeinsatz in KWK-Anlagen nach Anlagentypen [AGFW 2000]

	Jahr	Steinkohle	Braunkohle	Gas	Öl	Sonstige (Müll, etc.)	Gesamt (in TWh)
Öffentliche KWK	1998	41%	12%	39%	2%	6%	133
Industrie	1997	13% ¹	3% ¹	64% ¹	9% ¹	11% ¹	76
¹ Werte gelten für ind. Stromeigenerzeugungsanlagen insgesamt; keine Aufschlüsselung für KWK-Anlagen verfügbar.							

Wie im Falle der öffentlichen Fernwärmeversorgung haben industrielle Eigenanlagen, die in KW-Kopplung betrieben werden, einen Anteil an der Nennleistung von etwa 70 % und mehr. Allerdings ist der Beitrag der industriellen Abwärme zur gesamten Wärmenetzeinspeisung nach [AGFW 2001] nur sehr gering.

Seit der Strommarktliberalisierung sind starke Strompreisrückgänge vor allem für Industriekunden eingetreten. Im Zuge dieser Entwicklung wurde der Zubau von KWK-Anlagen im Jahre 1998 fast vollständig gestoppt. Seit 1999 ist sogar eine Außerbetriebnahme von KWK-Anlagen in Gang. Auch Stadtwerke überlegen die Außerbetriebnahme von KWK-Kapazitäten. Nur bereits abgeschriebene Anlagen können in der Regel derzeit wirtschaftlich arbeiten, da die Preise im Bereich der Grenzerzeugungskosten liegen. Neue politische Rahmenbedingungen, wie das Gesetz zur Erhaltung, zur Modernisierung und zum Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung, oder die Selbstverpflichtung der Industrie, einen Anteil der CO₂-Einsparung über die KWK zu erreichen, sind nach [AGFW 2000] von entscheidender Bedeutung für die zukünftige Entwicklung der KWK. Das neue KWK-Gesetz (vgl. Abschnitt 3.7) soll bis zum Jahr 2010 einen Beitrag von 11,5 Mio. t zur CO₂-Minnderung leisten (Basisjahr 1998). Die gleiche Menge soll nochmals über zugesagte Maßnahmen der Elektrizitätswirtschaft erbracht werden [NILL-THEOBALD 2002].

Altersstruktur des deutschen Kraftwerksparks

Die Kenntnis der Altersstruktur des Kraftwerksparks (Abbildung 3-2) kann dazu genutzt werden, mit Hilfe von Annahmen über die Lebensdauer von Anlagen zu einer Abschätzung der in der Zukunft notwendigen Ersatzkapazitäten zu gelangen.

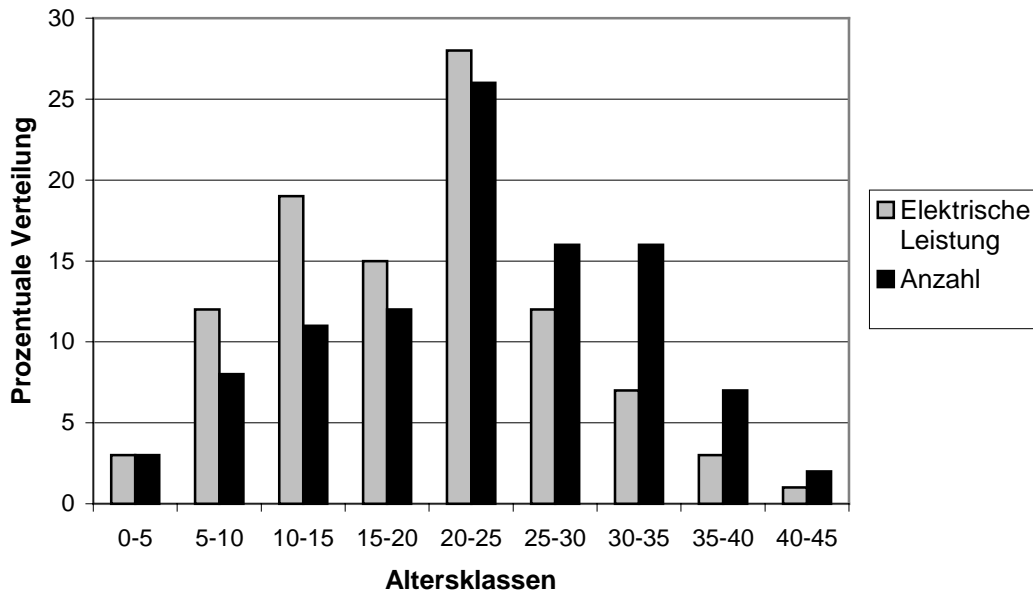


Abbildung 3-1: Häufigkeitsverteilung installierter Nettokapazitäten thermischer Kraftwerke der öffentlichen Versorgung in den alten Bundesländern im Jahr 1996 [MARKEWITZ 1998]

Dabei ist die Abschätzung der Lebensdauern mit starken Unsicherheiten behaftet, da die technische Lebensdauer stark von folgenden Einflussfaktoren abhängt:

- **politische Rahmenbedingungen:** z.B. wurde durch die Großfeuerungsanlagen-Verordnung in den Jahren 1983-93 6000 MW an Kohlekraftwerkskapazität außer Betrieb genommen, da eine Nachrüstung von Rauchgasreinigungsanlagen als unwirtschaftlich erachtet wurde. Diese Stilllegungen haben einen starken Einfluss auf das in Tabelle 3-1 wiedergegebene Durchschnittsalter der stillgelegten Kraftwerke;
- **wirtschaftliche Rahmenbedingungen:** im Rahmen der Strommarktliberalisierung sind derzeit zwei gegenläufige Tendenzen zu beobachten: Zum einen werden unwirtschaftliche Kraftwerke stillgelegt um Überkapazitäten abzubauen. Andererseits wird auf Investitionen in große Kraftwerksprojekte verzichtet, was längerfristig eine Ausweitung von Kraftwerkslebensdauern zur Folge haben wird.
- **betriebsstrategische Faktoren**

Tabelle 3-1: Durchschnittsalter der von 1982 bis 1996 stillgelegten Kraftwerke in den alten Bundesländern [MARKEWITZ 1998]

Gesamt	28 Jahre
Steinkohle	28,4 Jahre
Braunkohle	32,4 Jahre
Erdgas	20,2 Jahre
Öl	26,7 Jahre

Eine in [MARKEWITZ 1998] durchgeführte Szenarioanalyse über die Entwicklung des im Jahr 1998 bestehenden Kraftwerksparks in den alten Bundesländern kommt zu der Einschätzung, dass etwa 25 % der im Jahr 1998 installierten Leistung zwischen 2006 und 2012 stillgelegt sein wird. In den Jahren 2012 bis 2016 wird noch ca. 50 % des Bestandes von 1998 vorhanden sein. Zusammen mit einem prognostizierten leichten Ansteigen der Nachfrage ergibt sich dieser Untersuchung zufolge in den nächsten 15 Jahren ein erheblicher Bedarf an Kapazitätssubstanz. Angesichts der geänderten Rahmenbedingungen am Elektrizitätsmarkt bleibt die tatsächliche Entwicklung jedoch abzuwarten. Derzeit ist insbesondere eine Optimierung des Kraftwerksparks der Stromerzeuger hinsichtlich der Auslastung zu beobachten [THÖNE 2002].

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die Faktoren, welche die Wirtschaftlichkeit von Stromerzeugungsanlagen maßgeblich bestimmen, sind die Strompreise und die Stromgestehungskosten bzw. die Grenzerzeugungskosten im Fall von abgeschriebenen Anlagen. Die Stromgestehungskosten wiederum setzen sich zusammen aus den Investitionen, den fixen Kosten, variablen Kosten und den Brennstoffkosten. Die Kosten, welche aus politischen Rahmenbedingungen und gesetzlichen Regelungen resultieren werden in Abschnitt 0 (Politische und gesetzliche Rahmenbedingungen) behandelt.

Strompreise

Die Entwicklung der Strompreise verlief seit der Marktliberalisierung ausschließlich nach unten. Mitte 2001 ist jedoch eine Konsolidierung der Stromerzeugerpreise bei ca. 2-2,6 €/kWh (4-5 Pf/kWh) zu beobachten, was in etwa den Grenzkosten der Produktion entspricht. Ein weiteres Absinken wird daher nicht erwartet, sondern eher ein leichter Anstieg, welcher sich ab 2005 verstärken soll [AGFW 2000].

Tabelle 3-1: Strompreisentwicklung seit 1996 und Prognose für 2005 auf unterschiedlichen Handelsebenen, nach [AGFW 2000]

Preise in Pf/kWh (1 Pf = 0,51 €t)	1996 ¹	1999 ²	2005	Veränderung 1996-2005
Industrie				
- Hoch- u. Mittelspannung	12,5	10,5	8,1	-35%
- Niederspannung	21,5	18,0	15,8	-25%
Handel u. Gewerbe				
- Hoch- u. Mittelspannung	18,2	15,2	12,2	-33%
- Niederspannung	21,3	18,2	16,4	-23%
Öffentliche Einrichtungen				
- Hoch- u. Mittelspannung	16,4	k.A.	11,5	-30%
- Niederspannung	20,4	k.A.	15,8	-23%
Gewerbetarif	27,7	23,5	20,0	-27%
Haushaltstarif	23,6 ³	k.A.	20,0	-15%
¹ Durchschnittserlöse lt. BMWi, Ref. Energiewirtschaft ² VEA Bundesstrompreisvergleiche zu jeweiligen Preisen ³ Inkl. Sondertarif für Nachtstrom-Speicherheizungen				

Die in Tabelle 3-1 gezeigten Zeitverläufe für die Strompreise auf unterschiedlichen Handelsebenen und die Prognosen für 2005 verdeutlichen den starken Druck auf die Preise aufgrund der Marktöffnung. Die erwarteten Preisreduzierungen zwischen 1999 und 2005 sind dabei kaum auf geringere Erzeugerpreise, sondern auf vor allem auf Einsparungen in Verteilung und Vertrieb zurückzuführen.

Stromgestehungs- und Grenzerzeugungskosten

Die Stromgestehungskosten stellen die Vollkosten der Stromerzeugung dar und hängen somit ab von den Investitionen, der Abschreibungsdauer, dem kalkulatorischen Zinssatz und von den fixen und den variablen Kosten.

Die Grenzerzeugungskosten, sind die Kosten, welche entstehen wenn eine in Betrieb befindliche Anlage eine weitere Einheit Strom produziert. Für abgeschriebene Anlage sind die Grenzerzeugungskosten gleich den Stromgestehungskosten. Sie können daher oft mit

geringeren Strompreisen wirtschaftlicher betrieben werden als Neuanlagen. Neuanlagen haben dann einen Kostenvorteil, wenn die Einsparungen gegenüber einer bestehenden Anlage durch geringere Wartungs- und Betriebskosten sowie geringeren Brennstoffverbrauch aufgrund eines höheren Wirkungsgrades die Kosten für den Kapitaldienst überkompensieren. In den folgenden Abschnitten sind Bandbreiten für Investitionen, fixe und variable Kosten für verschiedene Erzeugungstechnologien zusammengestellt.

Kraftwerksinvestitionen

Eine Literaturstudie zu Kraftwerksinvestitionen wurde von [SCHNEIDER 1998] durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 3-2 zusammengefasst.

Tabelle 3-2: Literaturangaben zu Investitionen für Kraftwerke, aus [SCHNEIDER 1998]

Brennstoff	Kraftwerkstechnik	Inbetriebnahme	spez. Investitionen [€/kW _{el}]	Nettowirkungsgrad	Quelle
Steinkohle	Staubfeuerung, REA, DENOX, 700 MW _{el}	nach 1998	1263 (Preisbasis 1997)	42,0 %	VDEW 1998
	Staubfeuerung, REA, DENOX, überkritische, 800 MW _{el}	nach 1998	1350 (Preisbasis 1997)	46,0 %	VDEW 1998
	Staubfeuerung, REA, DENOX, 700 MW _{el}	nach 1998	1104 (nominaler Preis*)	46,7 %	ABB 1998
	Staubfeuerung, REA, DENOX, 509 MW _{el}	1994	1206 (nominaler Preis)	42,5 %	Energie 1994
Braunkohle	Staubfeuerung, REA	1995	1377 (nominaler Preis)		EWI 1997
	Staubfeuerung, REA, 2 x 800 MW _{el}	1997/1998	1438 (Preisbasis 1998)	40,6 %	Schneider 1998
	Staubfeuerung, REA, 950 MW _{el}	2002	1453	43,2	Feldmann 1998
Erdgas	GuD, Low-NO _x -Brenner, 350 MW _{el}	nach 1998	583 (Preisbasis 1997)	55 %	VDEW 1998
	GuD, Low-NO _x -Brenner, 700 MW _{el}	nach 1998	547 (Preisbasis 1997)	58 %	VDEW 1998
	GuD, Low-NO _x -Brenner, 700 MW _{el}	1995	664 (nominaler Preis)	53,9 %	RWI 1997
	Gasturbine (ohne Leistungsangabe)	1995	481 (nominaler Preis)	35,1 %	RWI 1997
	GuD, Low-NO _x -Brenner, 750 MW _{el}	nach 1998	460 (nominaler Preis)	57,1 %	ABB 1998

*Nominaler Preis: Preisangabe ohne Berücksichtigung der Inflationsrate

Sowohl bei GuD-Anlagen als auch bei Gasturbinen ist eine ausgeprägte Größendegression für die spezifische Investition zu beobachten. Dies wird aus einer Auswertung US-amerikanischer Angaben zu schlüsselfertigen Anlagen deutlich [GTW 2000].

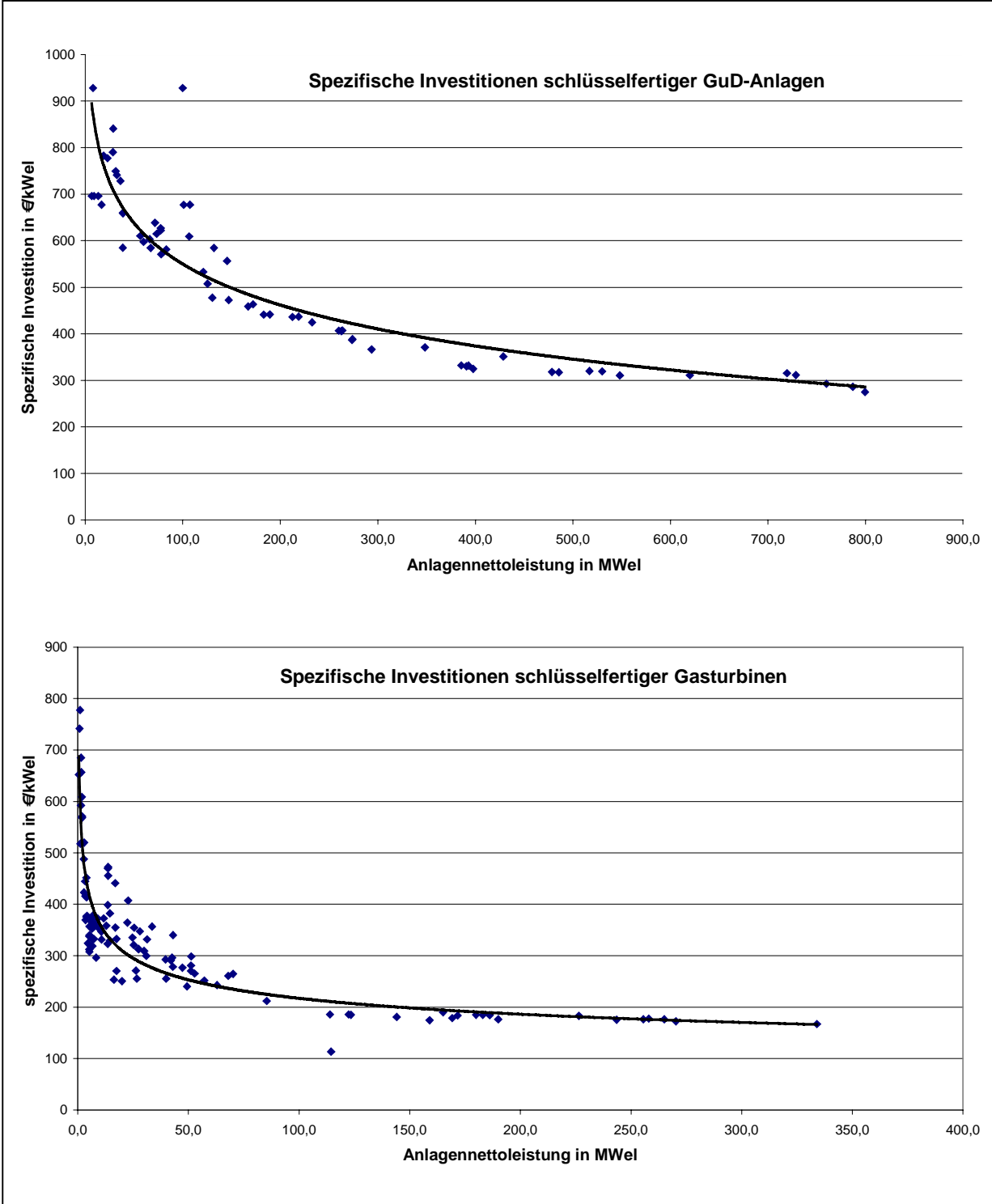


Abbildung 3-1: Spezifische Investitionen schlüsselfertiger GuD- und Gasturbinenanlagen [GTW 2000]

Betriebskosten - Fixe Kosten des Kraftwerksbetriebs

Die Betriebskosten teilen sich auf in die fixen und die variablen Kosten. Die fixen Kosten fallen unabhängig von der produzierten Strommenge an und bestehen vor allem aus Personalkosten, Instandhaltungs- und Wartungskosten und Steuern und Versicherungen. Die Unterschiede, welche in Tabelle 3-3 zu erkennen sind, lassen sich zum einen auf die Anlagengröße, vor allem jedoch auf die Anlagentechnik zurückführen. So sind die fixen Kosten für Braunkohlekraftwerke generell die höchsten, knapp gefolgt von den Steinkohlekraftwerken. Die wartungsarmen GuD-Kraftwerke hingegen weisen deutlich niedrigere Fixkosten auf.

Tabelle 3-3: Literaturangaben zu fixen Betriebskosten von Kraftwerken, aus [SCHNEIDER 1998]

Brennstoff	Technik	Inbetriebnahme	Personalstärke [Cap]	spez. Personalkosten [€/Cap*a]	Kosten f. Instandhaltung / Wartung [€/kW _{el} *a]	fixe Betriebskosten gesamt [€/kW _{el} *a]	Quelle
Steinkohle	Staubfeuerung	1989	220	40903 (Preisbasis 1989)	19,4	60,3	Ikarus 1994
	Staubfeuerung, überkritisch, 700 MW _{el}	2000	-	-	-	77,2	OECD 1993
	Staubfeuerung, 700 MW _{el}	1990	220	40903 (Preisbasis 1987)	17,9	33,2	VDEW 1987
Braunkohle	Staubfeuerung, 800 MW _{el}	1989	260	40903 (Preisbasis 1989)	23	68	Ikarus 1994
	Staubfeuerung, überkritische Dampfparameter, 800 MW _{el}	2005	260	48573 (Preisbasis 1989)	28,1	78,7	Ikarus 1994
Erdgas	GuD, 662 MW _{el}	1989	80	40903 (Preisbasis 1989)	8,2	26,6	Ikarus 1994
	GuD, 780 MW _{el}	2005	80	48573 (Preisbasis 1989)	8,7	28,1	Ikarus 1994
	GuD, 400 MW _{el}	nach 1998	30	-	-	-	ABB 1998

Variable Kosten des Kraftwerksbetriebs

Hierzu zählen vor allem Kosten für den Brennstoff. Weiterhin fallen Kosten für Hilfs- und Betriebsstoffe sowie variable Wartungs- und Instandhaltungskosten (z.B. Katalysatorwechsel) an. Tabelle 3-4 zeigt Literaturangaben zu variablen Kosten, welche neben den Brennstoffkosten anfallen.

Tabelle 3-4: Literaturangaben zu variablen Betriebskosten von Kraftwerken (ohne Brennstoffkosten), aus [SCHNEIDER 1998]

Brennstoff	Technik	Inbetriebnahme	spezifische variable Betriebskosten [€/MWh*a]	Quelle
Steinkohle	Staubfeuerung, 600 MW _{el}	1989	1,92 (Preisbasis 1989)	IKARUS 1994
	Staubfeuerung, überkrit., 700 MW _{el}	2000	2,06 (Preisbasis 1991)	OECD 1993
Braunkohle	Staubfeuerung, 800 MW _{el}	1989	2,50 (Preisbasis 1989)	IKARUS 1994
	Staubfeuerung, überkrit., 800 MW _{el}	2005	2,86 (Preisbasis 1989)	IKARUS 1994
Erdgas	GuD, 662 MW _{el}	1989	0,51 (Preisbasis 1989)	IKARUS 1994
	GuD, 780 MW _{el}	2005	0,51 (Preisbasis 1989)	IKARUS 1994

Brennstoffkosten

Die Brennstoffpreise bilden einen großen Teil der Stromgestehungskosten, es sind allerdings große Unterschiede für die verschiedenen Brennstoffe festzustellen. So liegt dieser Anteil für Steinkohle nur bei etwa 40 %, für erdgasgefeuerte GuD-Anlagen liegt der Anteil bei etwa 75 % (vgl. Abbildung 3-2). Für Braunkohlekraftwerke kann mit einem noch niedrigeren Brennstoffanteil an den Gesamtkosten gerechnet werden als im Fall der Steinkohle. Dieser Sachverhalt führt dazu, dass für GuD-Kraftwerke der Wirkungsgrad eine weitaus größere Rolle spielt im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit. Aufgrund der höheren Brennstoffpreise sind hier zusätzliche Investitionen zur Wirkungsgradsteigerung wirtschaftlich eher darstellbar als im Fall von Kohlekraftwerken. Allgemein lässt sich formulieren, dass der wirtschaftliche Anreiz in eine Anlage mit einem hohen Wirkungsgrad zu investieren mit steigenden Brennstoffpreisen wächst.

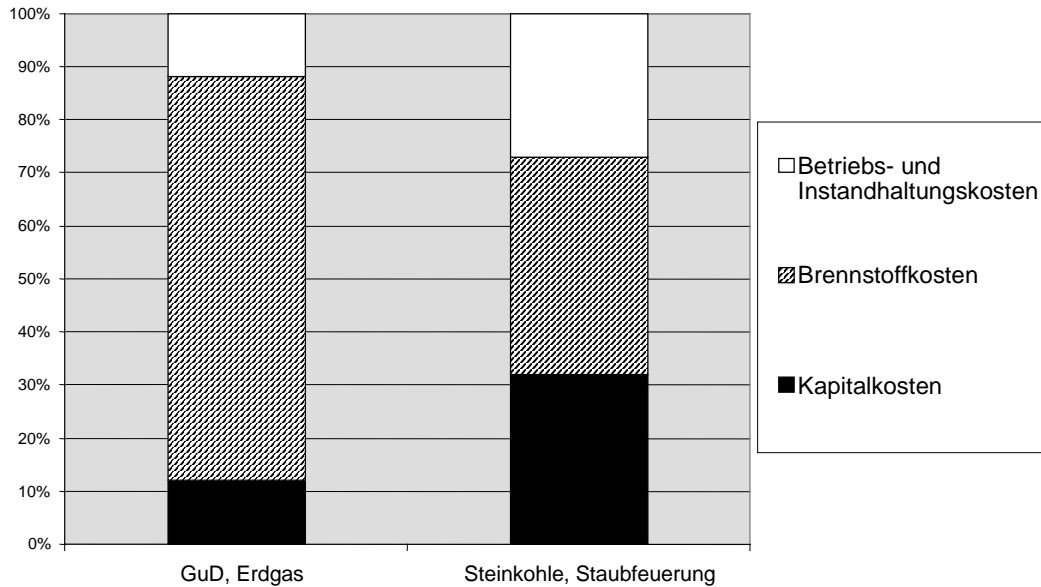


Abbildung 3-2: Vergleich der Kostenarten an den Stromgestehungskosten für ein GuD- und ein Steinkohle-Kraftwerk, aus [VOB 2001]

Neben dem Anteil der Brennstoffkosten an den Stromgestehungskosten ist auch die Volatilität der Brennstoffpreise ein wesentlicher Einflussfaktor. In **Abbildung 3-3** sind die Jahresdurchschnittspreise für verschiedene Brennstoffe seit 1992 aufgetragen.

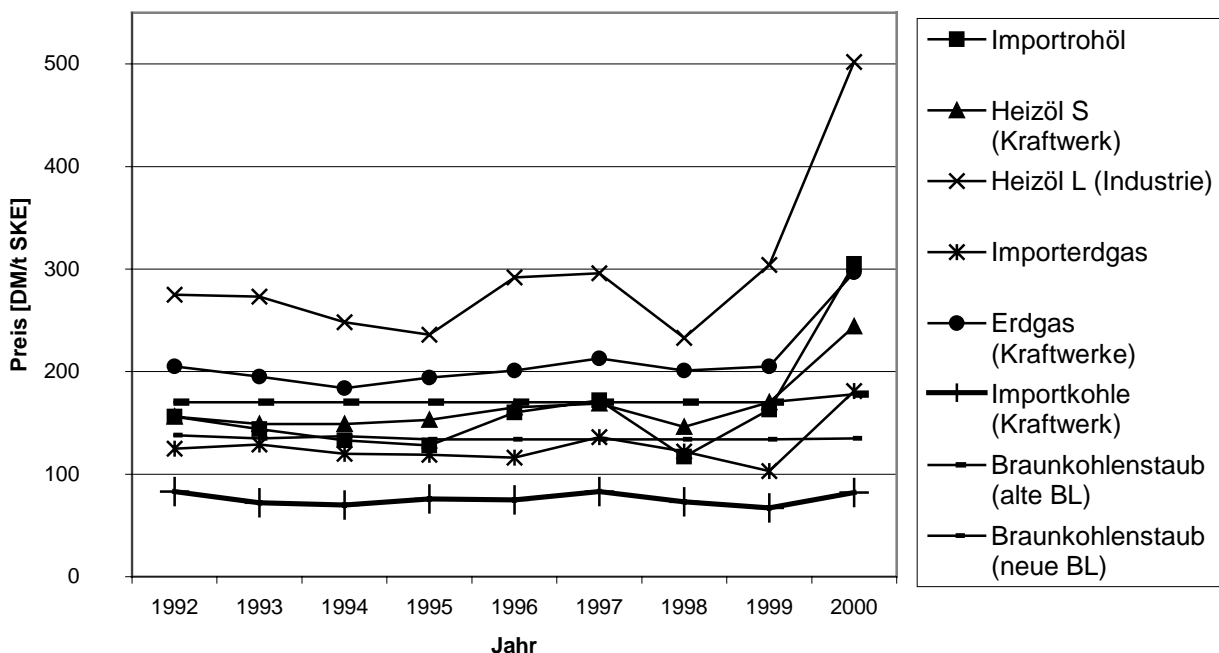


Abbildung 3-3: Entwicklung der Jahresdurchschnittspreise für verschiedene Brennstoffe und Handelsebenen seit 1992 [KOHLENSTATISTIK 2001] (1 DM = 0,51 €)

Man erkennt einen besonders starken Preisanstieg für die Brennstoffe Öl und Erdgas seit 1999. Weiterhin ist ersichtlich, dass diese beiden Brennstoffe im Betrachtungszeitraum generell eine höhere Preisvolatilität aufweisen als die Kohlensorten. Am stabilsten zeigt sich der Preis für Braunkohlenstaub, welcher innerhalb von acht Jahren nur einmal leicht anstieg. Der Preis für Rohbraunkohle ist hier nicht aufgeführt, da es sich hierbei nicht um einen Rohstoff handelt, welcher auf Märkten gehandelt wird. Meist sind die Braunkohlegruben und die benachbarten Kraftwerke Teile eines Unternehmens, weshalb die Gewinnungskosten für Rohbraunkohle üblicherweise der betrieblichen Geheimhaltung unterliegen. Schätzungen gehen jedoch von 1,1-0,7 €/GJ (2,2-3,4 DM/GJ), entsprechend 33,2-51,1 €/t SKE (65-100 DM/t SKE), aus [SCHNEIDER 1998].

Die in Abbildung 3-4 dargestellten Verläufe der durchschnittlichen Quartalspreise der letzten beiden Jahre geben einen genaueren Einblick in den Verlauf der Brennstoffpreise für Rohöl, Erdgas (für Kraftwerke), Importkohle (für Kraftwerke) und Braunkohlenstaub. Zum einen ist die starke Kopplung der Erdgaspreise an die Erdölpreise ersichtlich. Weiterhin wird deutlich, dass auch der Steinkohlenpreis sich am Ölpreis orientiert, obwohl nahezu keine Substituierbarkeit der beiden Energieträger gegeben ist. Seit dem ersten Quartal 2001 ist erstmals seit 1998 ein Rückgang der Ölpreise erkennbar.

Die starken Preisanstiege der Jahre 1999 und 2000 haben alle Vorhersagen bezüglich mittel- und langfristiger Brennstoffpreisentwicklungen nicht bestätigt und es ist fraglich, ob dieser Anstieg nur als kurzfristiger „Ausreißer“ von prognostizierten Trends, welche weitaus geringere Preisanstiege vorhersagen, zu werten ist, oder ob ein grundlegender Wandel eingeleitet wurde.

In jedem Fall ist die Euphorie, mit der neue GuD-Anlagen als ideale Stromerzeugungstechnik im liberalisierten Markt, charakterisiert vor allem durch niedrige Amortisationszeiten, geplant wurden, zunächst einer gewissen Vorsicht gewichen. Auch wenn sich der Gaspreis zunächst wieder auf einem niedrigeren Niveau stabilisieren sollte, ist jederzeit im Zuge eines Ölpreisanstiegs wiederum mit höheren Preisen zu rechnen.

Eine überschlägige Rechnung anhand der in Abbildung 3-2 und Abbildung 3-4 enthaltenen Daten ergibt einen Anstieg der Erzeugungskosten für Strom aufgrund der Brennstoffpreiserhöhung zwischen 1/1999 und 1/2001 von ca. 135 % für GuD-Anlagen, wohingegen die Stromgestehungskosten für Kohlekraftwerke nur um ca. 20 % ansteigen.

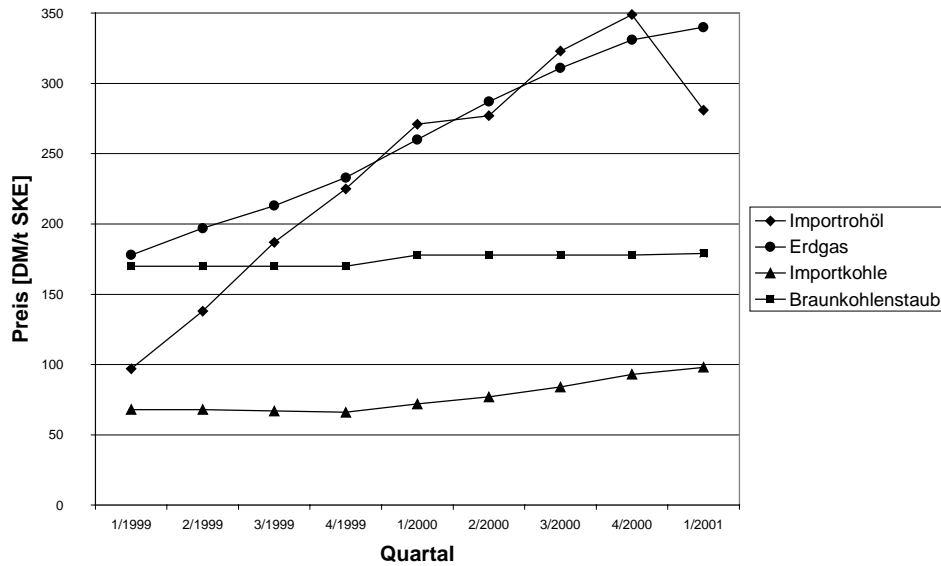


Abbildung 3-4: Entwicklung der durchschnittlichen Quartalspreise für verschiedene Brennstoffe seit 1999 [Kohlenstatistik 2001] (1 DM = 0,51 €)

Umwelteinflüsse der Stromerzeugung

Die hier beschriebenen Wirkungen der Stromerzeugung auf die Umwelt sind recht weit gefasst und enthalten nicht nur die luftseitigen Emissionen, sondern alle Umweltmedien. Im ersten Abschnitt wird die Ressourceneffizienz von Kraftwerken behandelt, deren Maximierung als eigenständiges Umweltziel angesehen wird. In diesem Zusammenhang ist der wichtigste Parameter der elektrische Wirkungsgrad, welcher daher besondere Aufmerksamkeit findet. Weiterhin werden in eigenen Abschnitten die wasserseitigen Emissionen und die Umwelteinwirkungen von Abfällen und Reststoffen aus dem Kraftwerksbetrieb beschrieben. Schließlich wird auf sonstige Aspekte der Stromerzeugung, wie Lärm oder Freisetzung von radioaktiven Substanzen durch Kohleverbrennung eingegangen.

In Abbildung 3-11 sind exemplarisch die wesentlichen Stoffflüsse eines Kohlekraftwerks dargestellt, mit denen jeweils unterschiedliche Wirkungen auf die Umwelt verbunden sind.

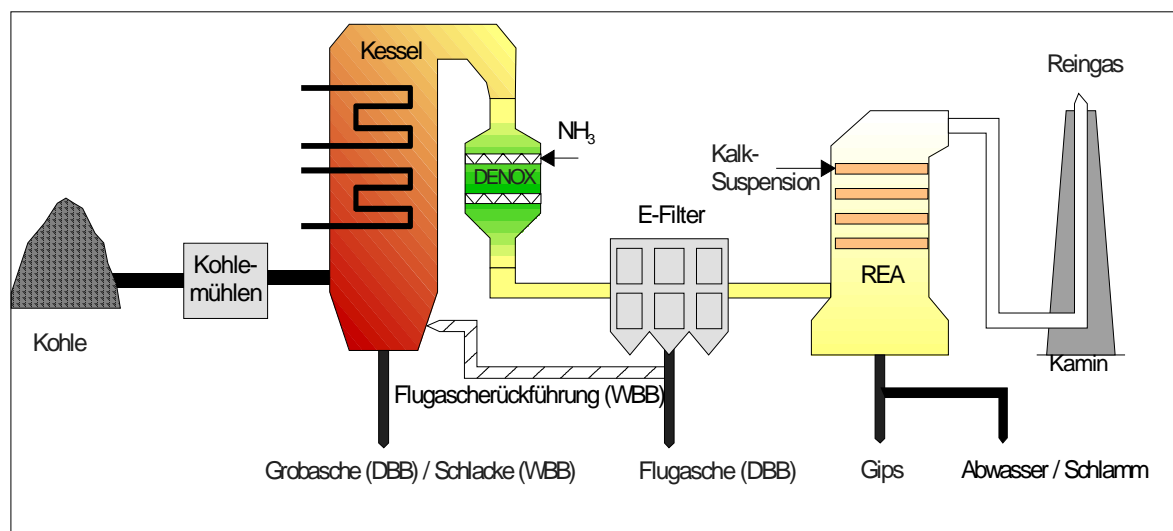


Abbildung 3-1: Stoffflüsse eines Kohlekraftwerks

3.1.1 Ressourceneffizienz und Wirkungsgrad

Die Ressourceneffizienz beschreibt die Relation zwischen der produzierten Menge eines Gutes und der Menge an verbrauchten Ressourcen. Zum Schutz von Ressourcen ist eine hohe Ressourceneffizienz erstrebenswert. Für den Stromerzeugungssektor bedeutet dies, dass ein möglichst hoher Stromoutput mit einer möglichst geringen Menge an Brennstoff erzeugt werden sollte. Diese Größe wird durch den elektrischen Wirkungsgrad beschrieben. Für den Fall der Kraft-Wärme-Kopplung muss zusätzlich die genutzte Wärme berücksichtigt werden. Dies geschieht mit Hilfe des Brennstoffnutzungsgrades, welcher die gesamte genutzte Energie in das Verhältnis zur eingesetzten Energie setzt.

Für die Definition der Begrifflichkeiten, welche Wirkungsgrade und Leistungen in der Stromerzeugung beschreiben, wird auf den Entwurf der VDI-Richtlinie 4661 sowie auf die VDI-Richtlinie 3986 verwiesen.

Neben der Ressourcenschonung ist ein hoher Wirkungsgrad bzw. Brennstoffnutzungsgrad die einzige Möglichkeit die spezifischen Emissionen an CO₂ (d.h. die Menge an CO₂ pro Einheit Endenergie) für einen bestimmten Brennstoff zu vermindern. Die Erhöhung der Wirkungsgrade spielt somit eine maßgebliche Rolle bei der Erreichung von Klimaschutzziele.

Tabelle 3-1: Einsatz von Primärenergie zur Stromerzeugung, [AG ENERGIEBILANZEN 2001]

Energieträger	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997*	1998*	1999*
	Energieverbrauch in Mill. t SKE									
Steinkohle	43,3	46,2	43,9	45,1	44,6	45,5	46,7	43,8	46,5	43,4
Braunkohlen	61,3	57,3	55,2	52,2	51,3	49,3	48,9	47,4	45,9	45,3
Übrige feste Brennstoffe	2,2	2,2	2,3	2,3	2,5	2,2	2,2	2,3	2,5	2,7
Heizöl	3,7	4,3	3,8	2,7	2,6	2,5	2,7	1,8	1,6	1,3
Gase	14,8	14,2	12,6	12,4	14,0	15,1	15,5	16,7	17,1	17,2
darunter: Naturgase	11,5	11,1	9,6	9,7	11,1	11,7	12,8	13,1	13,4	13,5
Wasserkraft/Windkraft ¹⁾²⁾	2,6	2,4	2,7	2,8	2,8	3,2	3,2	2,9	3,0	3,2
Kernenergie	56,8	54,9	59,1	57,1	56,3	57,4	60,2	63,4	60,2	63,2
Insgesamt	184,7	181,5	179,6	174,6	174,1	175,2	179,4	178,3	176,8	176,3
	Struktur des Energieverbrauchs in vH									
Steinkohle	23,4	25,5	24,5	25,8	25,6	26,0	26,0	24,6	26,3	24,6
Braunkohlen	33,2	31,6	30,7	29,9	29,5	28,1	27,3	26,6	26,0	25,7
Übrige feste Brennstoffe	1,2	1,2	1,3	1,3	1,4	1,3	1,2	1,3	1,4	1,5
Heizöl	2,0	2,4	2,1	1,6	1,5	1,4	1,5	1,0	0,9	0,7
Gase	8,0	7,8	7,0	7,1	8,0	8,6	8,6	9,4	9,7	9,8
darunter: Naturgase	6,2	6,1	5,3	5,6	6,4	6,7	7,1	7,3	7,6	7,7
Wasserkraft/Windkraft ¹⁾²⁾	1,4	1,3	1,5	1,6	1,6	1,8	1,8	1,6	1,7	1,8
Kernenergie	30,8	30,2	32,9	32,7	32,4	32,8	33,6	35,5	34,1	35,9
Insgesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
¹⁾ Berechnungen auf der Basis des Wirkungsgradansatzes.- ²⁾ Windkraft von 1995 an.						Abweichungen in den Summen durch Rundungen.				
*) Vorläufige Angaben; Stand: 31.07.2000						Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 7/00				

Tabelle 3-1 gibt einen Überblick über die in Deutschland eingesetzten Mengen an Brennstoffen in den vergangenen Jahren. Anhand dieser Daten, kombiniert mit den Daten aus Abbildung 3-2 zur Bruttostromerzeugung aus den einzelnen Primärenergieträgern wurden durchschnittliche elektrische Bruttonutzungsgrade für den deutschen Kraftwerkspark abgeleitet (Abbildung 3-1). Es ist ein eindeutiger Trend zu höheren Nutzungsgraden erkennbar, welcher durch den Zubau von neuen Anlagen mit hohen Wirkungsgraden, die Außerbetriebnahme von alten Kraftwerken und durch Maßnahmen zur Wirkungsgraderhöhung an Altanlagen erreicht wurde. Der Anstieg des durchschnittlichen Bruttonutzungsgrades fällt für Braunkohle höher aus, da in der betrachteten Periode der gesamte Kraftwerkspark in den neuen Bundesländern, wo vorwiegend Braunkohle zum Einsatz kommt, modernisiert wurde. Der größte Anstieg ist für Gaskraftwerke zu verzeichnen. Dies lässt sich durch den starken Zubau von hocheffizienten Kombi-Kraftwerken erklären.

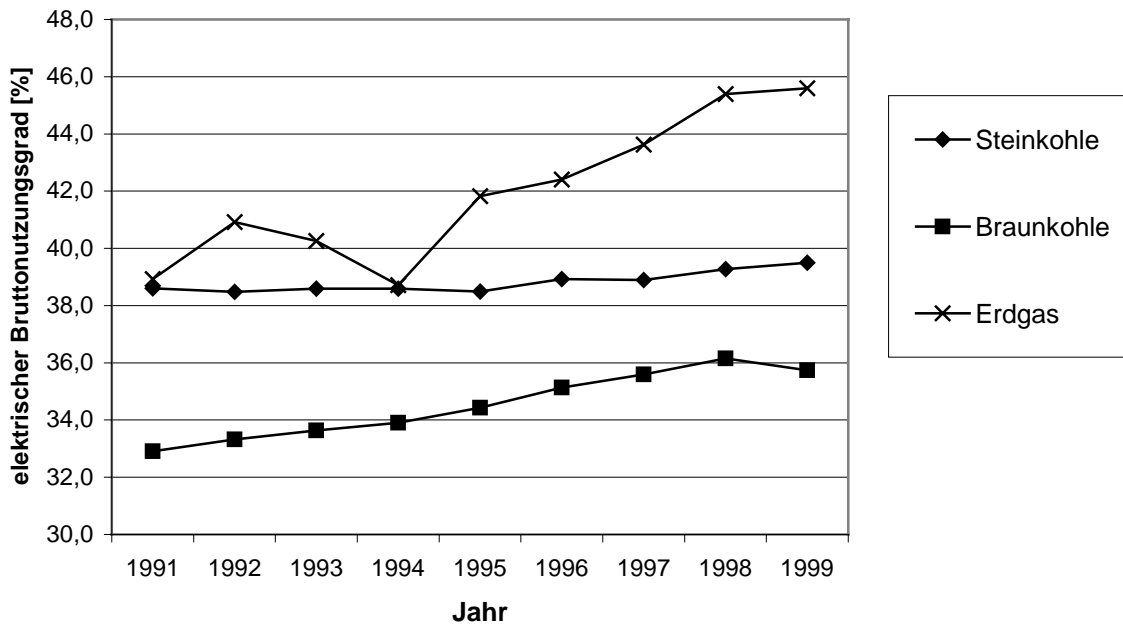


Abbildung 3-1: Durchschnittliche elektrische Bruttonutzungsgrade des deutschen Kraftwerkparkes für Steinkohle, Braunkohle und Erdgas, berechnet aus [AG Energiebilanzen, 2001] und [BMWi, 2000]

Neben der geschilderten Ressourceneffizienz im energetischen Bereich spielt auch der effiziente Einsatz anderer Einsatz- und Hilfsstoffe eine Rolle, auch wenn dieser mengenmäßig eher zu vernachlässigen ist. Die wichtigsten Stoffe sind hier Kalk bzw. Kalkstein, Ammoniak und Wasser. Diese Ressourcen sind zwar nahezu unbegrenzt vorhanden (Wasser und Kalk) bzw. können nahezu unbegrenzt produziert werden (Ammoniak), die Gewinnung, der Transport und der Einsatz dieser Ressourcen ist jedoch mit Einwirkungen auf die Umwelt verknüpft. Daher sollte auch für diese Stoffe ein möglichst effizienter Einsatz erfolgen. Dies kann durch optimierte Entschwefelungs- und Entstickungsanlagen (für Kalk bzw. Ammoniak) erreicht werden. Die effiziente Nutzung von Wasser ist ein Ziel verschiedener Verfahrensschritte im Kraftwerksprozess.

3.1.2 Emissionen in die Luft

Durch die luftseitigen Emissionen werden vielfältige negative Wirkungen auf Ökosysteme, Gebäude und den Menschen ausgeübt. Im Einzelnen lassen sich folgende Effekte unterscheiden:

- **Versauerung:** Säurebildende Substanzen, vor allem SO_2 , NO_x , aber auch HCl und HF werden großräumig abgelagert und führen zu niedrigen pH-Werten von Böden und Gewässern und zersetzten Steine und Beton
- **Eutrophierung:** NO_x hat eine düngende Wirkung und trägt daher zur Eutrophierung von Gewässern und Böden mit bei.

-
- **Treibhauseffekt:** Bei der Verbrennung von fossilen Brennstoffen wird CO_2 in die Atmosphäre emittiert, welches als Hauptverursacher des anthropogenen Treibhauseffekts gilt. Bei der Verbrennung von Biomasse hingegen wird genauso viel CO_2 wieder in neue Pflanzen eingebunden, wenn die verbrannte Biomasse durch Neuanpflanzungen ersetzt wird. Ein weiteres Klimagas ist N_2O . Dieses wird zwar in weitaus geringerem Maße emittiert wie CO_2 , es besitzt jedoch ein um den Faktor 200 höheres Potenzial zur Klimaerwärmung und kann daher vor allem bei kohlegefeuerten Wirbelschichtfeuerungen Relevanz besitzen.
 - **Troposphärisches Ozon:** NO_x ist eine der Vorläufersubstanzen bei der Bildung von troposphärischem (bodennahem) Ozon.
 - **Menschliche Gesundheit:** SO_2 und NO_x in der Luft wirken zwar auch negativ auf den Menschen, die tatsächlichen Immissionsbelastungen sind jedoch so gering, dass tatsächliche Schäden als gering einzustufen sind. Schädigend auf Lunge und Atemwege wirken Stäube. Hier sind in letzter Zeit vor allem die Feinstäube mit Partikeldurchmesser kleiner $10\ \mu\text{m}$ (PM 10) in der Diskussion, besonders schädigend zu wirken, da sie tief in die Lunge eindringen können. Daher findet diese Staubfraktion seit kurzem auch bei den Staubemissionen aus Kraftwerken wachsende Aufmerksamkeit. Neben der direkten Wirkung von Stäuben sind auch die mitgeführten Schwermetalle als kritisch anzusehen, da diese in den Böden angereichert werden und dort zum einen ihre toxische Wirkungen auf Pflanzen und Tiere ausüben können und zum anderen von dort aus in die Nahrungskette des Menschen gelangen können. Die gesundheitsschädlichen Substanzen wie Dioxine, NMVOC oder Ammoniak werden in so geringen Mengen emittiert, dass im Allgemeinen keine negativen Auswirkungen auf den Menschen zu befürchten sind. Im Einzelfall können aber auch diese Substanzen von Relevanz sein (z.B. bei der Abfallmitverbrennung oder bei Störfällen).

Aufgrund dieser Wirkungen von Emissionen in die Luft sind schon seit längerem Maßnahmen zur Senkung der Emissionen realisiert worden. Wie in Abbildung 3-1 zu erkennen ist, sind diese Bemühungen vor allem für die Schadstoffe SO_2 und Staub erfolgreich. Dies ist vor allem auf die Modernisierung und Außerbetriebsetzung der ostdeutschen Braunkohlekraftwerke zurückzuführen. Für NO_x konnten zwischen 1990 und 1997 zwar auch Emissionsreduzierungen von 40 % erreicht werden, in den Folgejahren blieb das Niveau hingegen weitgehend konstant. Im Jahr 1998 ist beim CO_2 -Ausstoß gegenüber 1997 wieder ein leichter Anstieg zu beobachten. Wie in Abbildung 3-2 zu erkennen ist, liegt der Anteil der NO_x -Emissionen aus Kraftwerken an den gesamtdeutschen Emissionen nur bei etwa 20 %. Trotzdem ist eine weitere Reduzierung ein wichtiges Ziel, da, wie oben dargelegt, NO_x

mehrfach negative Auswirkungen auf die Umwelt besitzt und insbesondere die Problematik des troposphärischen Ozons (Sommersmog) als drängend erachtet wird.

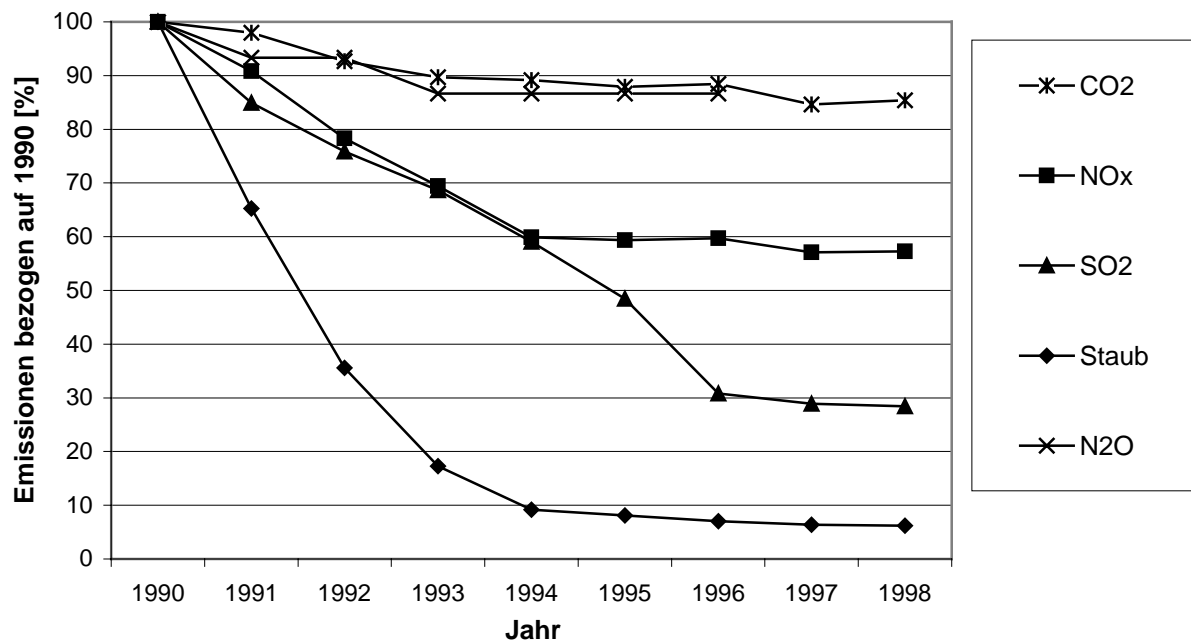


Abbildung 3-1: Jährliche Emissionen des Stromerzeugungssektors bezogen auf 1990, nach [BMWi 2000]

Die starke Senkung der Staubemissionen ist zwar als Erfolg zu bewerten, gleichzeitig muss auf die oben skizzierte Problematik der Feinstäube hingewiesen werden, welche bisher nicht statistisch erfasst wurden und bestenfalls über Schätzungen zugänglich sind. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Reduzierung der Staubemissionen vor allem die Staubfraktionen mit größeren Durchmessern betrifft und die Feinstäube nur in geringerem Umfang von den Minderungen betroffen sind, da ihre Abscheidung besonders schwierig ist. Eine weitere Minderung der Feinstäube kann jedoch erforderlich werden, insbesondere dann, wenn die EU-Richtlinie 1999/30/EG ab 2005 bzw. 2010 in Kraft tritt, wodurch niedrige Immissionswerte für PM 10 gelten werden (Jahresmittel: $50 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$ ab 2005, $20 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$ ab 2010). Diese können derzeit noch nicht in allen Regionen Deutschlands eingehalten werden.

Besonders schwierig gestaltet sich die Reduktion der CO_2 Emissionen. Die in Abbildung 3-1 dargestellten Reduktionen von 15 % zwischen 1990 und 1997 sind zwar als Erfolg zu werten. Es muss jedoch wieder auf spezielle Faktoren hingewiesen werden, die diese Entwicklung begünstigt haben. So wurde dies zu einem großen Teil durch Effizienzsteigerung, z.B. durch die Ausweitung der Stromproduktion in GuD-Kraftwerken, maßgeblich ermöglicht. Weiterhin

ist auch hier wieder die Modernisierung und Umstrukturierung der CO₂-intensiven Braunkohlekraftwirtschaft in den neuen Bundesländern zu nennen. In gewissem Umfang trug auch die in Abbildung 3-1 dargestellte Erhöhung der Bruttonutzungsgrade zur CO₂-Minde- rung bei. Seit 1998 ist wieder ein leichter Anstieg der CO₂-Emissionen zu erkennen, welcher auf die Inbetriebnahme von neuen Braunkohleblöcken in den neuen Bundesländern zurückzuführen ist.

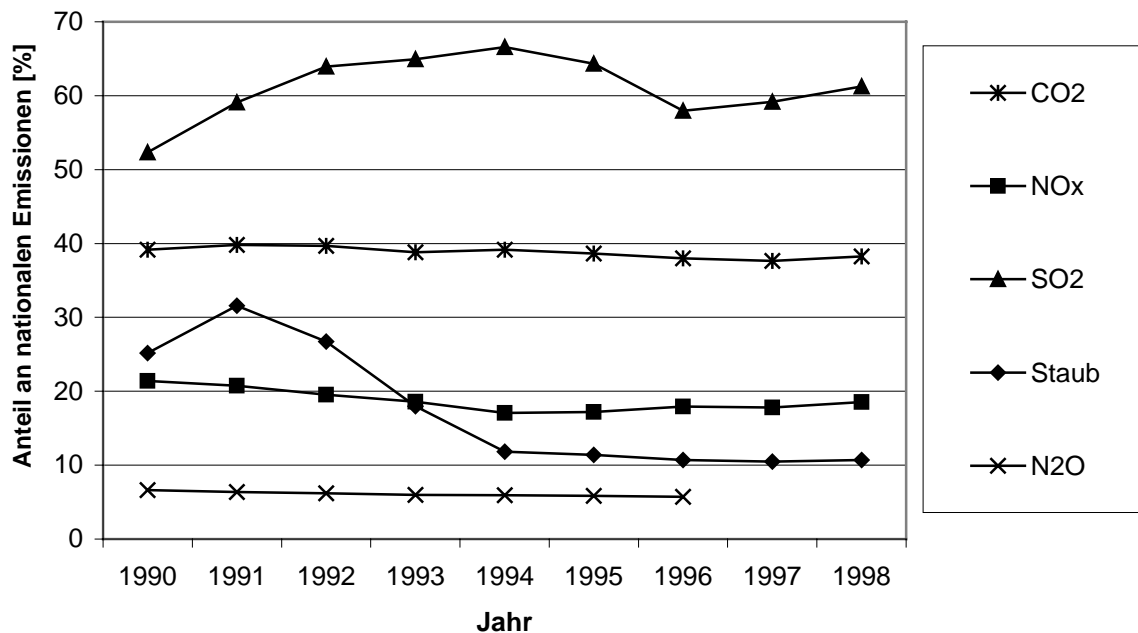


Abbildung 3-2: Anteil der jährlichen Emissionen des Stromerzeugungssektors an den nationalen Emissionen, nach [BMWi 2000]

Betrachtet man die Anteile der Emissionen der Stromproduktion an den nationalen Emissionen der letzten Jahre, so erkennt man, dass die Emissionsreduktionen im nationalen Trend liegen (Abbildung 3-2). Für Staub konnte eine überdurchschnittliche Reduktion erreicht werden, wohingegen für SO₂ die Reduktionen unterdurchschnittlich ausfielen.

3.1.3 Emissionen in das Wasser und Wasserbedarf

In Kraftwerken werden große Mengen an Wasser zur Kühlung benötigt. Diese werden jedoch im Allgemeinen nur in geringem Umfang verschmutzt und können ohne Behandlung wieder abgeleitet werden, wenn sie den in Anhang 31 der Abwasserverordnung (AbwV) vom 15.10.2002 genannten Anforderungen entsprechen¹. Eine thermische Belastung des abgeleiteten Kühlwassers kann jedoch vor allem im Fall der Durchlaufkühlung nicht vermieden werden. Diese thermische Belastung kann zu Störungen der Ökologie des Vorfluters führen,

¹ Die Bekanntmachung der Neufassung der Abwasserverordnung ist am 23. Oktober 2002 im Bundesgesetzblatt (BGBl. I, S. 4047) veröffentlicht worden.

was sich zum Beispiel in vermehrtem Algenwachstum, Sauerstoffknappheit und Fischsterben äußert.

In weiten Teilen Deutschlands ist die aus ökologischer Sicht noch verträgliche thermische Zusatzbelastung von Flüssen bereits erreicht bzw. überschritten. Neue Anlagen mit Durchlaufkühlung sind daher nur noch am Meer genehmigungsfähig.

In der folgenden Abbildung sind die vom Statistischen Bundesamt für das Jahr 1998 ermittelten Wasserdurchsätze der Wärmekraftwerke für die öffentliche Versorgung in Deutschland zusammengestellt.

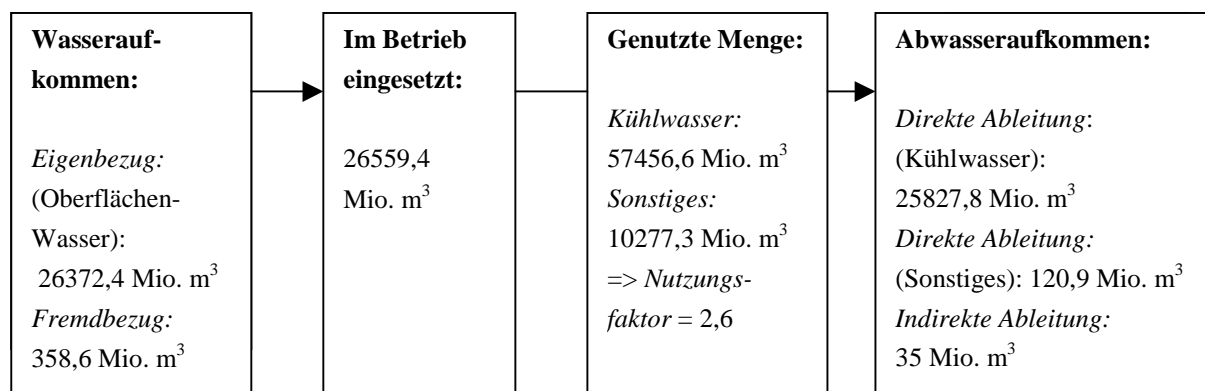


Abbildung 3-1: Wasserdurchsätze der öffentlichen Wärmekraftwerke in Deutschland für das Jahr 1998, nach [StaBu 2000]

Die Tatsache, dass die in Abbildung 3-1 wiedergegebenen Zahlen für die genutzten Mengen höher liegen als diejenige für die eingesetzte Menge erklärt sich aus der Kreislaufführung eines Teils des eingesetzten Wassers. Somit wird das eingesetzte Wasser durchschnittlich 2,6 mal genutzt. Betrachtet man diese Zahl genauer, so fällt auf, dass von 26559,4 Mio. m³ eingesetzten Wassers 25657,9 Mio. m³ ohne Kreislaufführung als Kühlwasser in der Durchlaufkühlung genutzt werden. Nur ein vergleichsweise kleiner Anteil von 901,5 Mio. m³ wird einer Kreislaufnutzung mit einem Nutzungsfaktor von 45,9 unterzogen. Es ist also ersichtlich, dass durch Kreislaufführung eine signifikante Verringerung des Wasserbedarfs erreicht werden kann.

Aus Abbildung 3-1 ist ersichtlich, dass das Abwasseraufkommen aus sonstigen Quellen, welches sowohl direkt als auch indirekt eingeleitet wird, „nur“ 156 Mio. m³ ausmacht. Dieser Teil des Abwasseraufkommens ist dennoch nicht vernachlässigbar, da hiermit der größte Teil der wasserseitigen Schadstofffracht ausgetragen wird. Wesentliche Quellen, die hierzu beitragen, sind Abwässer, die bei der Dampf- und Heißwassererzeugung und bei der Wasseraufbereitung anfallen. Im Anhang 31 der Abwasserverordnung (AbwV) sind die Konzentrationsgrenzwerte für die Direkteinleitung aus diesen Quellen festgelegt. Neben diesen Quellen spielen bei Kohle- und Schwerölfeuerungen die Abwässer aus Rauchgasent-

schwefelungsanlagen eine wichtige Rolle. Die Konzentrationsgrenzwerte für die Direkteinleitung aus diesen Quellen sind im Anhang 47 der Abwasserverordnung (AbwV) festgelegt. Sämtliche Grenzwerte können von der zuständigen Genehmigungsbehörde verschärft werden, wenn dies aus Umweltgesichtspunkten heraus notwendig erscheint.

Eine weitergehende Analyse der Abwasserströme und die Möglichkeiten der Vermeidung und Verminderung von Emissionen findet sich in Abschnitt 4.2.

3.1.4 Abfälle und Reststoffe

Die beim Betrieb eines Kraftwerks erzeugten Reststoffe lassen sich nach dem in Tabelle 3-1 angewandten Schema einteilen.

Tabelle 3-1: Reststoffe in einem Kraftwerk

Kraftwerkskomponente (Kohle- oder Schwerölkraftwerk)	Reststoff
Kessel	
Entaschung	Kesselasche
Entstaubung	
Staubabscheider	Flugasche
Entschwefelung	
Wirbelschichtfeuerung	WSF-Asche
Trockenadditivverfahren	TAV-Flugasche
Sprühabsorptionsverfahren	SAV-Produkt
Kalksteinwäsche	REA-Gips
	RAA-Rückstand
Sonstige Anfallstellen	
Verschiedene, z.B. Turbineninstandhaltung	Schmiermittel, Isolationsmaterial, Verpackungsmaterial etc.

Bei dieser Tabelle wurde von einem Kohle- bzw. Schwerölkraftwerk ausgegangen. Derartige Kraftwerke bieten die größtmögliche Anzahl von Reststoffanfallstellen. So wird bei Biomassekraftwerken i. A. auf eine Entschwefelung verzichtet. Bei HEL-Kesseln ist ebenfalls keine Entschwefelung installiert. Die Verbrennung von Gas ist weder mit dem Anfall von Asche verbunden, noch ist eine Entschwefelung notwendig. Unabhängig davon, ob das Gas in einer Gasturbine oder in einem Kessel verbrannt wird, sind nur die sonstigen Anfallstellen relevant. Im Vergleich zu den Mengen an Asche und Gips aus einem Kohlekraftwerk sind diese sonstigen Anfallstellen wiederum nahezu vernachlässigbar.

In den brennstoffspezifischen Kapiteln zu Kohle und Biomasse wird jeweils auf die erzeugten Mengen und die Verwertungsmöglichkeiten der Reststoffe im Detail eingegangen.

3.1.5 Sonstige Wirkungen (Lärm, Radioaktivität, etc.)

Lärm

Lärm wird erst dann zum Problem, wenn er Menschen betrifft und von ihnen als störend empfunden wird. Dies kann im Fall eines Kraftwerks dann vorkommen, wenn Wohngebiete nicht genügend Abstand haben. Weiterhin sind auch die Arbeiter im Kraftwerk betroffen.

Eine Übersicht über Lärmquellen, Lärminderungsmaßnahmen und typische Lärmpegel findet sich in Abschnitt 4.4.

Radioaktivität

Im Zusammenhang mit Großfeuerungsanlagen werden die Emissionen von radioaktiven Substanzen im Allgemeinen nicht erwähnt, jedoch soll in diesem Dokument darauf hingewiesen werden, dass bei Verbrennungsprozessen eine Aufkonzentrierung der im Brennstoff enthaltenen radioaktiven Elemente stattfindet. Diese Elemente finden sich bei Kohlekraftwerken zu größtem Teil im Staub wieder. Da dieser meist zu über 99 % abgeschieden wird, stellt der abgeschiedene Staub auch die größte Senke dar. Geringe Anteile werden in die Atmosphäre emittiert oder finden sich im REA-Reststoff wieder.

Messungen zeigen, dass die Anreicherungsfaktoren von radioaktiven Elementen im Staub gegenüber Kohle zwischen 2 und 15 liegen (z.B. [ITKONEN 1989]). Eine Gesundheitsgefährdung hierdurch kann für die Bevölkerung ausgeschlossen werden. Für Arbeiter, welche 2000 Stunden in direktem Kontakt mit Kohleasche stehen, ergibt sich eine zusätzliche Strahlenbelastung von 0,12 bis 0,15 mSv/Jahr.

Politische und gesetzliche Rahmenbedingungen

Die gesetzlichen Rahmenbedingungen können untergliedert werden in Bestimmungen, welche die Genehmigung einer Anlage betreffen und in Regelungen, welche Emissionsgrenzwerte während des Betriebs vorschreiben.

Bei der Genehmigung von Anlagen ist das Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) von zentraler Bedeutung. Weiterhin sind für die Wasserseite noch das Wasserhaushaltsgesetz und Landeswassergesetze zu berücksichtigen. Die Abfall- und Reststoffseite wird durch das Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz (KrW-/AbfG) abgedeckt. Eine umfassende Beurteilung der Umwelteinwirkungen einer Anlage auf die unmittelbare Umgebung wird im Rahmen des Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetzes (UVPG) durchgeführt. Diese Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) ist ein Teil des verwaltungsbehördlichen Genehmigungsverfahrens. In der Praxis führt die UVP häufig zu Ausgleichsmaßnahmen, wie zum Beispiel das Anlegen von Biotopen oder das Pflanzen von Bäumen und Sträuchern.

Die für den Betrieb der Anlage relevanten luftseitigen Grenzwerte sind für Großfeuerungsanlagen zum einen für Kesselanlagen ab 50 bzw. 100 MW_{th} in der 13. Bundesimmissionsschutzverordnung (13. BImSchV, oft auch Großfeuerungsanlagenverordnung genannt, GFAVO), zum andern für Kessel unter 50 bzw. 100 MW_{th} und für Gasturbinen in der ersten Verwaltungsvorschrift zum BImSchG (1. BImSchVwV, auch TA Luft genannt) festgelegt. Die 13. BImSchV wird infolge der Richtlinie 2001/80/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 23. Oktober 2001 (EG-Richtlinie Großfeuerungsanlagen) novelliert. Sie regelt künftig alle Großfeuerungsanlagen ab 50 MW_{th} und schließt ebenfalls Gasturbinenanlagen ab 50 MW_{th} ein.

Die wasserseitigen Emissionen werden durch die Abwasserverordnung (AbwV) und die Anhänge 31 und 47 begrenzt. Eine weitergehende Begrenzung kann aufgrund der lokalen Situation von den Behörden gefordert werden.

Die TA Lärm dient als sechste allgemeine Verwaltungsvorschrift zum BImSchG zur Beschränkung von Lärmimmissionen. Hieraus werden dann Lärmemissionsgrenzwerte für Anlagen abgeleitet.

Neben diesen ordnungsrechtlichen Regelungen, welche die Genehmigung und den Betrieb von Anlagen betreffen, ist der Gesetzgeber in den letzten Jahren auch verstärkt zum Einsatz von ökonomischen Instrumenten übergegangen. Diese werden vor allem mit dem Ziel eingesetzt, die energetische Nutzung von Ressourcen effizienter zu gestalten und die Emissionen von CO₂ zu senken. Beispiele sind:

- Die **Ökosteu**er wurde im Jahre 1999 mit dem Ziel eingeführt, Energie zu verteuern und somit einen Anreiz für eine effizientere Nutzung zu schaffen. Relevant für den Kraftwerkssektor ist die Ökosteu
- Das **Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)** vom 1.4.2000 verpflichtet Netzbetreiber regenerativ erzeugten Strom einzuspeisen und zu festgelegten Preisen zu vergüten. Relevant für Großfeuerungsanlagen ist alleine die Vergütung für Biomassekraftwerke. Für den Leistungsbereich zwischen 5 und 20 MW_{el} wird im Gesetz eine Vergütung von 8,7 Cent/kWh (17 Pf/kWh) vorgeschrieben. Größere Anlagen werden nicht von diesem Gesetz erfasst. Von großem Interesse ist auch die Definition von Biomasse im Sinne dieses Gesetzes, welche mit der **Biomasseverordnung (BiomassV)** vom 21.6.2001 festgelegt wurde. Danach kann auch Alt- und Restholz unter gewissen Bedingungen zu Biomasse gezählt werden (u.a. Einhaltung von Grenzwerten für PCB

und Quecksilber, Anlage nach der 17. BImSchV für Althölzer behandelt mit Holzschutzmitteln oder halogenorganischen Verbindungen, keine stoffliche Verwertung nach dem Krw-/AbfG möglich bzw. vorgeschrieben). Einen expliziten Ausschluss erfahren hingegen Klärschlamm, Deponie- und Klärgas, Papier und Pappe und einige weitere potenzielle Brennstoffe.

- Das **KWK-Gesetz** (Gesetz zur Erhaltung, zur Modernisierung und zum Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung), das am 1. April 2002 in Kraft getreten ist, schreibt eine zeitlich befristete Vergütung für Strom vor, welcher in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird. Diesem Gesetz zufolge haben künftig Betreiber von KWK-Anlagen für ihren nach der AGFW-Richtlinie FW 308 zertifizierten und in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten KWK-Strom Anspruch auf Zahlung eines Zuschlags. Die Zuschläge sind überwiegend degressiv und werden je nach Anlagenkategorie unterschiedlich lange gewährt [NILL-THEOBALD 2002].

Im Einzelnen unterscheidet das Gesetz zwischen den folgenden Anlagentypen, für die unterschiedliche Zuschlagssätze und Förderfristen gelten [ADAM 2002]:

- alte Bestandsanlagen, die vor dem 1. Januar 1990 in Betrieb genommen wurden,
- neue Bestandsanlagen, die zwischen dem 1. Januar 1990 und dem In-Kraft-Treten des neuen Gesetzes in betrieb genommen wurden,
- modernisierte KWK-Anlagen mit einem Investitionsvolumen von mindestens 50 % der Neuinvestition;
- KWK-Neuanlagen mit einer elektrischen Leistung bis einschließlich 2 MW;
- kleine KWK-Neuanlagen mit einer elektrischen Leistung bis einschließlich 50 kW sowie
- Brennstoffzellenanlagen.

Es wird erwartet, dass dieses Gesetz bis zum Jahr 2005 im Vergleich zum Basisjahr 1998 zu einer CO₂-Einsparung von 10 Mio. t und bis zum Jahr 2010 zu insgesamt 23 Mio. t führt. Der wirtschaftliche Vorteil gegenüber einer getrennten Erzeugung von Strom und Wärme hängt stark von der Anlagenleistung und der Auslastung der Anlage ab. Generell verbessert sich die Wirtschaftlichkeit mit steigender Leistung und der Erhöhung der Jahresvolllaststunden [Adam 2002].

Die Regelung, welche in den letzten Jahren die Energiewirtschaft maßgeblich beeinflusst und verändert hat, ist das

- **Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung Energiewirtschaftsgesetz - EnWG**) in der Fassung vom 24. April 1998. Es bildet den Grundstein für die Liberalisierung des Strommarktes und soll zu einer Marktöffnung auf allen Ebenen führen. Diese konnte vor allem für den Großkundenmarkt erreicht werden, was sich in

starken Strompreisrückgängen in diesem Sektor gezeigt hat. Bis 2003 werden die Modalitäten des Netzzugangs von der Stromindustrie selbst in der sogenannten Verbändevereinbarung (derzeit in der Fassung vom 13.12.1999) festgelegt. Nach §8 EnWG wird der Gesetzgeber im Jahr 2003 prüfen, ob diese Verbändevereinbarung zur gewünschten Öffnung des Strommarktes geführt hat. Wenn nicht, so kann eine Regulierungsbehörde eingerichtet werden, welche Regeln zum Netzzugang erlässt.

3	<u>Der Stromerzeugungssektor in Deutschland</u>	3-1
3.1	<u>Gesamtwirtschaftliche Bedeutung und Produktionsmengen</u>	3-1
3.2	<u>Regionale Verteilung</u>	3-2
3.3	<u>Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)</u>	3-4
3.4	<u>Altersstruktur des deutschen Kraftwerksparks</u>	3-6
3.5	<u>Wirtschaftliche Rahmenbedingungen</u>	3-8
3.6	<u>Umwelteinflüsse der Stromerzeugung</u>	3-16
3.6.1	<u>Ressourceneffizienz und Wirkungsgrad</u>	3-17
3.6.2	<u>Emissionen in die Luft</u>	3-19
3.6.3	<u>Emissionen in das Wasser und Wasserbedarf</u>	3-22
3.6.4	<u>Abfälle und Reststoffe</u>	3-24
3.6.5	<u>Sonstige Wirkungen (Lärm, Radioaktivität, etc.)</u>	3-25
3.7	<u>Politische und gesetzliche Rahmenbedingungen</u>	3-25
	<u>Tabelle 3-1: Daten zur Strom- und Wärmeerzeugung in Kraft- Wärme-Kopplung [AGFW 2000]</u>	3-5
	<u>Tabelle 3-2: Elektrische Leistung in KWK-Anlagen nach Sektor und Technik [AGFW 2000]</u>	3-5
	<u>Tabelle 3-3: Brennstoffeinsatz in KWK-Anlagen nach Anlagentypen [AGFW 2000]</u>	3-6
	<u>Tabelle 3-4: Durchschnittsalter der von 1982 bis 1996 stillgelegten Kraftwerke in den alten Bundesländern [MARKEWITZ 1998]</u>	3-7
	<u>Tabelle 3-5: Strompreisentwicklung seit 1996 und Prognose für 2005 auf unterschiedlichen Handelsebenen, nach [AGFW 2000]</u>	3-9
	<u>Tabelle 3-6: Literaturangaben zu Investitionen für Kraftwerke, aus [SCHNEIDER 1998]</u>	3-10
	<u>Tabelle 3-7: Literaturangaben zu fixen Betriebskosten von Kraftwerken, aus [SCHNEIDER 1998]</u>	3-12
	<u>Tabelle 3-8: Literaturangaben zu variablen Betriebskosten von Kraftwerken (ohne Brennstoffkosten), aus [SCHNEIDER 1998]</u>	3-13
	<u>Tabelle 3-9: Einsatz von Primärenergie zur Stromerzeugung, [AG ENERGIEBILANZEN 2001]</u> ...	3-18
	<u>Tabelle 3-10: Reststoffe in einem Kraftwerk</u>	3-24
	<u>Abbildung 3-1: Zeitverlauf der Bruttostromerzeugungskapazitäten, aufgeschlüsselt nach Energieträgern für Deutschland</u>	3-1
	<u>Abbildung 3-2: Zeitverlauf der Bruttostromerzeugung, aufgeschlüsselt nach Energieträgern für Deutschland</u>	3-2

Abbildung 3-3: Bruttostromerzeugung der öffentlichen Versorgung 1998 [VIK 2000]	3-3
Abbildung 3-4: Bruttostromerzeugung der Industrie 1998 [VIK 2000]	3-3
Abbildung 3-5: Installierte Engpassleistung (brutto) der öffentlichen Versorgung 1998 [VIK 2000]	3-4
Abbildung 3-6: Häufigkeitsverteilung installierter Nettokapazitäten thermischer Kraftwerke der öffentlichen Versorgung in den alten Bundesländern im Jahr 1996 [MARKEWITZ 1998]	3-7
Abbildung 3-7: Spezifische Investitionen schlüsselfertiger GuD- und Gasturbinenanlagen [GTW 2000]	3-12
Abbildung 3-8: Vergleich der Kostenarten an den Stromgestehungskosten für ein GuD- und ein Steinkohle-Kraftwerk, aus [VOB 2001]	3-14
Abbildung 3-9: Entwicklung der Jahresdurchschnittspreise für verschiedene Brennstoffe und Handelsebenen seit 1992 [KOHLENSTATISTIK 2001] (1 DM = 0,51 €)	3-14
Abbildung 3-10: Entwicklung der durchschnittlichen Quartalspreise für verschiedene Brennstoffe seit 1999 [Kohlenstatistik 2001] (1 DM = 0,51 €)	3-16
Abbildung 3-11: Stoffflüsse eines Kohlekraftwerks	3-17
Abbildung 3-12: Durchschnittliche elektrische Bruttonutzungsgrade des deutschen Kraftwerkparks für Steinkohle, Braunkohle und Erdgas, berechnet aus [AG Energiebilanzen, 2001] und [BMWi, 2000]	3-19
Abbildung 3-13: Jährliche Emissionen des Stromerzeugungssektors bezogen auf 1990, nach [BMWi 2000]	3-21
Abbildung 3-14: Anteil der jährlichen Emissionen des Stromerzeugungssektors an den nationalen Emissionen, nach [BMWi 2000]	3-22
Abbildung 3-15: Wasserdurchsätze der öffentlichen Wärmekraftwerke in Deutschland für das Jahr 1998, nach [StaBu 2000]	3-23

4 Maßnahmen zur Minderung von Emissionen und Ressourceneinsatz

In diesem Kapitel werden allgemeine Maßnahmen beschrieben, mit denen Emissionen, der Einsatz von Ressourcen und die Erzeugung von Abfällen gemindert werden können. Diese Beschreibungen werden insbesondere für die Minderungsoptionen für luftseitige Emissionen in den brennstoffspezifischen Kapiteln erweitert und ergänzt. So werden die Möglichkeiten zur primären NO_x-Minderung an Kesseln ausführlich im Kapitel zur Kohleverbrennung erläutert. Die Möglichkeiten zur primären NO_x-Minderung an Gasturbinen werden im Kapitel über gasförmige Brennstoffe diskutiert.

4.1 Minderung von atmosphärischen Emissionen

Es werden in diesem Abschnitt allgemeine Maßnahmen zur Minderung von NO_x-, SO₂- und Staubemissionen beschrieben. Mögliche Maßnahmen zur Minderung von Schwermetall- bzw. N₂O-Emissionen werden nur für den relevanten Bereich der Kohlekraftwerke im entsprechenden Kapitel erwähnt.

4.1.1 Minderungsoptionen für Staub

Zur Staubabscheidung werden bei Feuerungsanlagen Elektroabscheider, Gewebefilter, und Zykclone (vor allem in Verbindung mit der zirkulierenden Wirbelschicht als interner Staubabscheider) eingesetzt. Venturiwäscher und elektrostatische Venturiwäscher werden vorzugsweise bei Kleinanlagen mit Leistung zwischen einigen Kilowatt bis Megawatt eingesetzt. Eine hinter einem Staubabscheider angeordnete Nassentschwefelungsanlage wirkt wie ein zusätzlicher Wäscher, so dass im Rauchgas hinter Entschwefelungsanlagen Staubkonzentrationen teilweise deutlich unter 10 mg/Nm³ erreicht werden.

Nachfolgend wird auf die für Großfeuerungen bedeutsamen Minderungsoptionen Elektroabscheider und Gewebefilter näher eingegangen. Weitergehende Erläuterungen finden sich in [RENTZ 1996B].

Elektroabscheider

Das Funktionsprinzip eines Elektroabscheiders beruht auf der Entfernung von festen oder flüssigen Teilchen aus einem gasförmigen Trägermedium durch elektrische Aufladung der Teilchen und anschließende Abscheidung der aufgeladenen Teilchen auf einer Niederschlags-oberfläche in einem elektrischen Feld. In den Partikeln enthaltene Schwermetalle werden simultan abgeschieden.

Elektroabscheider bestehen aus einem Abscheidergehäuse, in dem die Sprühelektroden (negativ gepolt) und die Niederschlagslektroden (positiv gepolt) entgegengesetzt zueinander angeordnet sind. Die Abscheidung in einem Elektroabscheider lässt sich in drei Einzelvorgänge unterteilen:

- elektrische Aufladung der Teilchen,
- Transport zu und Abscheidung der aufgeladenen Teilchen auf den Niederschlagslektroden,
- Abreinigung des abgeschiedenen Staubes von den Niederschlagslektroden.

In Deutschland sind trockene Elektroabscheider die am weitesten verbreitete Technologie zur Minderung von Staubemissionen aus Großfeuerungen, sowohl für die öffentliche Stromversorgung als auch in der Industrie. Die Einhaltung eines Emissionsgrenzwertes von 50 mg/Nm^3 gestaltet sich problemlos. Im Allgemeinen werden Reingaskonzentrationen zwischen 10 und 30 mg/Nm^3 erreicht [KIRCHER 1995], [KIRSCH 1995].

Gewebefilter

Das Funktionsprinzip von Gewebefiltern beruht auf der Abscheidung von Staubpartikeln aus einem Abgasstrom durch Abscheidung und Sammlung der Partikel auf der Oberfläche und im Inneren eines Filtermediums. In Großfeuerungen auf Kohlebasis werden Gewebefilter bevorzugt hinter Sprühabsorptionsverfahren eingesetzt [KIRCHER 1995], [PAULSEN 1995]. Auch große Schwerölf Feuerungen sowie Biomassefeuerungen sind oft mit Gewebefiltern ausgestattet [KOLAR 1991]. Mögliche Optimierungspotentiale für Gewebefilter liegen in der Abreinigung der Filterelemente, in der Korrosionssicherheit und in der Erhöhung der thermischen und chemischen Stabilität synthetischer Filtermaterialien. Im Allgemeinen werden Reingasstaubgehalte unterhalb von 10 mg/Nm^3 erreicht [KIRSCH 1995]. Gewebefilter werden auch für zirkulierende Wirbelschichtfeuerungen eingesetzt. Hier liegen die Reingasstaubgehalte zwischen 10 und 20 mg/Nm^3 [KIRCHER 1993].

Gewebefilter erreichen ähnliche Abscheidegrade wie Elektroabscheider, sind diesen jedoch besonders bei der Abscheidung feiner Partikeln überlegen. Darüber hinaus hängt der Abscheidegrad von Gewebefiltern nicht vom Staubwiderstand ab, so dass z. B. beim Einsatz von Kohle mit niedrigen Schwefelgehalten oder bei Ölfeuerungen keine Verschlechterung des Abscheidegrades auftritt.

4.1.2 Minderungsoptionen für Schwefeldioxid

Die existierenden Entschwefelungsverfahren lassen sich nach Art und verwendetem Einsatzstoff klassifizieren (vgl. Abbildung 4-1).

Bei Großfeuerungsanlagen beträgt der Anteil von Trockensorptionsprozessen weniger als 5 % an der installierten Gesamtkapazität. Da die Sprühabsorption und Trockensorptionsverfahren vorzugsweise bei kleineren Anlagen eingesetzt werden, ist ihr auf die Anzahl der An-

lagen bezogener Anteil höher. Nachfolgend wird auf die wichtigsten Verfahren, das Kalksteinwaschverfahren, die Sprühabsorption und das Wellman-Lord-Verfahren, näher eingegangen. Weitergehende Ausführungen finden sich in [RENTZ 1996A].

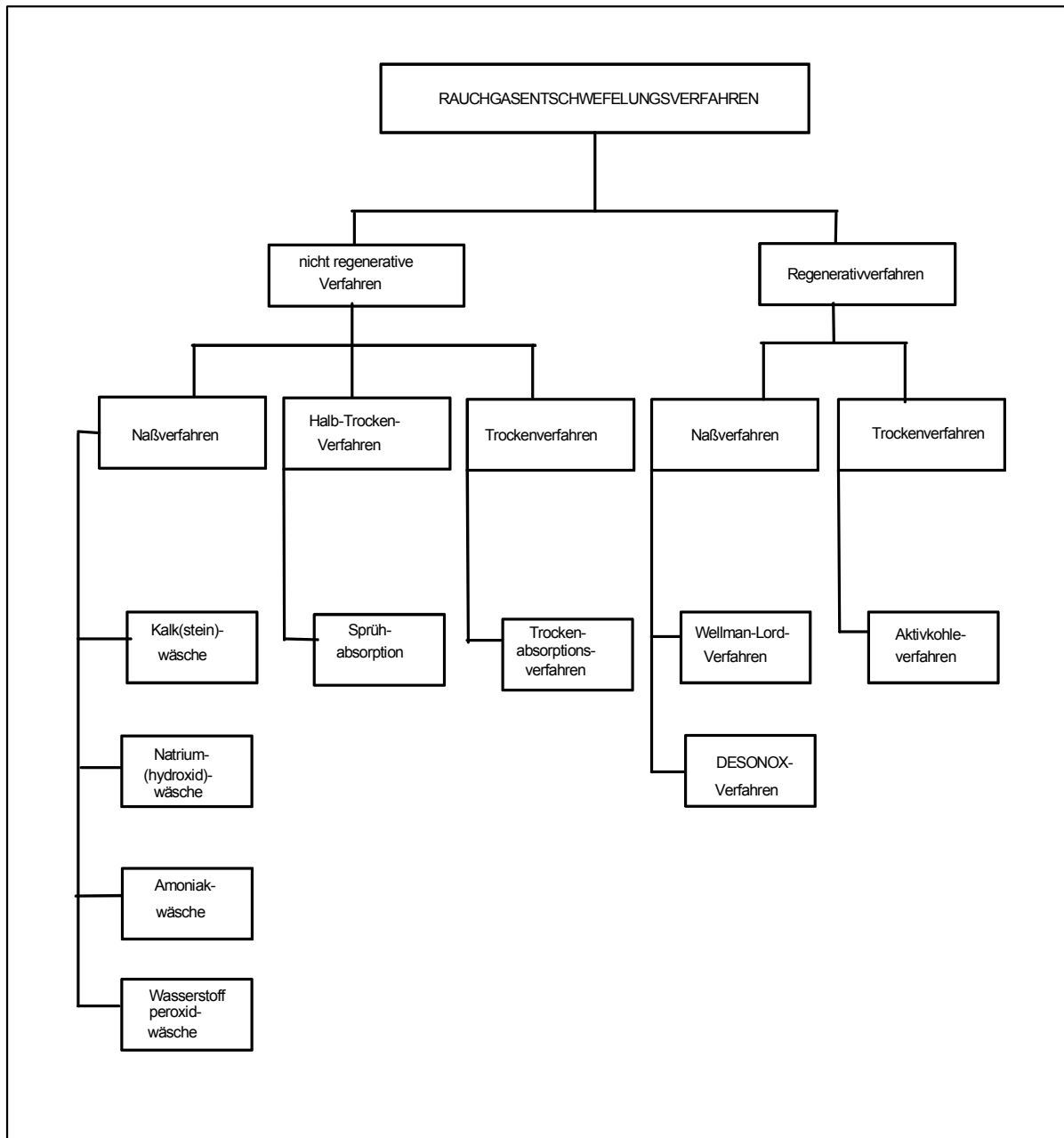


Abbildung 4-1: Klassifizierung der Entschwefelungsverfahren [RENTZ 1996A]

Kalk-/ Kalksteinwaschverfahren

Das Kalk-/ Kalksteinwaschverfahren ist das bei Großfeuerungsanlagen am häufigsten eingesetzte Entschwefelungsverfahren. 87% der Entschwefelungskapazität (bezogen auf die elektrische Leistung) in öffentlichen Kraftwerken in Deutschland und 76% der Entschwefelungskapazität in öffentlichen Kraftwerken in Europa werden durch dieses Verfahren abgedeckt [DECOF 1996]. Die im Rauchgas enthaltenen Schadstoffe, insbesondere SO_2 , aber auch Chloride, Fluoride und SO_3 , reagieren mit einer alkalischen Waschflüssigkeit unter

Bildung von Kalziumverbindungen und werden somit aus dem Rauchgas abgeschieden. Als Reststoff des Verfahrens fällt entweder Gips ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) oder ein Kalziumsulfit/-sulfatgemisch an. Der größte Teil der Verunreinigungen des Reststoffes wird über unerwünschte Bestandteile der eingesetzten fossilen Brennstoffe (Steinkohle, Braunkohle, Öl, etc.) wie Chlor- und Fluorverbindungen sowie Spurenelemente eingeschleust. Zusätzlich wird ein vergleichsweise kleiner Teil über das Prozesswasser und das Sorptionsmittel eingebracht [MAKKINEJAD 1991]. In der Regel werden die seitens der industriellen Verwerter geforderten Qualitätsstandards für den Gips erreicht oder übertroffen, so dass ein verkaufsfähiger Reststoff anfällt [BREIHOFER 1991], [CEC 1996]. Ungefähr 99,6 % der in Europa hinter Steinkohlekraftwerken installierten Kalk-/ Kalksteinwäschanlagen erzeugen verkaufsfähigen Gips, die restlichen 0,4% erzeugen einen kalziumsulfit/-sulfathaltigen Schlamm (Prozentangaben bezogen auf die elektrische Leistung). Anlagen der jüngsten Generation zeigen inzwischen SO_2 -Abscheidegrade von über 95% wie z. B. bei den neuen Braunkohlekraftwerken in Boxberg und Lippendorf [HEINZE 1999].

Sprühabsorption

Das Sprühabsorptionsverfahren dient zur Reinigung von Abgasen aus fossil befeuerten Kraft- und Heizwerken durch Zugabe von $\text{Ca}(\text{OH})_2$. Die Schadstoffe SO_2 und SO_3 sowie Chloride und Fluoride werden an das alkalische Sorptionsmittel gebunden und abgeschieden. Im Unterschied zu nassen Entschwefelungsverfahren fällt bei dem Sprühabsorptionsverfahren ein trockener Reststoff an, der sich hauptsächlich aus Kalziumsulfit ($\text{CaSO}_3 \cdot 1/2\text{H}_2\text{O}$), Gips ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) und nicht abreagiertem Sorptionsmittel zusammensetzt [JONS 1986]. Der trockene Reststoff wird mit dem Rauchgas mitgeführt und in einem zweiten Prozessschritt zusammen mit der Flugasche abgeschieden. Bei etwa 80% aller mit einer Sprühabsorptionsanlage ausgerüsteten Kraftwerken erfolgt eine Vorabscheidung der Flugasche. Hierzu werden ausschließlich elektrostatische Abscheider eingesetzt. Neuere Anlagen in Deutschland sind nicht mit einer Vorentstaubung ausgerüstet. In der Praxis erreichen Sprühabsorptionsanlagen bei Kraftwerken SO_2 -Abscheidegrade von bis zu 95%. 1996 befanden sich 19 Anlagen mit einer Gesamtkapazität von etwa 3.300 MW_{el} in der Bundesrepublik Deutschland im Betrieb [DECOF 1996]. In den letzten Jahren ist eine zunehmende Verwertung der Reststoffe dieses Verfahrens zu beobachten. Diese auch SAV-Produkte genannten Reststoffe werden z.B. als Dünger verwendet. Weitere Verwertungswege werden derzeit untersucht. Derzeit kann jedoch davon ausgegangen werden, dass für SAV-Produkte nicht so hochwertige Verwertungswege existieren wie für den REA-Gips und daher auch ein geringerer Erlös bzw. höhere Entsorgungskosten durch die Verwertung bzw. Entsorgung entstehen.

Wellman-Lord-Verfahren

Das Wellman-Lord-Verfahren ist ein regeneratives Entschwefelungsverfahren, das unter Ausnutzung des Natriumsulfit (Na_2SO_3)-Natriumhydrogensulfit (NaHSO_3)-Gleichgewichts SO_2 aus Rauchgasen absorbiert und als hochkonzentriertes SO_2 -Reichgas für die Weiterverarbeitung zur Verfügung stellt. Das Wellman-Lord-Verfahren setzt sich aus drei weitgehend voneinander unabhängigen Subsystemen zusammen. Es lassen sich die Absorptionseinheit, die Desorptionseinheit oder Regeneration und die Abwasseraufbereitung unterscheiden. Die Weiterverarbeitung des SO_2 -Reichgases ist nicht Teil des Verfahrens. Die Subsysteme können im Gegensatz zu anderen Entschwefelungsverfahren auch an verschiedenen Standorten aufgestellt werden; so befindet sich z. B. die Regeneration der verbrauchten Suspension aus dem Kraftwerk Offleben auf dem Gelände des Kraftwerks Buschhaus in 4 km Entfernung [WAHL 1990A], [WAHL 1990B].

Die Komplexität des Wellman-Lord-Verfahrens und die hieraus folgenden hohen Investitionen und Betriebskosten haben dazu geführt, dass das Verfahren trotz der Vorteile gerade beim Einsatz hochschwefelhaltiger Brennstoffe im Kraftwerkssektor nur in wenigen Anlagen eingesetzt wird. 1996 befanden sich 5 Anlagen mit einer Gesamtkapazität von etwa 3.600 MW_{el} in der Bundesrepublik Deutschland im Betrieb.

4.1.3 Minderungsoptionen für Stickstoffoxide

Primärmaßnahmen

Primärmaßnahmen zur NO_x -Minderung beeinflussen die Stickoxidbildung während des Verbrennungsvorganges. Alle Maßnahmen beruhen auf einer Kombination der folgenden grundlegenden Beeinflussungsmöglichkeiten:

- Erniedrigung der Feuerraumtemperatur,
- Minderung der Sauerstoffkonzentration in der Verbrennungszone,
- und Verringerung der Verweilzeit in Hochtemperaturzonen.

Mit den verschiedenen Maßnahmen lassen sich NO_x -Minderungsgrade bis zu 40 - 50 % erzielen. Kombinationen der verschiedenen Verfahren sind prinzipiell möglich, allerdings ist der erzielbare Gesamtminderungsgrad kleiner als die Summe der Einzelminderungsgrade. Ein wesentlicher Vorteil der Primärmaßnahmen besteht darin, dass kein Einsatzstoff für die NO_x -Minderung benötigt wird, und dass die erforderliche Investition niedriger als bei anderen Minderungsoptionen ausfällt.

Die gebräuchlichsten Primärmaßnahmen sind:

- geringer Luftüberschuss ("low excess air", LEA),
- Luftstufung ("air staged combustion...")
- Brenner außer Betrieb ("... with burners out of service", BOOS),

-
- vertikale Brennstoffstufung ("biased burner firing", BBF),
 - Oberluft ("over-fire air", OFA),
 - Rauchgasrückführung ("flue gas recirculation", FGR),
 - Luft- und Brennstoff-/Luft- gestufte Low-NO_x Brenner ("air-staged and air/fuel-staged low-NO_x burners", LNB/AFLNB),
 - thermische Nachverbrennung ("reburning/in-furnace NO_x reduction", RIR) [LANI 1995].

Tabelle 4-1 gibt einen kurzen Überblick über die wesentlichen Merkmale der verschiedenen Verfahren sowie die erreichbaren Minderungsgrade und die den Einsatz begrenzenden Faktoren [OECD 1993].

Tabelle 4-1: Überblick über die technisch realisierten Primärmaßnahmen zur Minderung der NO_x-Emissionen aus Feuerungsanlagen

PM	Funktion	Begrenzung	NO _x -Minderung
LEA	Reduzierung der Sauerstoffkonzentration in der Primärflamme	- Verschlackung und Korrosion im Feuerraum	bis zu 10%
Staged air	Bildung zweier Flammenbereiche: Primärflamme mit Sauerstoffmangel und Sekundärflamme mit Sauerstoffüberschuß zwecks Ausbrand.	- Verschlackung und Korrosion im Feuerraum - ungenügender Ausbrand	10 - 40% (abh. von Brennstoff und Kessel)
- BOOS	untere Brenner werden brennstoffreich betrieben, obere Brenner nicht im Einsatz		
- BBF	untere Brenner werden brennstoffreich, obere Brenner mit Sauerstoffüberschuß betrieben		
- OFA	Ein Teil der Verbrennungsluft (5 - 20%) wird durch separate Düsen oberhalb der obersten Brennerreihe in den Feuerraum eingebracht.		
FGR	Ein Teil des Rauchgases (15 - 20%) wird rückgeführt und der Primärluft zugemischt, infolgedessen sinken Sauerstoffkonzentration und Temperatur.	- Flammeninstabilität - Druckverlust	bis zu 20%
LNB	Bildung einer unterstöchiometrischen Verbrennungszone mit Luft-Brennstoff-Gemisch und Primärluft. Verwirbelung der Primärluft bewirkt Bildung einer internen Rezirkulationszone; Ausbrandzone mit Sekundärluft aus separaten, kreisförmig um Primärluftdüse angeordneten Düsen.	- Flammeninstabilität - ungenügender Ausbrand	20 – 30%
LNB mit FGR	Grundprinzip analog zu LNB, aber größere Abstände zwischen Primär- und Sekundärdüsen, dadurch Ausbildung einer zwischenliegenden Rauchgasschicht; infolgedessen Erhöhung der Verweilzeit in reduzierender Atmosphäre und lokale Abnahme der Sauerstoffkonzentration.	- Flammeninstabilität - nur bei öl- und gasbefeuerten Anlagen	bis zu 30% (Schweröl) bis zu 40% (Gasöl) bis zu 60% (Erdgas)
AFLNB	Ausbildung einer weiteren Reduktionszone um die Flamme durch eine brennstoffreiche Zone um die Sekundärflamme, dadurch auch Verringerung der Ausbrandtemperatur.	- Flammeninstabilität - ungenügender Ausbrand	bis zu 40%

PM	Funktion	Begrenzung	NO _x -Minderung
RIR	Oberhalb der Hauptbrenner und der Primärflamme Ausbildung einer Reduktionszone zur Minderung bereits gebildeten NO _x . Ausbrandzone mit Sekundärluft liegt oberhalb der Reduktionszone.	- ungenügender Ausbrand	bis zu 20%

Sekundärmaßnahmen

Für die großindustrielle NO_x-Minderung stehen zwei erprobte Verfahren zur Verfügung: die selektive nicht-katalytische Reduktion (SNCR) und die selektive katalytische Reduktion, (SCR). Der Anteil der SCR-Anlagen an der installierten Kapazität im Bereich der Großfeuerungsanlagen beträgt etwa 85%. Auf die SNCR-Technologie entfällt ein Anteil von ca. 14%, während sich nur vereinzelt Anlagen mit Simultanverfahren in Betrieb befinden.

Selektive nicht-katalytische Reduktion (SNCR)

Im Gegensatz zu primärseitigen feuerungstechnischen Maßnahmen handelt es sich bei dem SNCR-Verfahren um eine Technologie zur Minderung von bereits in Folge von Verbrennungsprozessen oder im Verlauf von Produktionsprozessen gebildeten Stickoxiden. Die NO_x-Emissionsminderung basiert auf der nicht-katalytischen Umsetzung der Stickoxide mit einem Reduktionsmittel, in der Regel Ammoniak, Ammoniakwasser oder Harnstoff, unter Bildung von Stickstoff und Wasser [BREIHOFFER 1991].

Der Implementierungsstand des SNCR-Verfahrens im Kraftwerkssektor in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1996 belief sich auf 10 Anlagen (4 Kraftwerke), was einer Gesamtleistung von ca. 2.000 MW_{el} entspricht [DECOF 1996].

Das SNCR-Verfahren setzt sich aus den zwei Subsystemen Einsatzstofflagerung und der eigentlichen SNCR-Anlage zusammen. Ammoniak wird üblicherweise in flüssigem Zustand gelagert. Da die Eindüsung des Reduktionsmittels im Allgemeinen gasförmig erfolgt, ist zunächst eine Verdampfung des Ammoniaks vorzusehen. Die Ammoniakdüsung befindet sich in der Nähe des zweiten Überhitzers, da hier die für den Ablauf der Reduktionsreaktionen optimale Temperatur von ca. 900°C bis 1.100°C erreicht wird. Die Reaktionsprodukte, Stickstoff und Wasser, werden mit dem Rauchgas aus der Anlage über den Kamin ausgetragen. Dementsprechend fällt bei diesem Verfahren kein zu entsorgender oder zu verwertender Reststoff an [CEC 1996].

Selektive katalytische Reduktion, (SCR)

Das SCR-Verfahren ist ein katalytisches Verfahren zur Umsetzung von Stickoxiden mittels eines Reduktionsmittels zu Wasser und Stickstoff. Ammoniak, Ammoniakwasser oder Harnstoff können als Reduktionsmittel verwendet werden [CEC 1996]. Bei der überwiegenden Anzahl der derzeit betriebenen Anlagen wird Ammoniak als Reduktionsmittel verwendet, da dieser Stoff bei den üblicherweise eingestellten Reaktionstemperaturen die Reaktivität von Ammoniakwasser und Harnstoff erheblich übersteigt. Allerdings erschweren die toxischen Eigenschaften von Ammoniak dessen Handhabung im Vergleich zu den beiden anderen, relativ inerten Reduktionsmitteln.

Mit der SCR-Technologie können höhere Stickoxidminderungsgrade als mit den meisten anderen Verfahren erreicht werden. Im Jahr 1996 liegt der Anteil des SCR-Verfahrens an der insgesamt in Deutschland installierten NO_x-Minderungskapazität bei ca. 95%, entsprechend einer Erzeugungsleistung von ca. 35.000 MW_{el} und einer Anzahl von 136 Anlagen [DECOF 1996].

Das Temperaturfenster der katalytischen Reduktion ist die zentrale Kenngröße des SCR-Verfahrens und erstreckt sich von etwa 380°C bis 450°C. Da der Katalysator durch im Rauchgas enthaltene Feststoffe oder Schadstoffe in seiner Wirksamkeit beeinflusst oder sogar zerstört werden könnte, wurden verschiedene Schaltungsvarianten untersucht, um diesen Einfluss zu minimieren. Diese Überlegungen führten zu zwei Verschaltungsvarianten: eine Anordnung des Katalysators entweder zwischen der Quelle, dem Kessel, und der Staubabscheidung oder der Staubabscheidung nachgeschaltet. Falls eine sekundäre Rauchgasentschwefelung erforderlich ist, kann die SCR-Anlage zwischen Staubabscheider und REA platziert oder der REA nachgeschaltet werden [Breihofer 91], [CEC 1996], [OECD 1993].

Die drei Schaltungsvarianten werden auch bezeichnet als:

- "high dust" Anordnung zwischen Quelle und Staubabscheider unter Verwendung eines Hochtemperaturkatalysators,
- "low dust" Anordnung zwischen Staubabscheidung und REA unter Verwendung eines Hochtemperaturkatalysators,
- "tail gas" Anordnung hinter der REA unter Verwendung eines Niedertemperaturkatalysators.

Alle drei Varianten sind im Kraftwerkssektor im Betrieb, aufgrund von Weiterentwicklungen der Standzeit und der Widerstandsfähigkeit der Katalysatoren nimmt der Anteil der "high dust" Anordnung stetig zu. SCR-Anlagen der jüngsten Generation erreichen inzwischen Abscheidegrade in der Größenordnung von 95% [LURGI 2000].

Simultanverfahren

Die Simultanverfahren zeichnen sich durch die Abscheidung von NO_x und SO₂ in einem Verfahren aus. Es können zwar hohe Abscheideleistungen für beide Schadstoffe erzielt

werden, dies jedoch zu hohen Kosten. Einige wenige Anlagen in Deutschland arbeiten mit folgenden Verfahren:

Aktivkoksverfahren (ACP)

Das Aktivkoksverfahren ist ein trockenes Gasreinigungsverfahren zur simultanen Abscheidung von SO_2 und NO_x aus Rauchgasen. Der Prozess basiert auf der Adsorption der Schadstoffe an Aktivkoks in einem Wanderbettreaktor. Im Zuge der Regeneration des Aktivkokes in einer Desorptionsanlage wird ein SO_2 -Reichgas gewonnen, das zu flüssigem Schwefeldioxid, Elementarschwefel oder Schwefelsäure aufgearbeitet werden kann.

Der Aktivkoksprozess ist in vier Kraftwerken in der Bundesrepublik Deutschland installiert worden: dem Kraftwerk Arzberg, dem Kraftwerk Hoechst und in zwei weiteren Anlagen in Düsseldorf. Diese Kraftwerke weisen zusammen eine Gesamtleistung von 950 MW auf, was ca. 2,3 % der insgesamt in der Bundesrepublik Deutschland installierten Kraftwerksleistung entspricht [VERNON 1990].

DESONO_x-Verfahren

Die Reinigung des Rauchgases beruht auf der simultanen katalytischen Reduktion von Stickoxiden zu Stickstoff und Wasser und der katalytischen Oxidation von Schwefeldioxid zu Schwefeltrioxid. Das Nebenprodukt des Verfahrens ist marktfähige Schwefelsäure mit einem Säuregehalt von ca. 70 Gew.-%. Im Rauchgas enthaltene Halogenverbindungen werden im Wäscher abgeschieden und anschließend in einer Trenneinrichtung aus dem Abwasser entfernt.

Das DESONO_x-Verfahren ist an zwei Kesseln der Kraft-Wärmekopplungsanlage des Kraftwerkes Hafen in Münster installiert. Die elektrische Nettoleistung des Kraftwerkes beträgt ca. 60 MW_{el} und beläuft sich somit auf weniger als 0,2 % der insgesamt installierten Kraftwerksleistung [DECOF 1996]

4.2 Minderung von Einleitungen in das Wasser

4.2.1 Minderungstechniken

Zur Reinigung von Abwässern von Kraftwerken stehen eine Reihe von Verfahren zur Verfügung, welche ebenfalls für die Aufbereitung des Einsatzwassers Verwendung finden. Folgende Behandlungstechniken sind dabei von zentraler Bedeutung:

Sedimentation

Die Sedimentation dient zur Abscheidung von festen Schwebeteilchen aus dem Abwasser bzw. dem Rohwasser mit Hilfe der Schwerkraft. Im Allgemeinen werden hierfür Sedimentationsbecken mit eckiger oder runder Form verwendet. Der abgeführte Schlamm kann z.B. mit Hilfe von Kammerfilterpressen entwässert werden.

Filtration

Die Filtration wird meist der Sedimentation nachgeschaltet um die Konzentration von Schwebeteilchen weiter abzusinken. Üblicherweise wird das Abwasser, bzw. das Rohwasser im Falle der Wasseraufbereitung, durch ein Bett von festen, körnigen Bestandteilen geführt, welche Schwebeteilchen rückhalten können. Meist sind dies Sandfilter. Die zurückgehaltenen Schwebeteilchen müssen in regelmäßigen Abständen durch Rückspülen entfernt werden.

Mit Hilfe der Umkehrosmose können weiterhin sehr feine Bestandteile abgeschieden werden. Bei der Umkehrosmose wird das Abwasser durch eine extrem feinporige Membran gedrückt, wobei die Schwebeteilchen und die größeren Moleküle zurückgehalten werden. Die sogenannte Hyperfiltration kann Teilchen mit einer Molekülmasse von 100 bis 500 zurückhalten. Bei der Ultrafiltration immerhin noch Teilchen mit einer Molekülmasse zwischen 500 und 100000.

Mit sehr feinen Membranen können sogar Schwermetalle abgeschieden werden.

Bei der Kesselwasseraufbereitung dient die Umkehrosmose zur Reduzierung der Salzfracht des Kesselspeisewassers. Für eine komplette Vollentsalzung für Kessel mit hohen Dampfparametern sind jedoch zusätzliche Ionenaustauscher notwendig.

Fällung/Flockung

Die Fällung wird genutzt, um lösliche Stoffe aus dem Abwasser zu entfernen. Für Kraftwerksabwässer sind dies vor allem Fluoride und Metallionen. So fallen durch Anheben des pH-Wertes auf 8,5 – 9,5 die meisten Metallionen als Schwermetallhydroxide aus.

Um die im Abwasser enthaltenen Kolloide (kleine Feststoffteilchen) und ausgefällten Metallhydroxide zu einer schnelleren Sedimentation zu bewegen werden oft Flockungsmittel eingesetzt, welche zu einer schnellen Aneinanderlagerung der Feststoffteilchen zu Flocken führen.

Neutralisation

Im Neutralisationsbecken wird das gereinigte Abwasser neutralisiert um im Ökosystem des Vorfluters keinen Schaden durch saure oder alkalische Wässer anzurichten.

Ionenaustauscher

Der Ionenaustauscher dient zur Entfernung von Ionen aus dem Wasser. Hierfür wird das Wasser durch Säulen geleitet, welche mit Ionenaustauscher-Harzen befüllt sind. Dabei gibt das Harz Ionen an das Wasser ab und lagert dafür die unerwünschten Ionen aus dem Wasser ein. Wenn die Harze beladen sind muss eine Rückspülung erfolgen.

Ionenaustauscher können bei die Abwasserreinigung als letzte Stufe zur Entfernung von Metallionen eingesetzt werden. Für die Wasseraufbereitung sind sie oft ein wichtiger Bestandteil, speziell wenn sehr reines Wasser für hohe Dampfparameter benötigt wird.

In Tabelle 4-2 sind die üblichen Anfallstellen von Abwässern im Kraftwerk aufgeführt. Dabei sind in der ersten Spalte Verfahrensschritte im Kraftwerk wiedergegeben, welche Quellen von Abwässern darstellen. In der zweiten Spalte („Eingesetzte Verfahren“) wird genauer spezifiziert, welche Prozesse einen Abwasserstrom verursachen. Die dritte Spalte („Abwassercharakteristika“) zählt die typischen Verschmutzungen und Charakteristika auf. Schließlich werden noch die Behandlungsstufen und mögliche Verminderungs- und Vermeidungsmaßnahmen aufgezählt. Als Grundlage dienten die Merkblätter der Abwassertechnischen Vereinigung [ATV 1993A, ATV 1993B, ATV 1997, ATV 2000].

Tabelle 4-2: Anfallstellen für Abwässer im Kraftwerk und ihre Behandlung [ATV 1993A, ATV 1993B, ATV 1997, ATV 2000]

Anfallstelle	Eingesetzte Verfahren	Abwassercharakteristika	Behandlungsstufen	Verminderungs- und Vermeidungsmaßnahmen
Kondensatreinigung	i.a. mechanische Filter (häufig Kerzenfilter) in Kombination mit Ionenaustauscher	<u>Filtrationsstufe</u> : Abwässer sind mit Feststoffen, Korrosionsprodukten und Filterhilfsmitteln verunreinigt.	Sedimentation, häufig zusammen mit anderen Abwässern.	Kombinierte Fahrweise für Kessel mit salzfreiem Speisewasser: geringe Ammoniakdosierung (0,1 – 0,15 g/m ³), dafür Zugabe von Sauerstoff (0,05 – 0,3 g/m ³)
		<u>Ionenaustauscher</u> : <i>Rückspülwässer</i> enthalten Korrosionsprodukte und Harzabrieb; <i>Regenerate</i> enthalten neben den eluierten Salzen und dem Überschuss an Regenerationschemikalien auch die den Kreisläufen zudosierten flüchtigen Alkalisierungs- und Sauerstoffbindemittel.	Neutralisation; falls Ammoniumfracht zu hoch wird Regenerat durch Strippen mittels Dampf oder Luft gereinigt; falls Hydrazin im Abwasser kann dies durch oxidative Maßnahmen bis unter 2 mg/m ³ abgebaut werden (z.B. durch katalytische Oxidation mit H ₂ O ₂)	
Entaschung, Entschlackung	Bei der Trockenfeuerung fällt die Kesselasche in ein Wasserbad, bei der Schmelzkammerfeuerung fließt die Schlacke in ein Wasserbad und erstarrt dort zu Granulat.	Abwasser fällt nur in nennenswerten Mengen an wenn keine Kreislaufführung realisiert ist; Abwasser ist thermisch belastet und verunreinigt mit Asche- oder Schlackepartikel.	Temperaturabsenkung durch Wärmetauscher; Sedimentation: abgeschiedene Feststoffanteile können i.a. mit der Asche bzw. Schlacke entsorgt werden.	geschlossener Kreislauf: Wasserbad wird durch Kreislaufführung und indirekte Kühlung über einen Wärmetauscher rückgekühlt. Somit werden keine Feststoffe über das Kühlwasser ausgetragen.
Kesselabsalzwasser, Systementleerung	Um die Anreicherung von Salzen im Dampferzeuger zu vermeiden kann es notwendig sein, einen Teilstrom des Wassers abzusalzen.	Bei ordnungsgemäßem Betrieb sind keine nennenswerten Metallkonzentrationen oder Korrosionsprodukte festzustellen.	keine Behandlung notwendig	
		bei alkalisch konditionierten Dampferzeugern ist mit hohen pH-Werten zu rechnen.	Neutralisation	
		Hydrazinkonzentration kann überschritten werden	Oxidative Behandlung	
		Wasserbehandlungschemikalien können zu einer Erhöhung des CSB-Wertes führen.	Behandlung	

Anfallstelle	Eingesetzte Verfahren	Abwassercharakteristika	Behandlungsstufen	Verminderungs- und Vermeidungsmaßnahmen
Wasserseitige Reinigung von Wasser-Dampf-Kreisläufen	<u>vor der Inbetriebnahme</u> <i>Beizen</i> mit inhibierten Mineralsäuren oder organischen Säuren; <i>Reinigung</i> mit Dampf oder Deionat mit Zusatz von Alkalien oder Detergentien <u>Im Laufe der Betriebszeit:</u> Reinigung mit inhibierten Mineralsäuren oder Säuregemischen	Beizabwässer enthalten suspendierte Korrosionsprodukte, Metallionen und unverbrauchte Beizlösung; Auskochlösungen enthalten suspendierte Stoffe, Alkalien und Phosphate; Spülwässer enthalten suspendierte Stoffe und evtl. erhöhte CSB-Werte.	Eine Behandlung ist fast immer erforderlich; die Art der Behandlung hängt aber stark vom Reinigungsverfahren bzw. den eingesetzten Chemikalien ab; saure Beizabwässer werden i.a. neutralisiert und einer Sedimentation unterzogen.	
Nassreinigung von rauchgasberührten Systemen	Folgende Bauteile werden regelmäßig von festhaftenden Belägen gereinigt: Kessel, Wärmetauscherflächen, Rauchgaskanäle, LuVo, GaVo, E-Filter; Dies erfolgt mit Wasser mit z.T. neutralisierenden Chemikalien (Natronlauge oder Phosphate) und/oder Tensiden.	kohlegefeuerte Anlagen: suspendierte Feststoffe, Salze, Schwermetalle (z.B. Zink, Chrom, Cadmium, Blei, Nickel, Vanadium) ölgefeuerte Kessel: suspendierte Feststoffe, Salze, Schwermetalle (nur Nickel und Vanadium relevant) hinter SCR-Anlagen: Ammoniumsulfatablagerungen möglich	je nach Belastung: Neutralisation, Fällung, Flockung, Sedimentation; evtl. mit anderen Abwässern; Reduktion des NH ₃ -Gehalts durch Strippen oder biologische Reinigungsstufe.	Trockenreinigung

Anfallstelle	Eingesetzte Verfahren	Abwassercharakteristika	Behandlungsstufen	Verminderungs- und Vermeidungsmaßnahmen
Abwässer der Rauchgaswäsche	Hier ist nur das Kalkwaschverfahren relevant.	Zur Vermeidung zu hoher Anreicherung an Chlorid im Wasserkreislauf muss ständig Wasser abgeführt werden. Dieses enthält: <ul style="list-style-type: none"> • Stoffe, die mit dem Rauchgas in die REA getragen werden (u.a. HF, HCl, Schwermetalle, SO_x, Feinstaub) • Stoffe, die mit dem Einsatzwasser in die REA eingebracht werden (u.a. Alkali- und Erdalkalisalze, CSB-Vorläufer) • Stoffe, die aus dem Absorptionskalk in Lösung gehen oder suspendieren und nicht mit dem Gips ausgetragen werden. (u.a. Kieselsäure, Aluminium, Eisen, Magnesium, Magen, Spurenelemente, CSB-Vorläufer) • verfahrensspezifische Einsatzstoffe, z.B. Ameisensäure 	Die REA-Abwasseraufbereitungsanlage (RAA) kann ein- oder zweistufig aufgebaut sein: <u>Erste Behandlungsstufe:</u> Alkalisierung und Fällung – Flockung – Sedimentation <u>Zweite Behandlungsstufe:</u> Fällung – Flockung – Sedimentation. Wenn die erste Stufe noch zu viele kolloidale Feststoffe und Schwermetalle im Abwasser belässt wird die zweite Stufe notwendig. Beispiel für eine RAA: Abbildung 4-2	Durch eine höhere Aufkonzentrierung des Waschwassers kann die Abwassermenge und die Schwermetallfracht verringert werden. Schwermetalle reichern sich dafür vermehrt im Gips an.
Kühlwasser	Durchlaufkühlsysteme	Das rückgeführte Kühlwasser wird nicht als Abwasser betrachtet. Hierfür ist notwendig, dass die Behandlung mit Mikrobioziden nicht zu AOX-Belastungen oberhalb der Grenzwerte führt. Wird das Wasser vor seiner Verwendung über Filter gereinigt, so fallen Rückspülwässer an.	Behandlung der Rückspülwässer mit Abwasserströmen ähnlicher Konsistenz – Sedimentation und je nach Belastung weitere Verfahrensschritte.	Minderung der Wärmebelastung des Vorfluters durch Ablaufkühlung; bauliche oder technische Maßnahmen zur Erhöhung der Sauerstoffkonzentration.
	Geschlossene Umlaufkühlsysteme	Abwasser fällt nur bei Systementleerungen oder Leckagen an. Behandlung kann aufgrund von Verunreinigungen mit Konditionierungsmitteln, Korrosionsprodukten oder Frostschutzmitteln erforderlich sein.	Behandlungseinrichtungen sind meist nicht am Standort vorhanden, daher entweder Behandlung extern oder in mobiler Anlage vor Ort.	<ul style="list-style-type: none"> • Einsatz von entsalztem und entgastem Wasser • korrosionsbeständige Werkstoffe • Wahl der Inhibitoren • Sauerstoffbindemittel, falls O₂-Eintrag nicht vermieden werden kann. • Auffangen, Reinigen und Wiedereinfließen des entleerten Kreislaufwassers

Anfallstelle	Eingesetzte Verfahren	Abwassercharakteristika	Behandlungsstufen	Verminderungs- und Vermeidungsmaßnahmen
Kühlwasser	Offene Kühlsysteme	Die zur Behandlung des Kühlwassers eingesetzten Härtestabilisierungsmittel und Mikrobiozide müssen so eingesetzt werden, dass die Grenzwerte des Abflutwassers eingehalten werden (v.a. für P, CSB, Mikrobiozide, AOX)	I.a. keine Behandlung des Abflutwassers erforderlich. Bei der Zusatzwasseraufbereitung treten je nach Verfahren (meist: Flockung, Entcarbonisierung, Filtration) zu behandelnde Abwässer auf.	<ul style="list-style-type: none"> • hohe Eindickungszahl führt zu geringerem Wasserbedarf, • wenig umweltbelastende Chemikalien (Inhibitoren, P- und N-freie Härtestabilisierungsmittel, schnell abbaubare Mikrobiozide) • mechanische Rohrreinigung anstatt chemischer Methoden • Mikrobiozide mit rasch abklingender Wirkung (Cl₂, ClO₂, Br₂, H₂O₂, Peressigsäure) • Ozon oder UV-Licht zur Entkeimung der Kreisläufe • Schließen der Abflutung während der Mikrobiozidbehandlung • zur Atmosphäre geschlossene Systeme • Hybrid- oder Trockenkühltürme
	Reinigung von Kühlsystemen	Die Reinigungswässer sind meist nur hinsichtlich des pH-Wertes verändert, in seltenen Fällen kann es auch zu einer signifikanten Belastung mit Schwermetallionen, Fluorid, Flußsäure oder Ölen und Fetten kommen.	I.a. genügt Neutralisation; bei weitergehender Belastung sind folgende Schritte möglich: <ul style="list-style-type: none"> • Schwermetalle: Hydroxid-, Sulfid- oder Organosulfidfällung, • Fluoride: Fällung als Calciumfluorid • Mineralöle und Fette: Filtration über Aktivkohle oder Membranfiltration 	Bei in Betrieb befindlichen Anlagen sollte die Wasserqualität möglichst hoch gehalten werden, um die Belagsbildung zu minimieren und somit Reinigungen zu vermeiden.

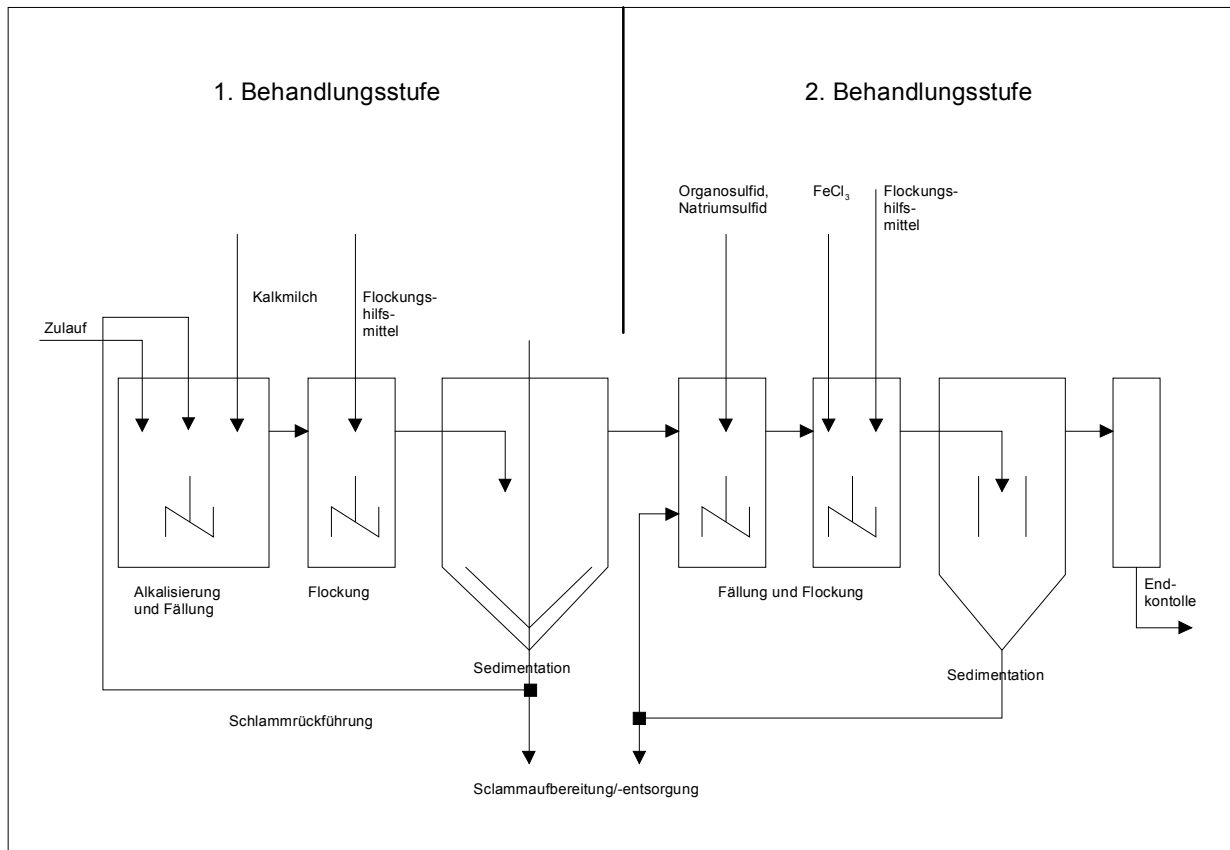


Abbildung 4-2: Prinzipschaltbild einer 2-stufigen REA-Abwasseraufbereitung [ATV 1993a]

4.2.2 Kriterien zur Auswahl von Minderungstechniken

Die Grenzwerte für die Einleitung von Schadstoffen in Gewässer und somit auch die Abwasserbehandlungstechniken hängen oft von den Standortbedingungen ab, welche der unterschiedlichen Gewässerökologie Rechnung tragen. Die folgende Tabelle enthält Techniken für die Vermeidung und Verminderung von Abwassermengen und Schadstofffrachten für einzelne Verfahrensschritte des Kraftwerksprozess, welche trotz unterschiedlicher standortabhängiger Rahmenbedingungen als sinnvoll und praktikabel angesehen werden.

Tabelle 4-3: Kriterien zur Auswahl von Techniken zur Behandlung und Verminderung von Abwässern

Abwasserquelle	Auswahl- / Anwendungskriterium	Umweltnutzen
Kühlwasser	bedarf üblicherweise keiner Behandlung; Ausnahmen evtl. aufgrund von intensiver Konditionierung mit Mikrobioziden, Korrosionsschutz, Wasserenthärtern oder Dispergiermitteln; Behandlung kann auch erforderlich sein, wenn Kühlwasser aus geschlossenem Kühlsystem stammt oder für Waschwasser. (Details im BREF zu industriellen Kühlsystemen)	Verminderte wasserseitige Emissionen
Abwasser der REA (für Kohlekraftwerke)	sollte in mehreren Stufen behandelt werden: Entfernen der Fluoride (Flokkulation, Sedimentation), Entfernen der Schwermetalle (Flokkulation, Sedimentation, Filtration), Entfernen des CSB (Ionen-Austauscher) und schließlich pH-Einstellung (Neutralisation).	Verminderte wasserseitige Emissionen

Abwasserquelle	Auswahl- / Anwendungskriterium	Umweltnutzen
	Falls die Ammoniakkonzentration erhöht ist (z.B. durch SCR oder SNCR vor der REA) sollten zusätzliche Behandlungstechniken angewendet werden, wie z.B. Luftstripper, Biodegradation, Niederschlag als Magnesium-Ammonium-Phosphat)	Verminderte wasserseitige Emissionen
	Verminderung der Abwassermenge durch geschlossene Kreislaufführung in der REA, wodurch ein spezifisches Abwasservolumen von 0,005 – 0,01 m ³ /MWh _{th} erreicht wird, wobei dieser Wert auch von den Kohleeigenschaften abhängt.	vermindertes Abwasseraufkommen
	Der mechanisch entwässerte Schlamm der Sedimentierungsstufen (v.a. bestehend aus Gips) sollte so weit wie möglich intern wiederverwendet werden (z.B. in der REA oder als Zuschlagstoff zur Kohle); andernfalls ist auch eine Verwendung als Füllmaterial für den Bergbau möglich.	vermindertes Aufkommen an Deponieabfällen
Abwasser der REA	Das gereinigte und neutralisierte Abwasser hat oft hohe Salzkonzentrationen (CaCl ₂ , MgCl ₂ , MgSO ₄); diese Konzentrationen können toxisch auf Süßwasserorganismen wirken. Um dies zu verhindern, sollten die gereinigten REA-Abwässer mit Abwässern anderer Herkunft mit niedrigem Salzgehalt (v.a. Kühlwasser) vor der Abgabe in die Umwelt vermischt werden. Falls dies nicht möglich ist und eine hohe Gefährdung von Ökosystemen zu erwarten ist, sollte das Wasser eingedampft und die Salzurückstände deponiert werden.	Verminderte wasserseitige Emissionen
Abwasser der REA (für HS-Kessel)	Tabelle 4.4 gibt Grenz- und Messwerte, welche mithilfe der geschilderten Verfahren problemlos eingehalten werden können.	Verminderte wasserseitige Emissionen
	Der mechanisch entwässerte Schlamm der Sedimentierungsstufen (v.a. bestehend aus Gips) sollte so weit wie möglich intern wiederverwendet werden (z.B. in der REA); andernfalls ist auch eine Verwendung als Füllmaterial für den Bergbau möglich.	vermindertes Aufkommen an Deponieabfällen
Abwasser der Schlackekühlung und des Ascheaustrags (Nassentaschung)	Es sollte Abwasserfreiheit durch geschlossene Kreislaufführung gewährleistet sein; die Schwebstoffe werden durch Sedimentation aus dem Wasser entfernt und die evtl. anfallenden Wärmemengen werden über Wärmetauscher dem Wasser entzogen.	Vermindertes Abwasseraufkommen
	Falls kein geschlossener Kreislauf für das Wasser realisiert wird sollte zumindest Sedimentation und Abkühlung des Abwassers durchgeführt werden.	Verminderte wasserseitige Emissionen
Abwässer aus der Regeneration von Entmineralisierungs- und Kondensatbehandlungsstufen	Für Umkehrosmoseanlagen: Abwasseraufkommen entspricht 15 bis 50 % der Menge des entmineralisierten Wassers. Abwasser enthält gesamtes Salz des eingesetzten Wassers, jedoch in höherer Konzentration, bedarf jedoch keiner Behandlung. Abwasser aus der Reinigung der Umkehrosmoseanlage muss evtl. behandelt werden.	Verminderte wasserseitige Emissionen
	Für Ionenaustauscher: Waschwasser und Abwasser aus der Regeneration werden neutralisiert und Sedimentation unterzogen. Dabei anfallender Schlamm wird entwässert und deponiert.	Verminderte wasserseitige Emissionen
Abwässer aus der Abschlammung des Wasser-Dampf-Kreislaufs	Wenn der W.-D.-Kreislauf neutral betrieben wird ist keine Behandlung erforderlich; für alkalische Fahrweise sollte das Abschlammwasser neutralisiert werden. Falls die Hydrazinkonzentration zu hoch ist sollte eine Oxidationsstufe (chemische Reinigungsstufe) durchlaufen werden. Hohe Phosphatkonzentrationen können auch eine Behandlung notwendig machen.	Verminderte wasserseitige Emissionen
Waschwasser der Kessel- und Luvo-Reinigung	Wasser sollte gesammelt und neutralisiert werden; weitere Behandlung ist meist erforderlich; dies kann z.B. in der REA-Abwasserbehandlungsanlage erfolgen; Ammoniakkonzentration kann durch Stripper gemindert werden; falls möglich sollte die Nasswäsche durch Trockenreinigung ersetzt werden	Verminderte wasserseitige Emissionen
Abwasser aus der Beizung des Kessels	Dieser Schritt wird nur einmal vor Inbetriebnahme des Kessels durchgeführt; die Abwässer müssen neutralisiert und sedimentiert werden und der resultierende Schlamm sollte entwässert und deponiert werden.	Verminderte wasserseitige Emissionen

Abwasserquelle	Auswahl- / Anwendungskriterium	Umweltnutzen
Abwasser von Gasturbinen- und Kesselwäsche	Behandlung (extern oder intern) ist wegen des Einsatzes von Waschmitteln erforderlich.	Verminderte wasserseitige Emissionen
Oberflächenablaufwasser	Falls möglich sollte es intern weiterverwendet werden.	Vermindertes Abwasseraufkommen

Tabelle 4-4: Grenz- und Messwerte für Schadstoffkonzentrationen im behandelten REA-Abwasser (bei der Angabe von Intervallen wurden die Werte von zwei Anlagen angegeben, sonst Einzelwert)

	Grenzwerte [mg/l]	Messwerte [mg/l]
CSB	150	28 - 57
Zink	1	0,01 - 0,09
Chrom	0,5	0,002
Cadmium	0,05	0,0001
Kupfer	0,5	0,006
Blei	0,1	0,0001
Nickel	0,5	0,09 - 0,028
abfiltrierbare Stoffe	30	7,3 - 16
Sulfat	2000	1565 - 2130
Sulfit	20	10
Fluorid	30	0,12 - 3,3
Quecksilber	0,05	0,00001 - 0,002
Sulfid	0,2	
Vanadium		0,03

4.3 Minderung und Vermeidung von Abfällen und Reststoffen

Neben den atmosphärischen Emissionen und dem Abwasseraufkommen bildet die Erzeugung von Abfällen und Reststoffen die dritte Art von emittierten Stoffströmen. Nennenswerte Mengen sind, wie schon in Abschnitt 3.6.4 erwähnt, nur für Kohle-, Biomasse-, und Schwerölfeuerungen zu erwarten. Aschen machen den größten Anteil an den Reststoffen aus. Der Aschenanteil im Brennstoff ist jedoch eine gegebene Größe und kann nur in geringem Umfang, wenn überhaupt, durch Brennstoffauswahl variiert werden. Eine Minderung des Aschenanteils ist somit nicht möglich. Ein umweltverträglicher Umgang mit Aschen besteht jedoch in einer weitest gehenden Nutzung, z.B. als Zementzuschlagstoff. Eine Deponierung sollte nur im Falle von fehlenden Alternativen durchgeführt werden. Es sollte dabei darauf geachtet werden, dass eventuell vorhandene Belastungen der Asche, z.B. mit Schwermetallen, nicht in den Boden oder in das Grundwasser ausgewaschen werden können. Genauere Ausführung zu diesem Thema finden sich vor allem in den Kapiteln zu Kohle und zu Biomasse.

An zweiter Stelle hinsichtlich des Reststoffaufkommens von (Kohle-)kraftwerken stehen die Produkte der Rauchgasentschwefelung. Auch hier ist eine Reduzierung nicht möglich, wenn

die Schwefeldioxid-Abscheideleistung beibehalten werden soll. Es sollte daher das wesentliche Bemühen darin bestehen, möglichst hochwertige Reststoffe zu erzeugen, um eine Deponierung zu vermeiden. Hierzu sind ebenfalls ausführlichere Erläuterungen in Kapitel 5 zu finden.

4.4 Minderung von Lärmemissionen

Die Quellen von Lärm lassen sich folgendermaßen einordnen: Maschinen – v.a. durch Rotation (Turbinen, Sauglüfter, Ventilatoren), Lärm von Röhren und Kanälen, Transformatoren und Kühltürme. Je nachdem, wie der Schall sich ausbreitet, ergeben sich unterschiedliche Minderungsmöglichkeiten für die Schallemissionen:

„Primärmaßnahmen“: Als solche können all die Maßnahmen bezeichnet werden, welche darauf abzielen, die Erzeugung von Schall zu unterbinden oder zu reduzieren, zum Beispiel:

- Durch die Minimierung von Unwuchten oder Achsen-Exzentrizitäten können die Lärmemissionen von rotierenden Anlagenteilen (Turbinen, Generatoren, Ventilatoren, Saugzüge) reduziert werden.
- Die Lärmemissionen von flüssigkeitsführenden Rohren können durch ein gleichförmiges Fließen, ohne abrupte Änderungen der Rohrgeometrie niedrig gehalten werden.

In den meisten Fällen muss jedoch mit Hilfe von sekundären Maßnahmen eine Reduzierung der aus der Gesamtanlage austretenden Schallwellen realisiert werden. Diese Verfahren können folgendermaßen unterteilt werden:

- Einhausung bzw. Umhüllung von Schallquellen mit schalldämpfenden Materialien;
- Akustische Isolierung der Kraftwerkshallen: Verwendung von schalldämpfenden Materialien und Schließen von Öffnungen und akustischen Brücken (z.B. Ansaugöffnungen, Ventilatoröffnungen, Fenster, Tore, etc.);
- Erhöhung des Abstands zwischen der Schallquelle und dem Empfänger. Dies ist bei der Planung von Wohngebieten in der Nähe von Kraftwerken von Bedeutung;
- Verwendung von Schalldämpfern, üblicherweise an Rohren und Kanälen;
- Lagerung von rotierenden Maschinen auf vibrationsgedämpften Fundamenten um die Ausbreitung von Körperschall zu unterbinden;
- Die Realisierung von flexiblen Verbindungen zwischen Rohren oder Kanälen unterbindet die Ausbreitung von Körperschall;
- Zum Schutz der Mitarbeiter werden Gehörschützer eingesetzt.

Die Grenzwerte bezüglich des emittierten Schalleistungspegels sind in Deutschland abhängig von der am „maßgeblichen Immissionsort“ (Definition: siehe TA Lärm) erzeugten

Schallbelastung und der Einordnung des Immissionsortes in gewisse „Ruheklassen“. So sind für reine Wohngebiete niedrigere Immissionswerte zulässig als für Mischgebiete, reine Gewerbegebiete oder Industriegebiete.

Allgemeine quantitative Aussagen hinsichtlich der Schallemissionen aus Kraftwerken lassen sich nur schwer machen. Um die möglichen Schwankungsbreiten zu demonstrieren sind in Tabelle 4-5 und Tabelle 4-6 die Schalleistungspegel verschiedener Einzelanlagen, z.T. auch die Gesamtabstrahlung von unterschiedlichen Kraftwerken zusammengetragen. Die Basis hierfür bildet eine Befragung unter Kraftwerksbetreibern.

Tabelle 4-5: Schallleistungspegel der Anlagenkomponenten verschiedener Kraftwerke

Technologie	Staubfeuerung/Asche trocken		GuD mit Zusatzfeuerung		Staubfeuerung		GuD ohne Zusatzfeuerung		Staubfeuerung		HKW, Kessel- und Gas-turbinenanlage					
Hauptbrennstoffe	Steinkohle		Erdgas		Braunkohle		Erdgas		Braunkohle		Erdgas					
Inbetriebnahme	1983 mit einer REA-Straße		1994... 1996		1981 -1989		2003		1998		1997					
Feuerungswärmeleistung [MW]	1840		436		8200		2100		3740		240					
Schallquelle		L _A dB(A)	Schallquelle		L _A dB(A)	Schallquelle		L _A dB(A)	Schall- quelle		L _A dB(A)	Schall- quelle		L _A dB(A)		
Frishlüfter (ohne Schallschutz)		134	AHK-Halle		81	gesamt, allseitige Abstrahlung		128	Abhitzekessel		85	allseitige Abstrahlung		126	gesamt 95,6	
Maschinenhausfassade		96	Ansaugöffnungen Verdichter		96	REA, allseitige Abstrahlung		120	Gasturbine (Luftansaugung, Abgaskamin)		95	immisions-wirkam		113		
Maschinentrafo (ohne Schallschutz)		106	DT Halle		82				Maschinenhalle		88					
			GT-Halle		89				Speisewasserpumpe		111					

Tabelle 4-6: Schalleistungspegel der Anlagenkomponenten verschiedener Kraftwerke
(Fortsetzung)

Technologie	Staubfeuerung		HKW, Kessel- und Gasturbinenanlage (GuD)		zirkulierende WSF		HKW, GuD, Kohle und Erdgas	
Hauptbrennstoffe	Braunkohle		Erdgas		Braunkohle		Steinkohle, Erdgas	
Inbetriebnahme	Mai 2000		1995		1994		1997	
Feuerungswärmeleistung_MW	4800		640		119		700 im Verbund, (750 solo)	
	Schallquelle	L _A dB(A)	Schallquelle	L _A dB(A)	Schallquelle	L _A dB(A)	Schallquelle	L _A dB(A)
	allseitige Abstrahlung	122	Zuluftöffnung I	80	Dachentlüftung	90	Maschinenhaus, Transformator	88
	immisionswirksam	114	3 Dachventilatoren über GT-Halle	94	Kühlturm	100	Speiswasserpumpe, Transformatoren	87
			3 GT/AHK-Kamine	95	Luftansaugung	91,5	Kühlturm Mündung	96
			3 GT-Ansaugöffnungen	81	Saugzugventilator	102	Kühlturm Trockenteil	89
			3 Lüftungsöffnungen der Rückkühlanlagen der Gasturbinen:	88	Schornstein	82	Kühlturm Nassteil	94
			3 Trafos	75			Gasturbine-Ansaugöffnung	87
			5 Dachventilatoren über Abhitzeesselhalle	79			Gasturbine Abgaskamin mit Abhitzeesselbetrieb	93
			Lüftungsöffnung DT - Maschinenhaus	80			Gasturbine Abgaskamin im Bypassbetrieb	93
			Nordtor GT-Raum	81			Rauchgaskamin Mündung	96,5
			Schallpegel-Immissionsanteil der GT-Anlage am Immissionsort	35,4				
			Südtor GT - Raum	82				
			Zuluftöffnung II	78				

4.5 Effizienzsteigerung durch Kraft-Wärme-Kopplung

Der Grundgedanke der Kraft-Wärme-Kopplung ist, die bei der thermischen Stromerzeugung anfallende Abwärme für Heizzwecke oder industrielle Prozesse zu verwenden. Der Koppelprozess produziert die beiden Endenergien Arbeit und Wärme. Bei der Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung müssen beide die Bilanzgrenze Kraftwerk überschreiten, dürfen nicht in denselben oder einen anderen Kraftwerksprozess zurückgeführt oder überführt werden, sondern bedienen vom Kraftwerksprozess unabhängige Prozesse in Energieanwendungssektoren [AGFW 2001]. Prozesse der internen Wärmeverschiebung, wie z.B. Dampfkraftprozesse mit regenerativer Speisewasservorwärmung, zählen nicht zur Kraft-Wärme-Kopplung.

Die Anwendung von Kraft-Wärme-Kopplung sollte für jedes Kraftwerk geprüft werden. Die Grundvoraussetzung für einen sinnvollen Einsatz ist der lokale Bedarf an Wärme, der die Leistung einer KWK-Anlage bestimmt. Von der IVU-Richtlinie sind allein Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 50 MW_{th} betroffen, die i.A. größere Fernwärmenetze versorgen. Die dezentrale Wärmeversorgung mit Anlagen kleiner Leistung bietet den Vorteil kürzerer Übertagungswege. Da die Wärmenachfrage oft sehr starken Schwankungen unterliegt, sollte die KWK-Anlage möglichst flexibel „reagieren“ können, d.h. das Verhältnis zwischen Strom- und Wärmeleistung sollte in einem möglichst großen Intervall wählbar sein und für geringe Wärmeleistungen sollte die Anlage einen hohen elektrischen Wirkungsgrad erreichen. Als Beispieltechnik, welche diese Eigenschaften besitzt, kann der Verbundbetrieb einer Gasturbine mit einem Kohleblock angesehen werden.

Für gewisse Anwendungen in der Industrie kann von konstanter Wärme- und Stromnachfrage ausgegangen werden, so dass die Anlage für dieses Nachfrageprofil optimiert werden kann.

Der Brennstoffnutzungsgrad hängt im Einzelfall stark von den Zeitverläufen der Wärmenachfrage ab, wodurch auch die Auswahl der besten Technik für den Einzelfall erfolgen muss. Vor allem für Biomassekraftwerke spielt die Nutzung der Wärme eine entscheidende Rolle, da der elektrische Wirkungsgrad dort vergleichsweise gering ist (meist kleiner 25 %) und nur durch die Wärmenutzung ein hoher Brennstoffnutzungsgrad erreicht werden kann.

4.6 Kosten von Minderungsmaßnahmen

Zu den Kosten von Minderungsmaßnahmen liegen fast ausschließlich Informationen bezüglich der Reduzierung atmosphärischer Emissionen vor, die für Großfeuerungen auch die größte Bedeutung haben. Soweit Kosten für die Entsorgung von Reststoffen aus der Rauchgasreinigung anfallen, werden diese in den Betriebskosten berücksichtigt. Die Anteile der Betriebskosten einzelner Anlagenkomponenten an den Gesamtkosten der Stromerzeugung in US-amerikanischen Kraftwerken gibt [ZHANGFA 2001] wie folgt an:

- Kessel/Turbine/Generator 78 %
- Rauchgasentschwefelung 10 %
- SCR-Anlage zur Stickoxidminderung 6 %
- Staubabscheidung (Elektroabscheider) 2 %
- Abwasserreinigung 4 %

Im Folgenden werden zunächst allgemein die zu berücksichtigenden Parameter der Kosten von Minderungsmaßnahmen erläutert. Die Kosten der wichtigsten Minderungsmaßnahmen für die Schadstoffe Staub, Schwefeldioxid und Stickoxiden werden im Anschluss daran konkretisiert.

4.6.1 Zur Methodik der Kostenberechnung

Allgemein ergeben sich die Kosten von Umweltschutzmaßnahmen laut [VDI 3800] gemäß folgender Beziehung:

$$K = \underbrace{\sum_j a_j (I + \Delta I_j)}_{\text{investitions- abhängige Kostenarten}} + \underbrace{\sum_i m_i p_i}_{\text{betriebsmittelverbrauchs- abhängige Kostenarten}} + A \cdot p + S + F - E; \quad (1)$$

Hierin bedeuten:

Formelzeichen	Einheit	Bedeutung
K	€/a	Jährliche Kosten
I	€	Investitionen
a_j	%/a bzw. 1/a	Prozentsatz für die Ermittlung der investitionsabhängigen Kosten
$\sum_j a_j (I + \Delta I_j)$	€/a	Investitionsabhängige Kostenarten
$\sum_i m_i p_i$	€/a	Betriebsmittelverbrauchsabhängige Kostenarten
ΔI_j	€	Hinzurechnungen und/oder Kürzungen der Investition I bei der Bestimmung der Kostenart j. (Zum Beispiel sind bei der Bestimmung der Abschreibungen die Investitionen um Grundstücksanteile zu kürzen)
m_i	ME/a	Technische Verbrauchsmenge der Sorte i in Mengeneinheiten ME pro Jahr (z.B. m ³ Zusatzwasser pro Jahr)
p_i	€/ME	Zur Verbrauchsmenge i gehörender Verrechnungspreis
A	Beschäftigte	Personalbedarf
p	€/a	Personalkosten

Sonstige Kostenarten:

S	€/a	In den übrigen Termen nicht erfassbare Kosten, deren anderweitige Zuordnung nicht sinnvoll bzw. nicht üblich ist, z.B. Gemeinkosten(-Anteile), Kosten für mess- und sicherheitstechnische Überwachungen usw.)
F	€/a	Folgekosten ¹
E	€/a	Mögliche Erlöse (Gutschriften) für Produkte der Umweltschutzanlage

Nicht in die Kosten der Minderungsmaßnahmen einberechnet werden Kosten für Maßnahmen des Arbeitsschutzes, externe Kosten und finanzielle Förderungsmaßnahmen.

Für die Angaben der Kosten einzelner Minderungsmaßnahmen ergeben sich weiterhin grundsätzliche Probleme. So kann bei prozessintegrierten Maßnahmen gleichzeitig mit der Emissionsminderung eine Optimierung und damit Effizienzsteigerung des Verfahrens erreicht werden. Hier stellt sich die Frage, welcher Anteil der Kosten für die Emissionsminderung angesetzt werden kann. Ebenso besteht ein Zuordnungsproblem bei der Aufteilung der Kosten pro geminderter Schadstoffmenge für Verfahren, bei denen simultan zwei oder mehrere Schadstoffe gemindert werden. Bei der Kombination mehrerer Maßnahmen zur Minderung eines Schadstoffes können darüber hinaus Interdependenzen auftreten, so dass die Kosten nicht der Summe der Einzelmaßnahmen entsprechen.

Zu beachten ist zudem, dass die Investitionen bei nachträglichem Einbau um etwa 30 % höher liegen als bei der Planung von Minderungsmaßnahmen beim Neubau der Anlagen und auch z.B. die Folgekosten deutlich höher ausfallen.

4.6.2 Kosten der Minderungsverfahren für Luftschadstoffe

4.6.2.1 Staub

Im Folgenden werden Investitionen und Kosten der hauptsächlich verwendeten Staubabscheideverfahren Gewebefilter und Elektroabscheider kurz erläutert.

¹ Bau und Betrieb einer Umweltschutzanlage können (besonders bei Nachrüstungen) zu Änderungen der dem Produktionsprozess unmittelbar zuzurechnenden Investitionen und/oder Kosten führen, z.B. auch zu Änderungen von produzierter Menge und erzielbarem Verkaufspreis etwa wegen geringerer Verfügbarkeit der Anlagen, Änderung der Produkteigenschaften etc. Dadurch verursachte Kosten bzw. Ertragsänderungen sind, sofern ausreichend bestimmbar, den Kosten für den Umweltschutz zuzurechnen [VDI 3800]

Gewebefilter

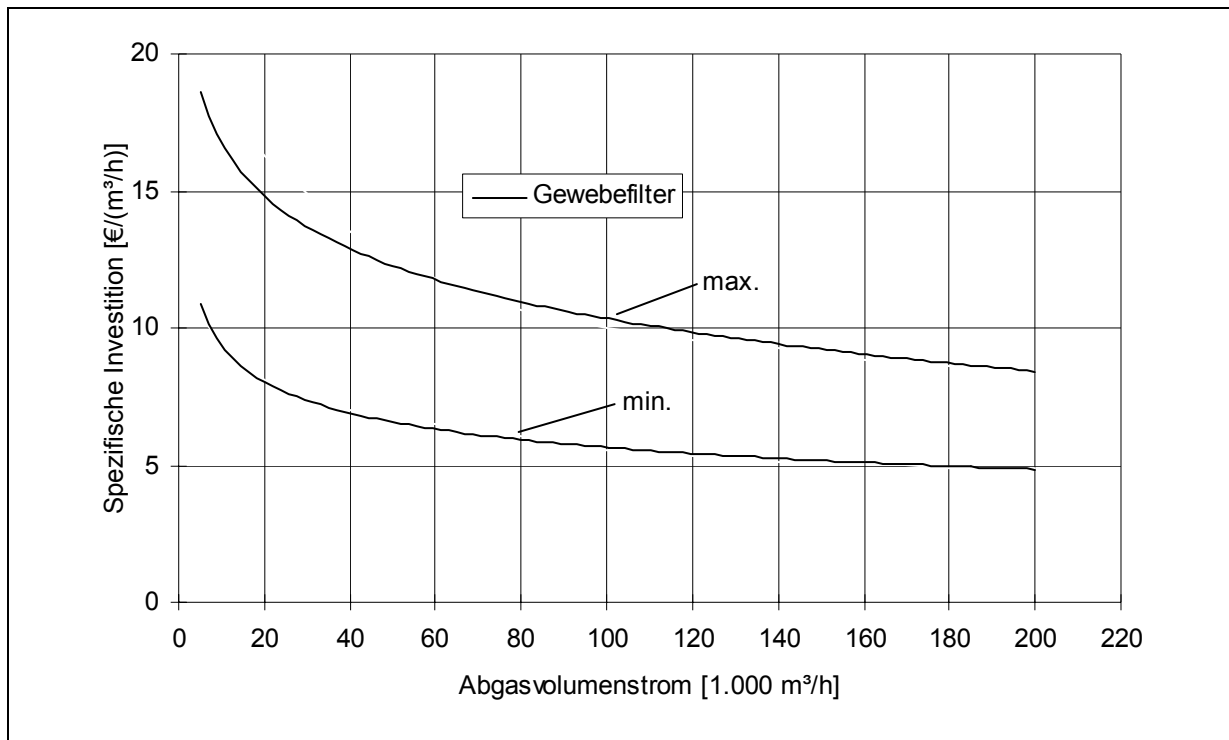


Abbildung 4-3: Spezifische Investition für Gewebefilter [Hersteller- bzw. Anbieterangaben], [MÜLLER 1995]

Hauptparameter der Investition für Gewebefilter sind die benötigte Filterfläche und die Qualität des Filtermediums. Die Filterfläche wiederum wird durch die Filterflächenbelastung und den Nenngasvolumenstrom bestimmt. Da die Filterflächenbelastung in engen Grenzen schwankt, kann der Investitionsaufwand in Abhängigkeit vom Gasvolumenstrom angegeben werden. In der Regel hat der angestrebte Reingasstaubgehalt nur einen geringen Einfluss auf die Investition. Die im Folgenden angegebenen Investitionen und Kosten beziehen sich auf Druckstoßfilter und Direktimpulsfilter. Der Investitionsaufwand für Rückspülfilter ist in der Regel etwas geringer, während sich laut Hersteller- bzw. Anbieterangaben die Betriebskosten bei allen Typen auf dem gleichen Niveau bewegen.

Die in Abbildung 4-3 dargestellten spezifischen Investitionen können lediglich als grobe Richtwerte angesehen werden und beinhalten die gesamte Filteranlage von Flansch zu Flansch einschließlich Fracht, Montage und Inbetriebnahme. Die obere Grenze der spezifischen Investition bezieht sich auf Anwendungen in der Energieversorgung und Abfallverbrennung, während die untere Grenze als charakteristisch für industrielle Anwendungen angesehen werden kann. Weiterhin ist die weite Spanne der spezifischen Investition auf die große Vielfalt der Abgaseigenschaften und die daraus resultierende große Vielfalt von Filtermedien zurückzuführen. Die die erforderliche Qualität des Filtermediums bestimmenden Abgaseigenschaften sind die Abgastemperatur, die Staubbeschaffenheit (Form, Klebeneigung, Abrasionsverhalten etc.) sowie die chemische Zusammensetzung des Abgases. Die Tabelle

4-7 gibt relative spezifische Richtpreise für konfektionierte Filtermedien auf der Basis von Polyester-Nadelfilz, für das von einem Richtpreis von 8,2 bis 14 €/m² (Bezugsjahr 1991) ausgegangen wird.

Tabelle 4-7: Relative spezifische Richtpreise für verschiedene Filtermedien (Basis: Polyester-Nadelfilz) [MÜLLER 1995], [UMBW 1991]

Filtermedium	Abkürzung (Markenname)	Relativer spezifischer Preis bezogen auf PE	
		ohne Oberflächenaus- rüstung	mit Oberflächenaus- rüstung
Polyester	PE	1,0	-
Polypropylen	PP	0,95	1,1
Polyacrylnitril	PAN (Dralon T)	1,25	1,5
Aramid	AR (Nomex)	2,3	3,25
Polyphenylensulfid	PPS (Ryton)	2,9	3,6
Polyphenylensulfid auf PTFE-Gewebe	PPS/PTFE	4,85	7
Polyimid	PI	3,7	4,75
Polytetrafluorethylen	PTFE (Teflon)	7,3	11,25
Glasfaser		1,25	2,6

Die Betriebskosten von Gewebefiltern beinhalten den Energiebedarf (verursacht durch Druckverlust, Aufheizung und Abreinigung), Reparatur und Instandhaltung (einschließlich Filterelementwechsel), Additive (nicht in jedem Fall erforderlich), Entsorgung des Filterstaubs (nicht in jedem Fall erforderlich) und Personal (nicht in jedem Fall erforderlich). Die Tabelle 4-8 enthält Richtwerte für den Energiebedarf, für den Aufwand für Ersatz- und Verschleißteile sowie für den Druckluftbedarf von Gewebefiltern.

Tabelle 4-8: Energiebedarf, Aufwendungen für Ersatz- und Verschleißteile und Druckluftbedarf von Gewebefiltern [UMBW 1988], [REIMANN 1990].

Energiebedarf (gesamt) [kWh/1.000 m ³]	Ersatz- und Verschleißteile [€ pro Jahr und 1.000 m ³ /h] (1990)	Druckluftverbrauch für 1.000 m ³ /h (Druckstoß- oder Direkt- impulsabreinigung)
0,4 - 0,7	51 - 102	3 - 7 Nm ³ /h (3 - 6 bar)

In der Regel sind die spezifischen Betriebskosten für Gewebefilter geringer als die spezifischen investitionsabhängigen Kosten. Wie auch auf die Höhe der Investition hat der angestrebte Reingasstaubgehalt auf die Betriebskosten nur einen geringen Einfluss [DAVIDS 1986]. Da nicht alle kostenverursachenden Parameter in jedem Fall auftreten, können die

Betriebskosten je nach Anwendung stark schwanken. Eine beträchtliche Kostenzunahme tritt insbesondere ein, falls eine Entsorgung des Filterstaubs auf Deponien erforderlich ist. Typische Werte für die Betriebskosten von Gewebefiltern liegen zwischen 0,1 und 0,3 €/1.000 m³ Abgas. Die höheren Werte treten bei einer Filterstaubdeponierung auf [UMBW 1988], [REIMANN 1990], [RENTZ 1996B].

Elektroabscheider

Hauptinflussgrößen auf die Investition für Elektroabscheider sind der Nennabgasvolumenstrom und die Abscheidefläche. Die Abscheidefläche wird durch den geforderten Reingasstaubgehalt bestimmt. In der Regel wird eine größere Abscheidefläche durch Erhöhung der Anzahl der elektrischen Felder zur Verfügung gestellt.

Die folgenden Angaben zu Investitionen gelten für Elektroabscheider aus Normalstahl. Jene für Heißgaselektroabscheider aus Spezialstahl sind wesentlich höher. Die Investition für Nasselektroabscheider liegt etwa im Bereich derjenigen für Trockenelektroabscheider aus Normalstahl, beim Einsatz von speziellen Werkstoffen sind jedoch auch deutlich höhere Investitionen möglich. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Nasselektroabscheider in der Regel mit nicht mehr als zwei elektrischen Feldern ausgestattet sind.

Die in Abbildung 4-4 dargestellten spezifischen Investitionen für zwei- und dreifeldrige Elektroabscheider umfassen die gesamte Elektroabscheideranlage von Flansch zu Flansch einschließlich Fracht, Montage und Inbetriebnahme. Die angegebenen spezifischen Investitionen können lediglich als grobe Richtwerte angesehen werden. Elektroabscheider zeigen im Vergleich zu Gewebefiltern eine stärkere Degression der spezifischen Investition bei zunehmendem Rauchgasvolumenstrom.

US-amerikanische Quellen schätzen die spezifische Investition für die Neuinstallation eines Elektroabscheiders bei Kraftwerken auf 40-60 \$/kW_{el}. Ein Bezug zu Anlagengröße oder Volumenstrom wird dabei nicht hergestellt. Planungen für ein Kraftwerk in China mit einer Leistung von 300 MW_{el} gehen bei einem angestrebten Reingasstaubgehalt von 200 mg/m³ von einer spezifischen Investition von 21-26 \$/kW_{el}, bei einem Niveau von 50 mg/m³ von 29-33 \$/kW_{el} aus [ZHANGFA 2001].

Die Betriebskosten von Elektroabscheidern werden im Wesentlichen durch den Energieverbrauch, der hauptsächlich auf die Hochspannungsversorgung sowie auf den Druckverlust und auf die elektrische Beheizung zurückzuführen ist, bestimmt. Zusätzliches Personal und eine Entsorgung des abgeschiedenen Staubes ist nicht in jedem Fall erforderlich. In der Regel sind die spezifischen Betriebskosten für Elektroabscheider geringer als die spezifischen investitionsabhängigen Kosten [DAVIDS 1986]. Tabelle 4-9 enthält Richtwerte für den Energiebedarf, Aufwendungen für Ersatz- und Verschleißteile und den Betriebsmittelverbrauch von Elektroabscheidern. In den letzten Jahren war es insbesondere durch eine verbesserte Regelungstechnik und die Pulstechnologie möglich den Energiebedarf von Elektroabscheidern wesentlich zu senken. Frühere Energiebedarfswerte lagen bei bis zu 2,5 kWh/1.000 m³ Abgas [DAVIDS 1986].

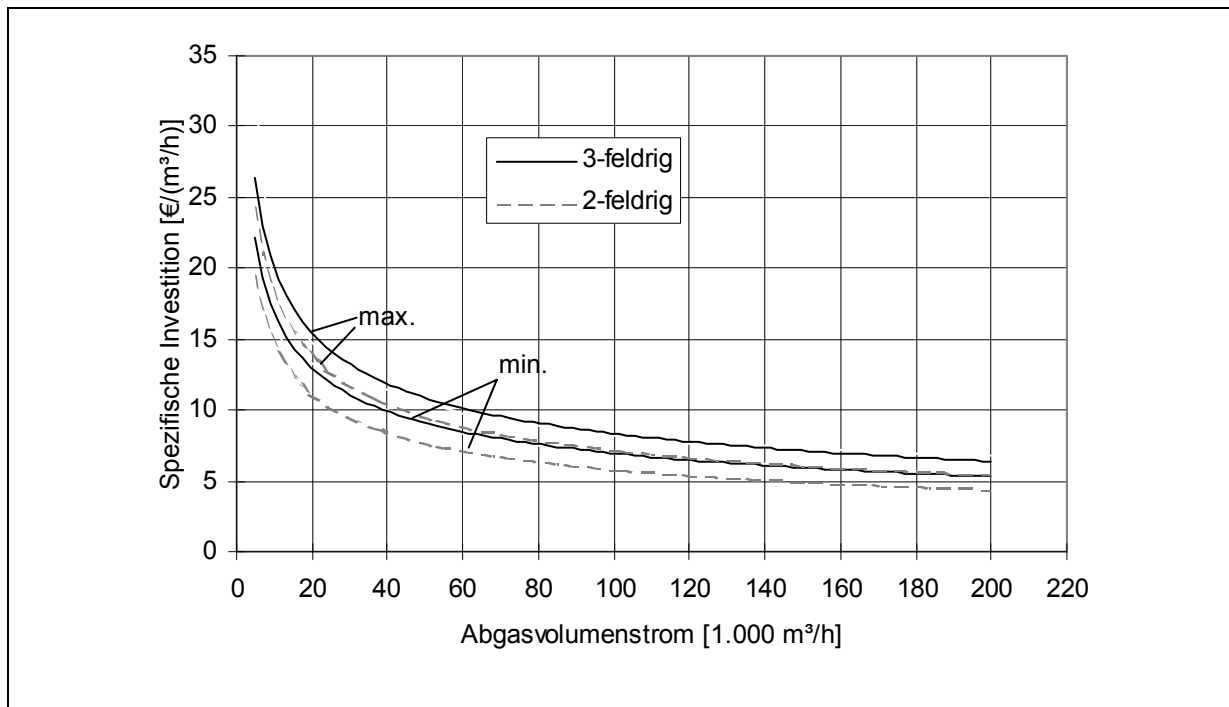


Abbildung 4-4: Spezifische Investition für Elektroabscheider [Hersteller- bzw. Anbieterangaben nach RENTZ 1996B]

Tabelle 4-9: Energiebedarf, Aufwendungen für Ersatz- und Verschleißteile und Betriebsmittelverbrauch für Elektroabscheider [REIMANN 1990] [RENTZ 1996B]

Elektroabscheider	Energiebedarf [kWh/1.000 m ³]	Ersatz- und Verschleißteile [€ pro Jahr und 1.000 m ³ /h] (1990)	Betriebsmittelverbrauch für 1.000 m ³ /h
trocken	0,1 - 0,6	5 - 26	-
nass	0,1 - 0,6	5 - 26	Spülwasser 100 - 200 Liter/h

Wie auch für Gewebefilter sind die Betriebskosten von Elektroabscheidern stark vom Einzelfall abhängig, beispielsweise von der Notwendigkeit der Entsorgung des abgeschiedenen Staubes. In der Regel sind die Betriebskosten von Elektroabscheidern etwas geringer als von Gewebefiltern [JAVAD 1991]. Charakteristische Werte liegen zwischen 0,05 und 0,26 €/1.000 m³ Abgas. Da geringere Reingasstaubgehalte eine Erhöhung der Anzahl der elektrischen Felder erfordern, beeinflusst der Reingasstaubgehalt die Höhe der Betriebskosten. Daraus resultiert, dass im Vergleich zu Gewebefiltern die Betriebskosten eine größere Schwankungsbreite zeigen und für 4- und 5-feldrige Elektroabscheider und Gewebefilter bei gleichem Anwendungsgebiet die Betriebskosten in etwa einander entsprechen können, während die Betriebskosten für einen 2-feldrigen Elektroabscheider bei dann allerdings

höherem Reingasstaubgehalt deutlich darunter liegen [RENTZ 1996B], [MÜLLER 1995], [UMBW 1991].

4.6.2.2 Schwefeldioxid

Im Folgenden werden spezifische Investitionen und spezifische Kosten für die am häufigsten verwendeten Verfahren erläutert.

Kalksteinwäsche

Hauptinflussparameter für die Investitionen von Kalksteinwäschern sind der Abgasvolumenstrom und Prozessparameter wie die Leistung des Dampferzeugers und Brennstoffeigenschaften, vor allem der Schwefelgehalt des Brennstoffs. Die große Bandbreite der spezifischen Investitionen dieses Verfahrens rührt daher, dass z.T. noch zusätzliche Anlagenteile für Entwässerung des Nebenproduktes Gips bzw. Abwasserbehandlungsanlagen nötig sind und viele verschiedene Prozessvarianten existieren. Im Vergleich zu Neuanlagen liegen die Investitionen bei der Nachrüstung um etwa 16 % höher.

Die Betriebskosten werden im Wesentlichen von der Betriebsstundenzahl, der Masse an Schwefeldioxid, die aus dem Rauchgas entfernt werden muss, und dem Abgasvolumenstrom beeinflusst [RENTZ 1996A].

In Abbildung 4-5 und Abbildung 4-6 sind die spezifischen Investitionen und die spezifischen Kosten in Abhängigkeit von der installierten Leistung und der Betriebsstundenzahl skizziert. Die damit umrissene Größenordnung der spezifischen Investition stimmt mit Angaben aus US-amerikanischen Quellen überein, die von 100-125 \$/kW_{el} ausgehen [ZHANGFA 2001].

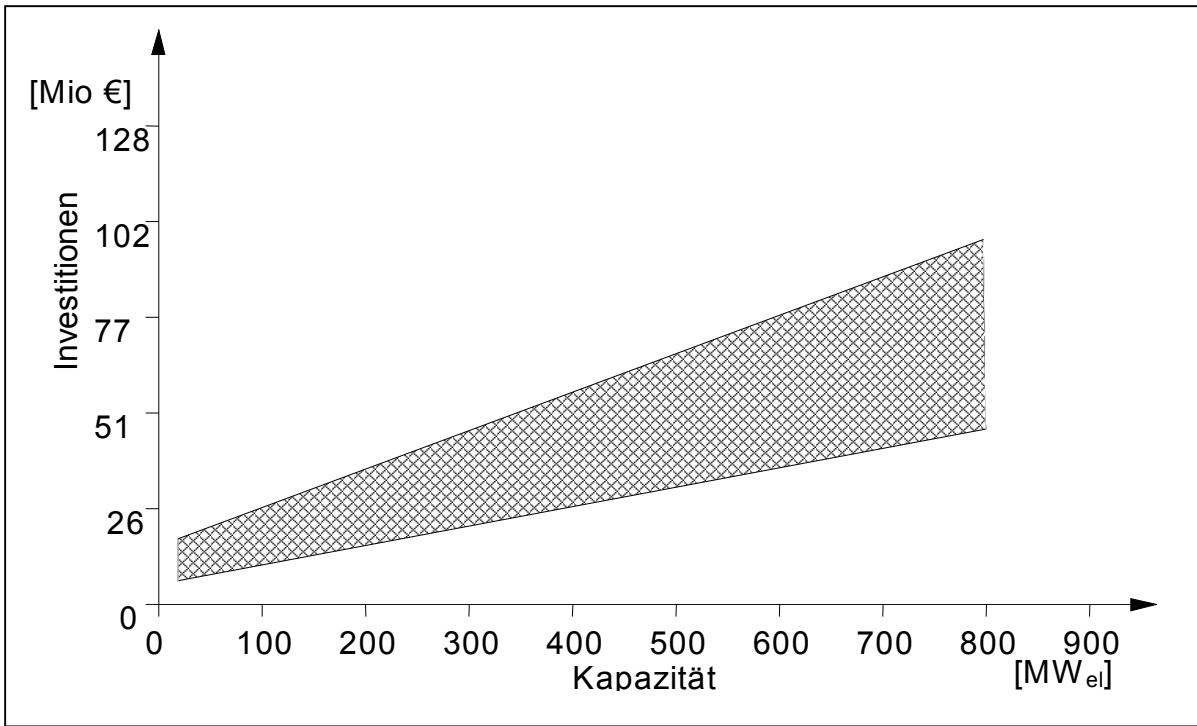


Abbildung 4-5: Investition für das Kalk-/ Kalksteinwaschverfahren [RENTZ 1990], [UCPTE 1988]

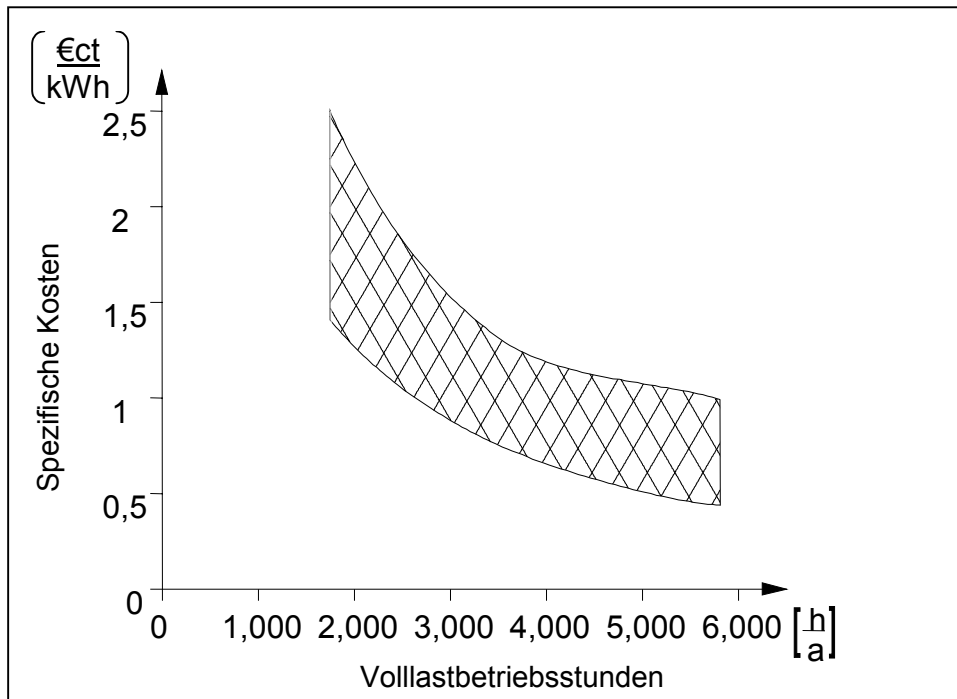


Abbildung 4-6: Jährliche Kosten des Kalk-/ Kalksteinwaschverfahrens [CEC 1996]

Sprühabsorptionsverfahren (SAV)

Die Investition für das SAV-Verfahren wird hauptsächlich von der Nennkapazität beeinflusst, zusätzlich spielen die Verfahrensvariante, Rauchgaszuführung und Suspensionsaufgabe eine

Rolle. Unterschiedliche Verfahrensauslegungen wie z. B. die unterschiedliche Auswahl des Hauptabscheiders können zu einer weiten Bandbreite der Investition führen.

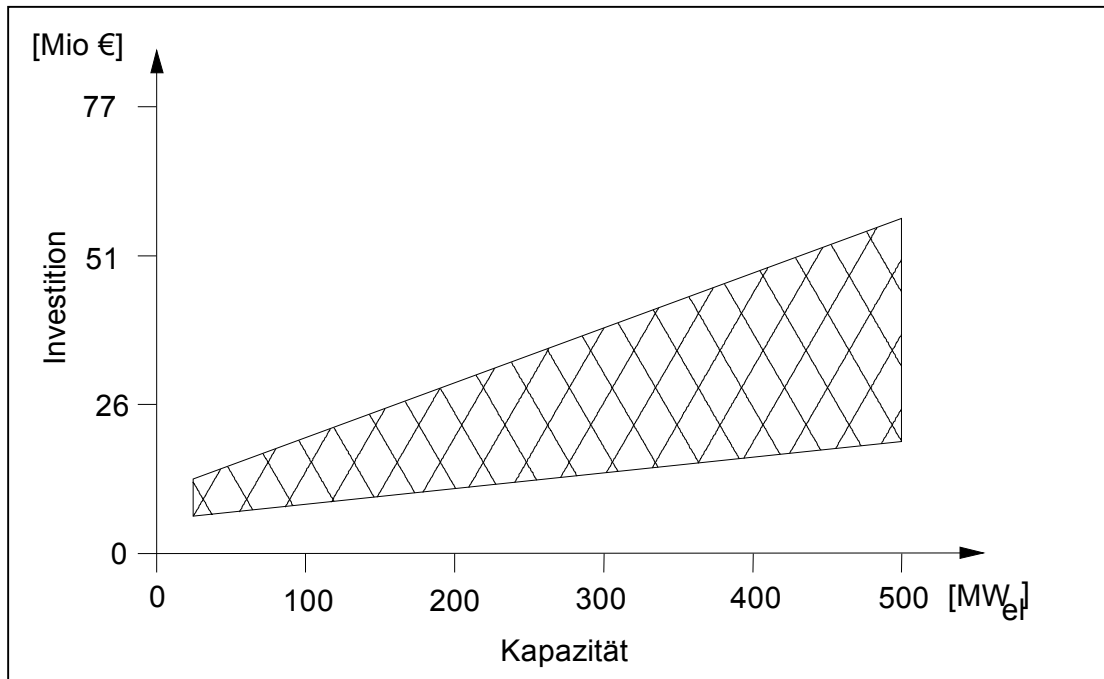


Abbildung 4-7: Investition für das Sprühabsorptionsverfahren [BAUMÜLLER 1987], [RENTZ 1990]

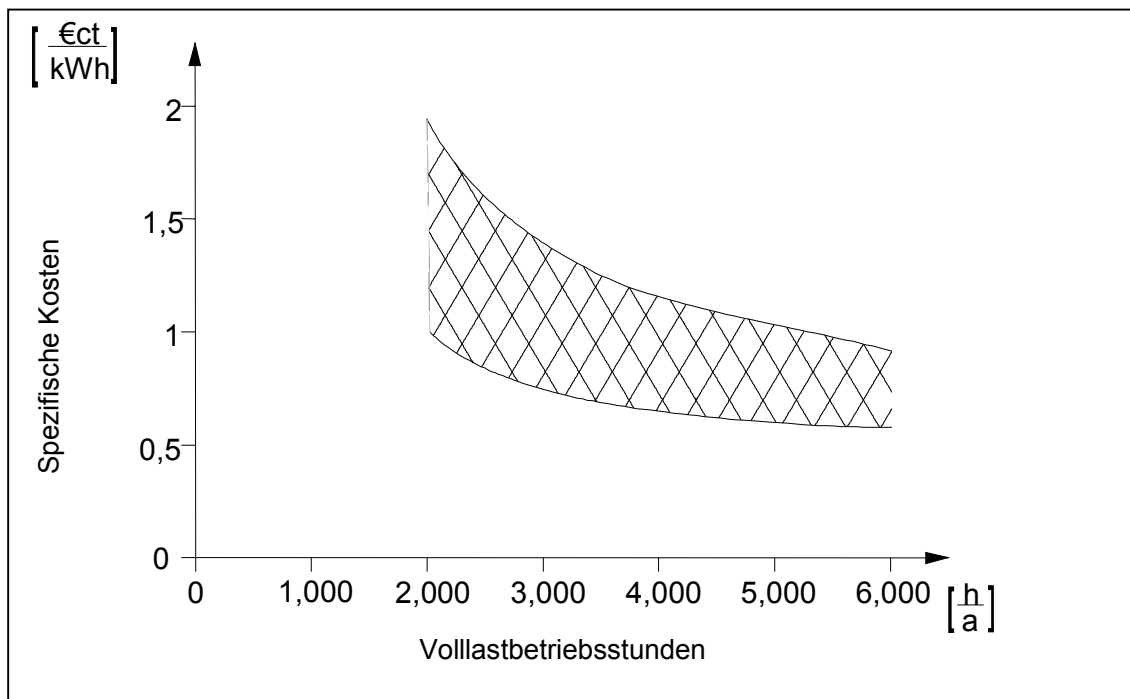


Abbildung 4-8: Jährliche Kosten für das Sprühabsorptionsverfahren [BREIHOFFER 1991]

Auch hier hängen die insgesamt anfallenden Kosten von den jährlichen Vollastbetriebsstunden, der SO₂-Konzentration im Rohgas und der gewählten Verfahrensvariante ab. Zusätzlich sind hier noch Kosten der notwendigen Reststoffaufbereitung zu berücksichtigen. Der Zusammenhang zwischen spezifischen Investitionen bzw. Gesamtkosten und der installierten Leistung bzw. Betriebsstundenzahl ist in Abbildung 4-7 und Abbildung 4-8 dargestellt.

Sorptionsverfahren

Die Investition für ein Sorptionsverfahren beinhaltet die Investition für das Dosierungs- und Aufgabesystem, für Rauchgaskanäle und Gebläse (evtl. mit einem verbesserten Korrosionsschutz), den Staubabscheider, die Reststoffverarbeitung (Fördersysteme, Zwischenlager, etc.) sowie optional für die Wassereindüsung und die Reststoffrezirkulation. In [ZHANGFA 2001] beläuft sich die Schätzung für die spezifische Investition auf einen Bereich von 70-120 \$/kW_{el} (ohne Bezugnahme auf die Anlagengröße). Gegenüber dem Kalksteinwaschverfahren beträgt die Investition nur etwa ein fünftel. Die Betriebskosten liegen jedoch erheblich höher [ZHANGFA 2001]. Die Betriebskosten bei Großkraftwerken mit großen Rauchgasvolumenströmen setzen sich aus den Kosten für das Sorbens (bis zu 50 % der Betriebskosten) und den Deponiekosten (bis zu 40 % der Betriebskosten) zusammen. Der Zusammenhang zwischen spezifischen Investitionen bzw. Kosten und der installierten Leistung bzw. Betriebsstundenzahl ist in Abbildung 4-9 und Abbildung 4-10 dargestellt.

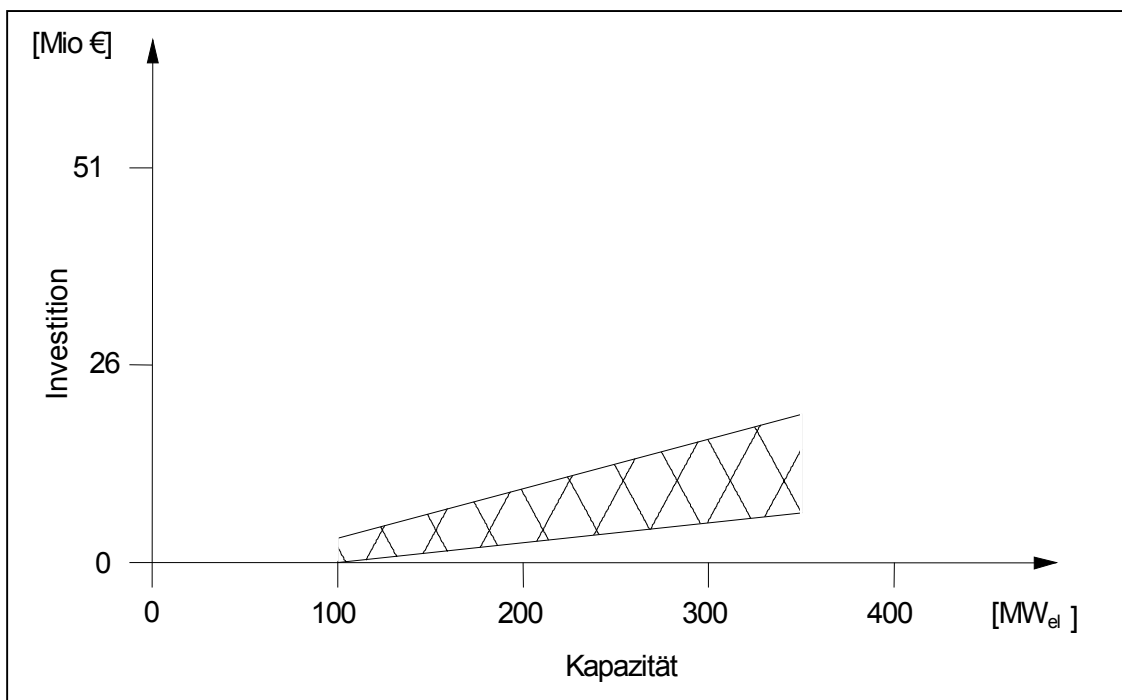


Abbildung 4-9: Investition für das Trockenadditivverfahren in Kraftwerken Investition für das Trockenadditivverfahren in Kraftwerken [UCPTE 1988]

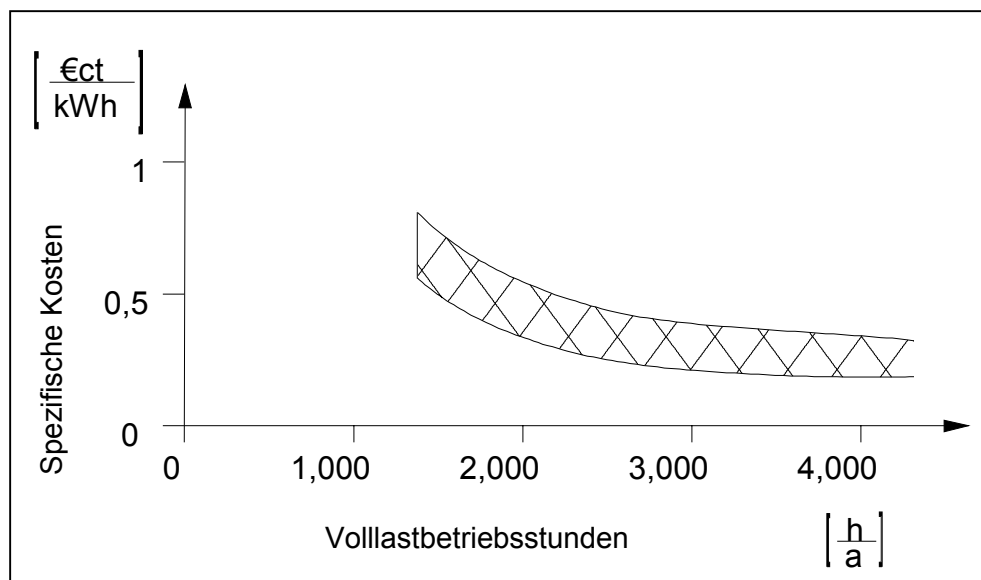


Abbildung 4-10: Jährliche Kosten für das Trockenadditivverfahren

Wellmann-Lord-Verfahren

Die Investition für das Wellman-Lord-Verfahren wird in erster Linie durch den Rauchgasvolumenstrom und die Qualität und Zusammensetzung des Brennstoffs bestimmt. Im Durchschnitt ist die Investition für ein regeneratives Entschwefelungsverfahren höher als für ein nicht-regeneratives Verfahren. Dieser Effekt erklärt sich durch die notwendige Regenerations-einheit. Schätzungen geben einen 20 % bis 30 % höheren Wert im Vergleich zur Kalksteinwäsche an [CEC 1996].

Die jährlichen Gesamtkosten des Wellman-Lord-Verfahrens hängen von den jährlichen Volllastbetriebsstunden, von Qualität und Zusammensetzung des Brennstoffs und auch von anlagenspezifischen Randbedingungen ab.

4.6.2.3 Stickoxide

Im Folgenden werden die Kosten der wichtigsten Emissionsminderungsmaßnahmen für Stickoxide betrachtet. Bei der Erfassung von Kosten für Primärmaßnahmen, wie sie zur Stickoxidminderung häufig angewandt werden, treten oft folgende Probleme auf:

- es gibt eine große Bandbreite angewandter Techniken,
- viele Maßnahmen sind bei Neuanlagen bereits als Standard installiert, wodurch die Abgrenzung zur reinen Umweltschutzmaßnahme schwierig ist,
- Primärmaßnahmen werden meist in Kombination mit Sekundärmaßnahmen angewandt, was es erschwert, den Minderungseffekt der einzelnen Maßnahme zu bestimmen,
- Maßnahmen werden oft primär aus anderen Gründen, z.B. Optimierung, Steigerung des Wirkungsgrads etc., angewandt, die NO_x - Minderung ist ein „Nebeneffekt“, was

wiederum zu der Frage führt, welcher Anteil der Kosten der Emissionsminderung zugerechnet werden kann.

In Tabelle 4-11 sind die jeweils für die verschiedenen einzelnen Minderungsmaßnahmen relevanten Kostenarten dargestellt, die neben Abschreibungen und Zinsen von Bedeutung sind. Eine exemplarische Berechnung für ausgewählte Anlagenarten, die sogenannten Referenzanlagen findet sich in [RENTZ 1999C].

Tabelle 4-10: Abhängigkeit Hauptkomponenten der Kosten von verschiedenen Parametern für ausgewählte NO_x-Emissionsminderungstechnologien [RENTZ 1999C]

Kostenarten	LNB	OFA	FGR	SCR	SNCR
<i>verbrauchsabhängige Betriebskosten</i>					
Strom	●		●	●	●
Ammoniak				●	●
Dampf				●	●
Wasser					
Brennstoff (Erdgas)				● ¹⁾	
Ersatz des Katalysators				●	
Abfallentsorgung	○	○	○	○	○
Abwasser- aufbereitung	○	○	○	○	○
Personalkosten	○	○	○	●	●
<i>investitionsabhängige Kostenkomponenten^{2) 3)}</i>					
Sonstige Kosten	○	○	○	○	○
Versicherungen	●	●	●	●	●
Steuern	●	●	●	●	●
Instandhaltung/ Reparatur	●	●	●	●	●
Verwaltung	○	○	○	○	○

- Kostenart wird bei der Berechnung mit berücksichtigt
- Kostenart wird als vernachlässigbar angenommen

¹⁾ Tail gas oder low dust Konfiguration.

²⁾ investitionsabhängige Kosten werden direkt aus den Investitionen abgeleitet. Dafür wurden fixe Faktoren verwendet. Investitionsabhängige Kosten umfassen Versicherungen, Steuern, Instandhaltung, Reparaturen und Verwaltungskosten.

³⁾ Bezüglich der investitionsabhängigen Kosten ist zu beachten, dass die Kostenarten Abschreibungen und Zinsen in dieser Darstellung nicht erfasst sind.

LNB = Low- NO_x- Brenner
 OFA = Overfire Air/Luftstufung
 FGR = Rauchgasrezirkulation

SCR = Selektive Katalytische Reduktion
 SNCR = Selektive Nicht-Katalytische Reduktion

Für die Low-NO_x-Brenner ist ein *zusätzlicher Energieverbrauch* zu berücksichtigen, der in dem höheren Druckverlust in der Verbrennungsluftzufuhr und der Notwendigkeit, die Kohlen feiner aufzumahlen, begründet ist.

Für Dampferzeuger und Gasturbinen errechnet sich der zusätzliche Energieverbrauch aus folgender Beziehung:

$$m_E = \lambda \cdot \eta \cdot WT \cdot C_{th} \cdot 10^3; \quad (2)$$

m_E zusätzlicher Energieverbrauch pro Jahr [kWh/a]

λ Anteil des zusätzlichen Energieverbrauchs

η Turbinenwirkungsgrad

WT Betriebsstunden pro Jahr [h/a]

C_{th} thermische Leistung [MW_{th}]

Für λ wird in [RENTZ 1999C] ein Anteil von 0,5 % der Bruttoleistung vorgeschlagen.

Die dadurch verursachten zusätzlichen Energiekosten errechnen sich aus:

$$AC_E = m_E p_E; \quad (3)$$

p_E Strompreis [€/kWh]

Für die Luftstufung sind dagegen keine *zusätzlichen Energiekosten* anzusetzen, da kein zusätzlicher Energieverbrauch verursacht wird.

Bei der Rauchgasrezirkulation wird durch das Gebläse, der die Rauchgase zurück in den Brennraum befördert, ein *zusätzlicher Energieverbrauch* verursacht. Die zusätzlichen Kosten errechnen sich dabei analog zu Gleichungen (2) und (3).

Wasser- und Dampf- Injektionen bei Gasturbinen verursachen ebenfalls *zusätzliche Energiekosten*, die sich ebenfalls nach Gleichungen (2) und (3) berechnen lassen.

Selektive Katalytische Reduktion (SCR)

Die Investition für das SCR-Verfahren wird in erster Linie vom Katalysatorvolumen als Funktion des Rauchgasvolumenstromes, dem Ammoniakschlupf und dem erforderlichen NO_x -Minderungsgrad beeinflusst. Die Gesamtinvestition umfasst die Investition für die einzelnen Komponenten, d.h. Reaktor, Ammoniaklagerung und Eindüsung/Aufgabe sowie für die Mess- und Leittechnik. Die Gesamtkosten hängen von der Standzeit der Katalysatoren und den jährlichen Vollastbetriebsstunden ab. Die variablen Anteile ergeben sich aus dem Ammoniakverbrauch als Funktion der NO_x -Minderung, dem Energieverbrauch für Verdampfung und Eindüsung, dem Druckverlust des Rauchgases über den Reaktor und im Fall der „tail gas“ Anordnung der Wiederaufheizung des Rauchgases. Die Investition und die Gesamtkosten des SCR-Verfahrens sind beispielhaft für den Kraftwerkssektor in Abbildung 4-11 und Abbildung 4-12 dargestellt [OECD 1993], [BILGER 1989], [HJALMARSON 1990].

Die spezifischen Investitionen liegen dabei im Bereich von 51-179 €/kW_{el} [DEININGER 1993] bzw. 50-150 \$/kW_{el} [ZHANGFA 2001]. Für die Nachrüstung bestehender Anlagen wird in [ZHANGFA 2001] eine spezifische Investition von 85-90 \$/kW_{el} angegeben und liegt damit im

Bereich der Neuinvestition. Die spezifischen Kosten liegen zwischen 0,003 (high dust) und 0,01 (tail-end) €/kWh [OECD 1993].

Der *zusätzliche Energiebedarf* für SCR-Verfahren liegt bei ca. 0,2 bis 5 % des Energieoutput, wobei „Tail-end“ Konfigurationen im oberen Bereich dieser Bandbreite liegen. Der zusätzliche Energieverbrauch berechnet sich nach [RENTZ 1999C] analog Gleichung (2), wobei für λ folgende Werte vorgeschlagen werden:

- $\lambda = 1 \%$ für Dampferzeuger (mit High-dust Konfiguration)
- $\lambda = 0,2 \%$ für Gasturbinen

Die zusätzlichen Energiekosten können wiederum nach Gleichung (3) ermittelt werden.

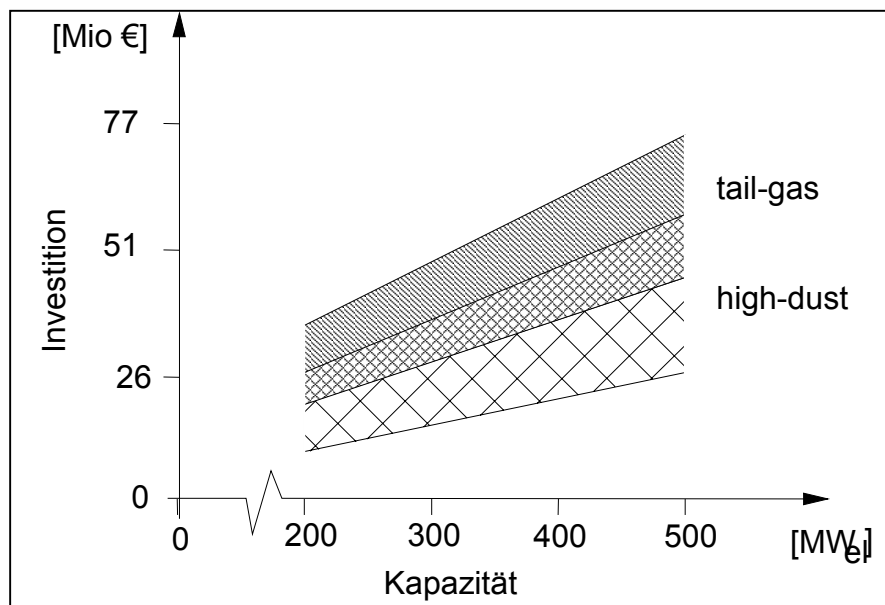


Abbildung 4-11: Investition für das SCR-Verfahren in Kraftwerken, [OECD 1993],[BILGER 1989],[HJALMARSON 1990]

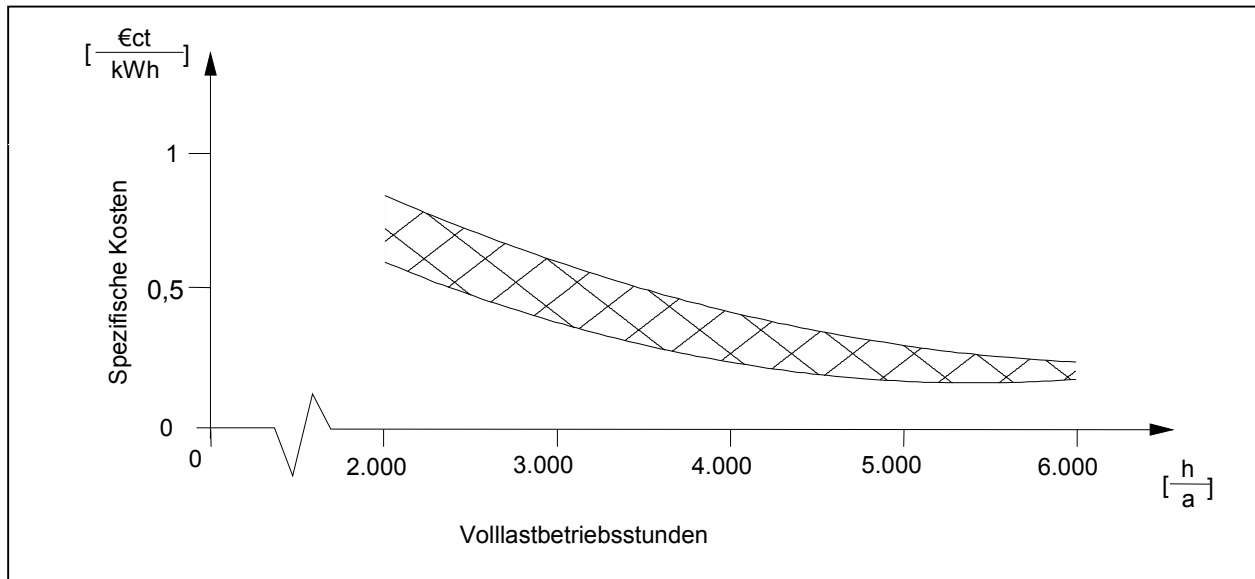


Abbildung 4-12: Jährliche Kosten für das SCR-Verfahren, [OECD 1993], [BILGER 1989], [HJALMARSON 1990]

Die jährlichen Kosten für den *Austausch des Katalysators* sind vom benötigten Katalysatorvolumen, dem Rauchgasvolumenstrom und der Standzeit des Katalysators abhängig.

$$AC_{\text{Kat}} = m_{\text{Kat}} p_{\text{Kat}}, \quad (4)$$

$$m_{\text{Kat}} = V_{\text{Kat}} / \text{Stand}_{\text{Kat}}, \quad (5)$$

$$\text{Stand}_{\text{Kat}} = \text{Standzeit}_{\text{Kat}} / \text{WT} \quad (6)$$

V_{Kat} benötigtes Katalysatorvolumen [m³]

$\text{Standzeit}_{\text{Kat}}$ Standzeit des Katalysators:

- 40.000 h für high dust- Konfiguration
- 80.000 h für low dust und tail gas – Konfiguration

WT Jahresbetriebsstunden [h/a]

p_{Kat} Katalysatorpreis [€/m³]

- 10.000 €/m³ für Dampferzeuger, stationäre Motoren
- 12.000 €/m³ für Gasturbinen

Weitere zu berücksichtigende Kostenarten für SCR-Anlagen sind die *Kosten für die Abfallentsorgung*. Die beim Katalysatoraustausch anfallenden Mengen an deaktiviertem Katalysator werden in Deutschland aufbereitet und wiederverwendet.

Selektive Nicht-Katalytische Reduktion (SNCR)

Die Investition für das SNCR-Verfahren setzt sich aus der Investition für die Einsatzstoffanlieferung und -lagerung, für das Eindüsesystem und die Mess- und Leittechnik zusammen. Mit größeren geforderten Lastbereichen ergeben sich höhere Investitionen wegen

aufwändigerer Eindüsesysteme und mess- und leittechnischen Einrichtungen. Variable Kosten ergeben sich in erster Linie aus dem Verbrauch an Reduktionsmittel, zu einem kleineren Teil aus dem Energiebedarf.

Die spezifische Investition für eine SNCR-Anlage wurde in [BILGER 1989] auf 10 €/kW_{el} bis 51 €/kW_{el} bei einer NO_x-Minderung zwischen 50 % und 80 % für Kraftwerke geschätzt. Neuere Angaben aus US-amerikanischen Quellen gehen von 2-18 \$/kW_{el} in Abhängigkeit von der Anlagengröße aus. Die Schätzungen für die Nachrüstung bestehender Anlagen belaufen sich auf 13-15 \$/kW_{el} in [ZHANGFA 2001].

Für Anlagen mit SNCR-Verfahren gilt für den *zusätzlichen Energieverbrauch* Gleichung (2) mit einem λ von 0,2 % der Bruttoleistung. Die Kosten ergeben sich wiederum analog Gleichung (3).

Kombinierte Maßnahmen zur NO_x-Minderung

Bei der NO_x-Minderung bietet sich die Kombination primärer und sekundärer Maßnahmen an. Dies ist auch mit wirtschaftlichen Vorteilen verknüpft, da eine niedrigere Ausgangskonzentration z.B. direkt mit einem geringeren Bedarf an Reduktionsmittel verknüpft ist. Beim Einsatz des SCR-Verfahrens kann darüber hinaus mit einem kleineren Katalysatorvolumen gearbeitet werden, was auch zu Einsparungen bei der Investition führt. In [ZHANGFA 2001] wird ein Beispiel aufgeführt, wonach sich die Investition in Primärmaßnahmen zur Senkung der NO_x-Konzentration von 450 ppm auf 275 ppm innerhalb von drei Jahren durch Einsparungen beim Betrieb der SCR-Anlage amortisierten.

Primärmaßnahmen zur NO_x-Minderung sind darüber hinaus häufig mit einer Wirkungsgrad-erhöhung verknüpft, was zu weiteren ökonomischen Vorteilen führt. Als Beispiel sei auf die Nachrüstung einer trocken entaschten Steinkohle-Staubfeuerung verwiesen, die in Abschnitt 5.3.5 dargestellt ist. Durch den dort beschriebenen Kesselumbau wurden zwar nicht die atmosphärischen NO_x-Emissionen reduziert, da das gleiche Emissionsniveau bereits zuvor durch die SCR-Anlage erreicht wurde, jedoch konnte der Verbrauch an Betriebsmitteln wie Ammoniak und der elektrische Eigenverbrauch gesenkt werden, wodurch pro Stunde etwa zwei Tonnen CO₂ eingespart werden.

4	Maßnahmen zur Minderung von Emissionen und Ressourceneinsatz	4-1
4.1	Minderung von atmosphärischen Emissionen.....	4-1
4.1.1	Minderungsoptionen für Staub.....	4-1
4.1.2	Minderungsoptionen für Schwefeldioxid.....	4-2
4.1.3	Minderungsoptionen für Stickstoffoxide	4-5
4.2	Minderung von Einleitungen in das Wasser	4-10
4.2.1	Minderungstechniken	4-10
4.2.2	Kriterien zur Auswahl von Minderungstechniken	4-17
4.3	Minderung und Vermeidung von Abfällen und Reststoffen	4-19
4.4	Minderung von Lärmemissionen	4-20
4.5	Effizienzsteigerung durch Kraft-Wärme-Kopplung.....	4-24
4.6	Kosten von Minderungsmaßnahmen.....	4-24
4.6.1	Zur Methodik der Kostenberechnung	4-25
4.6.2	Kosten der Minderungsverfahren für Luftschadstoffe	4-26

Tabelle 4-1:	Überblick über die technisch realisierten Primärmaßnahmen zur Minderung der NO _x -Emissionen aus Feuerungsanlagen	4-7
Tabelle 4-2:	Anfallstellen für Abwässer im Kraftwerk und ihre Behandlung [ATV 1993A, ATV 1993B, ATV 1997, ATV 2000].....	4-13
Tabelle 4-3:	Kriterien zur Auswahl von Techniken zur Behandlung und Verminderung von Abwässern	4-17
Tabelle 4-4:	Grenz- und Messwerte für Schadstoffkonzentrationen im behandelten REA-Abwasser (bei der Angabe von Intervallen wurden die Werte von zwei Anlagen angegeben, sonst Einzelwert).....	4-19
Tabelle 4-5:	Schalleistungspegel der Anlagenkomponenten verschiedener Kraftwerke.....	4-22
Tabelle 4-6:	Schalleistungspegel der Anlagenkomponenten verschiedener Kraftwerke (Fortsetzung)	4-23
Tabelle 4-7:	Relative spezifische Richtpreise für verschiedene Filtermedien (Basis: Polyester-Nadelfilz) [MÜLLER 1995], [UMBW 1991].....	4-28
Tabelle 4-8:	Energiebedarf, Aufwendungen für Ersatz- und Verschleißteile und Druckluftbedarf von Gewebefiltern [UMBW 1988], [REIMANN 1990].....	4-28
Tabelle 4-9:	Energiebedarf, Aufwendungen für Ersatz- und Verschleißteile und Betriebsmittelverbrauch für Elektroabscheider [REIMANN 1990] [RENTZ 1996B].....	4-30
Tabelle 4-10:	Abhängigkeit Hauptkomponenten der Kosten von verschiedenen Parametern für ausgewählte NO _x -Emissionsminderungstechnologien [RENTZ 1999C]	4-36

Abbildung 4-1: Klassifizierung der Entschwefelungsverfahren [RENTZ 1996A]	4-3
Abbildung 4-2: Prinzipschaltbild einer 2-stufigen REA-Abwasseraufbereitung [ATV 1993a]	4-17
Abbildung 4-3: Spezifische Investition für Gewebefilter [Hersteller- bzw. Anbieterangaben], [MÜLLER 1995].....	4-28
Abbildung 4-4: Spezifische Investition für Elektroabscheider [Hersteller- bzw. Anbieterangaben nach RENTZ 1996B].....	4-30
Abbildung 4-5: Investition für das Kalk-/ Kalksteinwaschverfahren [RENTZ 1990], [UCPTE 1988].....	4-32
Abbildung 4-6: Jährliche Kosten des Kalk-/ Kalksteinwaschverfahrens [CEC 1996]	4-32
Abbildung 4-7: Investition für das Sprühabsorptionsverfahren [BAUMÜLLER 1987], [RENTZ 1990].....	4-33
Abbildung 4-8: Jährliche Kosten für das Sprühabsorptionsverfahren [BREIHOFFER 1991] ...	4-33
Abbildung 4-9: Investition für das Trockenadditivverfahren in Kraftwerken Investition für das Trockenadditivverfahren in Kraftwerken [UCPTE 1988]	4-34
Abbildung 4-10: Jährliche Kosten für das Trockenadditivverfahren.....	4-35
Abbildung 4-11: Investition für das SCR-Verfahren in Kraftwerken, [OECD 1993],[BILGER 1989],[HJALMARSON 1990]	4-38
Abbildung 4-12: Jährliche Kosten für das SCR-Verfahren, [OECD 1993], [BILGER 1989], [HJALMARSON 1990].....	4-39

5 Techniken für die Verbrennung von Kohle

5.1 Angewandte Prozesse und Verfahren

In diesem Abschnitt werden kurz zur Verbrennung von Kohle eingesetzten Feuerungstechniken im Bereich der Großfeuerungsanlagen skizziert. Anschließend werden Techniken erläutert, um die in Abschnitt 3.6 identifizierten Einwirkungen auf die Umwelt zu mindern. Eine wesentliche Rolle spielt hierbei der Wirkungsgrad, weshalb die Optimierung desselben eine zentrale Rolle spielt. Die Maßnahmen zur Minderung der Emissionen in die Atmosphäre werden nur hinsichtlich der Besonderheiten für den Brennstoff Kohle spezifiziert, soweit sich aufgrund der Brennstoffcharakteristik Änderungen der Abscheidetechnik ergeben. Die Maßnahmen werden in allgemeiner Form für alle Brennstoffe in Kapitel 4 behandelt. Die Maßnahmen zur Minderung der wasserseitigen Emissionen werden ebenfalls in Kapitel 4 gemeinsam für alle Brennstoffe abgehandelt.

5.1.1 Feuerungstechniken

Für die Kohleverstromung stehen heute im Wesentlichen drei Kraftwerkstypen zur Verfügung:

- Staubgefeuerte Dampferzeuger mit sekundären Umweltschutzanlagen, darunter die Feuerungssysteme Trockenfeuerung (engl. Dry Bottom Boiler, DBB) und Schmelzkammerfeuerung (Wet Bottom Boiler, WBB)
- Kohlevergasung in Kombination mit dem Gas- und Dampfturbinenprozess
- Wirbelschichttechnik mit den Formen atmosphärische und druckaufgeladene Wirbelschichtfeuerung, zirkulierend und stationär (engl. Atmospheric, Circulating and Pressurised Fluidised Bed Combustion, AFBC, CFBC, PFBC).

Die Rostfeuerung (engl. grate firing) wird hauptsächlich im industriellen Sektor im unteren Leistungsbereich der Großfeuerungen eingesetzt. Durch das breite Brennstoffspektrum, das die Rostfeuerung ermöglicht, wird sie häufig als Misch- oder Mehrstofffeuerung betrieben, z. B. mit Biomasse oder Abfallstoffen als Brennstoff. Eine möglichst effiziente Verwertung der bei der Verbrennung freiwerdenden thermischen Energie stellt dabei oft lediglich eine, wenn auch ökonomisch wichtige, Nebenzielssetzung dar. Wegen der in der Regel niedrigeren Verbrennungstemperaturen erreichen Rostfeuerungen geringere energetische Wirkungsgrade als z. B. Staubfeuerungsanlagen, so dass insbesondere für die Stromerzeugung aus Kohle i. d. R. andere Feuerungssysteme mit einem höheren energetischen Wirkungsgrad eingesetzt werden.

5.1.1.1 Kohlenstaubfeuerungen

Die Kohlenstaubfeuerung besteht im Wesentlichen aus mehreren Mühlen, einer Vielzahl von Brennern und ggf. aus nachgeschalteten DeNO_x- und Rauchgasentschwefelungsanlagen (REA) mit Wiederaufheizung der Rauchgase [HEINZE 1999].

Im Gegensatz zu Trockenfeuerungen, in denen Stein- und Braunkohle verbrannt wird, wird in Schmelzkammerfeuerungen ausschließlich Steinkohle eingesetzt.

Die Trockenfeuerung und die Schmelzkammerfeuerung unterscheiden sich in erster Linie in der Verbrennungstemperatur. In Trockenfeuerungen liegt diese Temperatur unterhalb des Ascheerweichungspunktes, während Schmelzkammerfeuerungen bei Temperaturen oberhalb des Ascheschmelzpunktes betrieben werden, so dass die Kesselasche schmelzflüssig abgezogen werden kann. Durch eine schockartige Abkühlung erstarrt die geschmolzene Asche in einer glasartigen Struktur als stabiles und chemisch inertes Material, für das vielfältige technischen Einsatzmöglichkeiten bestehen. Auch die trocken anfallende Kesselasche aus Trockenfeuerungsanlagen erfüllt die Qualitätsanforderungen verschiedener Verwertungsoptionen.

In Hinblick auf maximale Wirkungsgrade wird nach wie vor an Feuerungskonzepten gearbeitet, mit denen der Einsatz der Steinkohle in GuD-Kraftwerken möglich ist. Der Gas- und Dampfturbinenprozess kann bislang nur bei aschefreien Brennstoffen eingesetzt werden, übertrifft aber mit Wirkungsgraden von zur Zeit 58 % alle anderen Stromerzeugungsverfahren. Ein entsprechendes Kraftwerkskonzept, das dieses Ziel verwirklichen soll, ist die Druck-Kohlenstaubfeuerung [BRABECK 1999] (vgl. Abschnitt Kombikraftwerke).

Für die Verstromung von Braunkohle wurden in jüngerer Zeit neue Konzepte mit dem Ziel der Wirkungsgradsteigerung entwickelt. Bei Kohlenstaubfeuerungen sind dabei folgende Beispiele zu nennen:

Trockenbraunkohlekraftwerke (TBK-Kraftwerke)

Bei diesem Typ wird Braunkohle in einer separaten Anlage getrocknet. Die feuerungs- und wärmetechnische Auslegung der Anlage muss den Verhältnissen der TBK angepasst werden. Da keine Brüden mehr aus der Vortrocknungsstufe anfallen, wird der Rauchgasstrom um etwa 20 bis 30% geringer, wodurch die Rauchgasreinigungsanlagen kleiner dimensioniert werden können. Dagegen steigt mit dem höheren Heizwert auch die Verbrennungstemperatur im Feuerraum (um ca. 500 K). Bei diesen höheren Temperaturen nimmt die Bildung von Stickoxiden stark zu und auch die Bildung von "thermischem NO_x" wird relevant [KÖNIG 1998]. In Abschnitt 5.3.14 wird ein TBK-Kraftwerk in Kombi-Betrieb mit einer Gasturbine als Beispiel vorgestellt.

Braunkohlekraftwerke mit optimierter Anlagentechnik (BoA, BoA-Plus)

Die sogenannte BoA-Technik wird derzeit in einem im Bau befindlichen Braunkohleblock realisiert und verspricht einen elektrischen Wirkungsgrad von 43,5 - 45 %. Dieser Block wird in Abschnitt 5.3.17 ausführlich beschrieben.

Bei der *BoA-Plus-Technik* versucht man, die Brüdenwärme der Kohlevortrocknung zu nutzen. Mit der BoA-Plus-Technik können theoretisch Wirkungsgrade bis 48% erreicht werden. Durch die Vortrocknung muss jedoch wie beim Einsatz von Trockenbraunkohle der Dampferzeuger neu konzipiert und den geänderten Brennstoff- und Rauchgaseigenschaften angepasst werden. Eine Pilotrocknungsanlage mit WTA-Technik (Wirbelschichttrocknung mit interner Abwärmenutzung) wurde in Niederaußem im Jahr 2000 in Betrieb genommen. [HLUBEK 1997], [ENERGIESPEKTRUM 1999].

Eine andere Möglichkeit zur Vortrocknung besteht in der Mechanisch-Thermischen Entwässerung (MTE). Hierbei wird die vorgemahlene Rohbraunkohle mit heißem Wasser und Wasserdampf erhitzt und mechanisch ausgepresst, anschließend über eine weitere Zerkleinerungsstufe einer Nachverdampfung zugeführt. Das MTE-Verfahren wird ebenfalls in der Pilotrocknungsanlage in Niederaußem seit dem Jahr 2000 erprobt werden [HLUBEK 1997], [Energiespektrum 99].

Eine ausführliche Beschreibung der beiden Techniken (WTA/MTE) findet sich in Abschnitt 5.3.16.

5.1.1.2 Wirbelschichtfeuerungen

Die Wirbelschicht, in der die Verbrennungsvorgänge stattfinden, wird durch eine Mischung gleichförmiger Kohle- Sand- und Kalksteinbestandteile gebildet. Dabei wird in den Feuerraum von unten her ein Gasstrom in solcher Stärke eingeblasen, dass die Teilchen in eine selbstdurchmischende Bewegung geraten, also eine Fluidisierung stattfindet. Werden hierbei die Feststoffpartikel nicht vom Gasstrom ausgetragen spricht man von einer stationären Wirbelschicht. Für eine zirkulierende Wirbelschicht wird eine drei- bis viermal so große Gasgeschwindigkeit gewählt. Die ausgetragenen Feststoffpartikel werden in einem nachgeschalteten Zyklon abgeschieden und wieder in das Wirbelbett gesaugt. Die Durchmischung ist in der zirkulierenden Wirbelschicht wesentlich intensiver als bei der stationären.

Die Wirbelschichtfeuerung hat nach einer Einführungsphase von etwa 20 Jahren eine Konsolidierungsphase erreicht. Inzwischen sind in Deutschland 34 und weltweit rund 250 Anlagen allein mit zirkulierender Wirbelschichtfeuerungen (ZWSF) in Betrieb. Die Mehrzahl der in Betrieb befindlichen ZWS-Anlagen bewegt sich in einem Leistungsbereich bis zu 100 MW (elektrische Leistung). Wenige Anlagen liegen in der Leistungsklasse darüber. Die ZWSF besteht typischerweise aus mehreren Kohlebrechern, wenigen Zündbrennern und einem Ascherückführ- und Aschebevorratungssystem. Separate DeNOx-Anlagen und REA sind nicht erforderlich [HEINZE 1999].

Hauptbrennstoff für die Wirbelschichtfeuerung ist zur Zeit Steinkohle, darüber hinaus werden auch Biomasse, Schlämme und schweröhlhaltige Rückstände aus der Erdölverarbeitung als Zusatzbrennstoff verwendet. Zur Verbrennung von Kohle hat sich die zirkulierende Wirbelschichtfeuerung durchgesetzt, die stationäre Wirbelschicht wird bei Anlagen kleiner Leistung oder bei Brennstoffen mit niedrigen Heizwerten eingesetzt [PETZEL 1995].

Zukunftsträchtige Entwicklungen der ZWS-Technik weisen in Richtung größere Leistungen (400 bis 600 MW), erweiterte Anwendungen bei der Abfallverbrennung und der Einsatz in anderen Prozessen wie Kohle-Kombi-Anlagen und Kohletrocknung [HEINZE 1999].

Im Kraftwerksbetrieb findet die Wirbelschichttechnologie ihre Anwendung für den Grund- und Mittellastbereich. Dabei sind die Leistungsgrenzen stetig gestiegen und liegen heute gesichert bei 250 MW (elektrische Leistung). Anlagengrößen bis zu 600 MW elektrische Leistung befindet sich in der Planung. Optimierte Wirbelschichtfeuerungen empfehlen sich als eine Alternative zu staubbefeuerten Anlagen mit Rauchgasreinigungseinrichtungen [TROST 2000].

Die stationären und zirkulierenden Verfahren werden atmosphärisch oder auch druckaufgeladen betrieben und sowohl zur Verbrennung, als auch zur Vergasung eingesetzt.

Zirkulierende Atmosphärische Wirbelschichtfeuerung (ZAWSF)

Ein großer Vorteil der ZAWSF ist der Wegfall der REA, welche durch Schwefeleinbindung mit Kalkstein bereits im Feuerraum unnötig wird. Dadurch besteht u.a. auch ein weitaus geringerer Platzbedarf für die Gesamtanlagen [WOHLSEIN 1996]. Das Bettmaterial besteht aus Inertmaterial, vorwiegend Asche, Sand und Kalkstein zur Schwefeleinbindung sowie dem Brennstoff. Es kann eine große Bandbreite an Brennstoffen eingesetzt werden: schwefel- und ballastreiche, schwer mahlbare sowie niederflüchtige Steinkohlen und Rohbraunkohlen, weiterhin Holz, Biomasse, Rinde, Abfallstoffe, Klärschlamm und insbesondere auch Brennstoffe mit niedrigem Ascheerweichungspunkt. Wichtig für die Schwefeleinbindung über Kalksteinzugabe ist die Einhaltung der Feuerraumtemperatur von $\leq 850^{\circ}\text{C}$, da bei zu hohen Temperaturen die mineralischen Bestandteile "totgebrannt" werden, während bei zu niedrigen Temperaturen der vollständige Ausbrand nicht mehr gewährleistet ist. Bei hochschwefelhaltigen Brennstoffen ist ein Einbindegrad von bis zu 98% möglich. Sollte insbesondere beim Einsatz von Biomasse oder Abfällen als Brennstoff Emissionsminderungsmaßnahmen nötig sein, so werden zur Entstickung meist das SNCR-Verfahren (Eindüsung von NH_3 -Wasser oder Harnstoff) und zur Einbindung von HCl und HF Kalkhydrateinblasung vor dem Gewebefilter praktiziert [ZÖLZER 2000].

5.1.1.3 Kombikraftwerke

Kraftwerke auf Kohlebasis mit kombiniertem Gas-/Dampfturbinenprozess (Kohle-Kombikraftwerke) haben gegenüber dem Dampfkraftprozess durch Nutzung der Gasturbine ein zusätzliches thermodynamisches Potential zur Steigerung des Anlagenwirkungsgrades.

Dabei kann die Gasturbine entweder mit Erdgas, mit dem Vergasungsprodukt einer Kohlevergasung oder mit den unter Druck stehenden Abgasen einer Kohlefeuerung betrieben werden.

Bei der Nutzung von Erdgas sind zwei Schaltungsmöglichkeiten zur Verbindung des Gasturbinen- mit dem Dampfprozess bekannt. Bei einer abgasseitigen Kopplung werden die Turbinenabgase als Verbrennungsluft dem Kohlekessel zugeführt. Diese schon länger praktizierte Schaltung wird auch als Kombi-Prozess bezeichnet (siehe Beispiel 5.3.14). Bei einer dampfseitigen Kopplung werden die heißen Turbinenabgase in einen separaten Abhitzekegel geleitet. Der erzeugte Dampf wird mit dem des Kohlekessels kurz vor der Dampfturbine zusammengeführt. Diese Schaltungsvariante wird auch Verbund-Prozess genannt und wurde bisher erst einmalig realisiert (Beispiel 5.3.6). Die Gründe für die Kombination mit einer Gasturbine liegen in der guten Teillastfähigkeit, in der hohen Betriebsflexibilität und hohen Wirkungsgraden. Diese Eigenschaften machen die Technik vor allem für Heizkraftwerke interessant, da hier das Teillastverhalten und die Betriebsflexibilität maßgebliche Größen darstellen.

Nach [MÄULE 1994] bietet der Verbundprozess wesentliche Vorteile gegenüber dem Kombi-Prozess, vor allem hinsichtlich Wirkungsgrad, Betriebsflexibilität und Investitionen. Weitere Eigenschaften der beiden Techniken sind in den erwähnten Beispielen dargestellt.

Voraussetzung für ein Kombikraftwerk alleine auf Kohlebasis ist entweder eine Vergasung der Kohle zur Erzeugung eines gasturbinentauglichen Brennstoffes oder eine Verbrennung unter Druck mit anschließender Gasreinigung bei hohen Temperaturen und Entspannung der Rauchgase in einer Gasturbine.

Anlagen mit Druckvergasung (IGCC, Integrated Gasification Combined Cycle) nutzen entweder eine Druck-Wirbelschichtvergasung oder eine Druck-Flugstromvergasung als erste Stufe im Kombikraftwerk. In einer Druckwirbelschichtfeuerung erfolgt die Verbrennung bei Drücken zwischen 12 und 16 bar und Temperaturen von ca. 850 bis 950°C. Damit ist bei der druckaufgeladenen Wirbelschicht die Gasturbineneintrittstemperatur auf dieses Niveau begrenzt, woraus ein vergleichsweise niedriger, maximal erreichbarer Wirkungsgrad von ca. 42 % resultiert.

Kombikraftwerke mit integrierter Vergasung (IGCC)

Bis 1998 waren weltweit fünf Demonstrationsanlagen mit Leistungen zwischen 100 und 300 MW mit unterschiedlichen Vergasungsverfahren in Betrieb gegangen. Neben drei Anlagen in den USA gehören hierzu die europäischen Anlagen in Buggenum (NL) und Puertollano (E), die in europäischer Zusammenarbeit unter deutscher Beteiligung gebaut wurden.

Bei der Kohlevergasung wird durch unterstöchiometrischen Einsatz von Sauerstoff oder Luft ein Brenngas erzeugt, dessen Hauptkomponenten Kohlenmonoxid, Wasserstoff und Kohlendioxid sind. Die Vergasungsreaktion muss möglichst vollständig und mit geringen

Nebenreaktionen ablaufen. Dafür muss die Kohle bis zu einer Körnung, die für die jeweilige Vergasungstechnik optimal ist, aufgemahlen und störende Begleitstoffe weitgehend abgetrennt werden. Bei Einsatz von Braunkohle, die bis zu 60% Wasser enthält, muss vorher möglichst wirtschaftlich getrocknet werden.

Das erzeugte Brenngas wird gereinigt und zur Brennkammer der Gasturbine geleitet. Im IGCC-Kraftwerk Puertollano werden mit sogenannter Standardkohle Wirkungsgrade von ca. 45% erreicht. Da die IGCC-Technologie erst am Anfang ihrer großtechnischen Einführung steht, besteht noch entsprechender Bedarf an Entwicklung und Demonstration. Zukünftige IGCC-Anlagen auf der Grundlage der neuesten Gasturbinentechnologie sollen Wirkungsgrade über 50% erreichen [EURLINGS 1999].

Druckwirbelschichtfeuerung (DWSF)

Die druckaufgeladene Wirbelschichtvariante ermöglicht aufgrund der höheren thermischen Leistungsdichte höhere Wirkungsgrade und eine noch kompaktere Bauweise. Die Schadstoffemissionen werden verringert. Anlagen mit Druckwirbelschichtfeuerung wurden bisher nur als Pilotanlagen betrieben.

Eine stationäre Druckwirbelschichtfeuerung auf Trockenbraunkohle-Basis, bestehend aus den Komponenten Wirbelschichtkessel, einer speziellen Gasturbine, welche auch mit höheren Staubbelastungen betrieben werden kann, und einer Dampfturbine, wird im Kohleheizkraftwerk Cottbus eingesetzt [ENERGIESPEKTRUM 1997]. Die dabei verwendete Braunkohle wird in der Kohleveredlungsanlage Schwarze Pumpe der LAUBAG zu Wirbelschichtkohle (18 Gew.-% Wasser, 5,5 Gew.-% Asche und 0,8 Gew.-% Schwefel) verarbeitet. Das Bettmaterial besteht zum großen Teil aus Inertmaterial – vorwiegend Asche – und dem zur Schwefelbindung zugegebenen Kalkstein. Es wird ein nahezu 100%iger Ausbrand des Brennstoffs erreicht (Brennstoffausnutzungsgrad > 90%). Die Verbrennungsluft wird aus der Atmosphäre angesaugt, über den Gasturbinenverdichter auf 12 bar verdichtet und von unten in den Feuerraum zugegeben. Durch Verbrennungstemperaturen von ca. 850°C wird nur wenig NO_x gebildet, welches bei höheren Konzentrationen aufgrund von Teillastbetrieb durch Eindüsung von Ammoniak selektiv reduziert werden kann (SNCR). Die Rauchgase erhitzen einerseits über Tauchheizflächen Dampf für den Wasser/Dampfkreislauf, mit dem die Dampfturbinen betrieben werden, wobei die Restwärme des Dampfes als Fernwärme genutzt wird. Zum anderen wird das Rauchgas mittels zweier in Reihe geschalteter Zyklone von Asche und Partikeln gereinigt und der Gasturbine zugeführt. Ein Fünftel der elektrischen Leistung wird durch die Gasturbine erbracht, vier Fünftel durch die Dampfturbinen, wodurch insgesamt ein elektrischer Wirkungsgrad über 40% erreicht wird [ENERGIESPEKTRUM 1997].

Kombikraftwerke mit Druckkohlenstaubfeuerung (DKSF)

Bei diesem Verfahren erfolgt die Verbrennung der Kohle in einer druckaufgeladenen kohlenstaubgefeuerten Brennkammer. Die Rauchgase werden nach der Flüssigasche- und Alkaliabscheidung auf die Gasturbine geleitet. In drucklosen Abgasstrom werden herkömmliche Stickstoffoxidminderungs- und Entschwefelungsanlagen eingesetzt. Da die Asche beim DKSF-Verfahren aufgeschmolzen wird, können die anfallenden Schlacken wie bei der Schmelzkammerfeuerung verwertet werden.

Vergasung von Braunkohle - KoBra- Technik:

Bei diesem Verfahren soll die grubenfeuchte Braunkohle mittels WTA-Verfahren getrocknet, mit einem speziellen Vergasungsverfahren (HTW, Demonstrationsanlage in Berrenrath) vergast werden und das turbinenreine Kohlegas (Warmgasfilter, Schwefelwäsche) zur Verstromung einem kombinierten Gas- und Dampfturbinenprozess zugeführt werden. Mit Hilfe dieser Technik erwartet man, Wirkungsgrade von über 50% zu erreichen [HLUBEK 1997].

5.1.2 Optimierung des Wirkungsgrades

Bei der Beschreibung der Feuerungstechnik wurden bereits für die verschiedenen Techniken die erreichbaren Wirkungsgrade erwähnt. Da die Staubfeuerung auch bei Neuanlagen die dominierende Technik ist, werden im Folgenden Einzelmaßnahmen aufgeführt, die für diese Anlagentechnik zu maßgeblichen Verbesserungen im Nettowirkungsgrad geführt haben bzw. noch führen können:

Tabelle 5-1: Maßnahmen zur Wirkungsgradsteigerung

Bereich	Maßnahme
Wasser-Dampf-Kreislauf	Steigerung der Dampfstände: Verwendung neuer Werkstoffe für dampfführende Rohre und Verbindungen erlaubt Temperaturen von bis zu 580 °C bei Drücken von bis zu 300 bar (z.B. neuer Braunkohleblock Niederaußem)
	Minimierung des Kondensatordrucks: effiziente Kühlsysteme (Durchlaufkühlung oder optimierte Naturzugkühltürme) erlauben Drücke von unter 30 mbar.
	Optimierte Dampfturbinen: Durch strömungstechnische Maßnahmen und optimierte Schaufelgeometrie kann der innere Wirkungsgrad auf bis zu 96 % angehoben werden.
	durch eine große Anzahl an Stufen zur regenerativen Speisewasservorwärmung (bis zu 10 in neuen Kraftwerken) können hohe Speisewassertemperaturen von etwa 300 °C erreicht werden.
	Doppelte Zwischenüberhitzung

Bereich	Maßnahme
Kessel	Moderne Kessel erreichen Wirkungsgrade von etwa 93 % für Braunkohle und 95 % für Steinkohle
	Minimierung der Luftzahl (ca. 1.15 – 1.25)
Rauchgasweg	Ableitung der Rauchgase über den Kühlturm erspart die Errichtung eines Kamins und die Wiederaufheizung nach der REA
	Bei Ableitung der Abgase über einen Kamin sind Temperaturen von 70 – 80 °C ausreichend. Hierdurch kann evtl. notwendige Wiederaufheizung der Abgase vor dem Eintritt in den Kamin vermindert werden. Spezielle Beschichtung der Kamininnenwand verhindert dabei Korrosion durch kondensierende Schwefelsäure.
	Weitgehende Nutzung der Rauchgasenthalpie: in einem Neubaukraftwerk wird das Abgas im Economiser und Luftvorwärmern auf 100 °C abgekühlt bevor es in die REA eintritt. Hierdurch wird ein Wirkungsgradgewinn von 1,2 Prozentpunkten erreicht. Korrosion durch kondensierte Schwefelsäure soll durch Einsatz spezieller Materialien vermieden werden.
	Installation der SCR-Anlage in High-Dust-Stellung, da hierdurch keine energieaufwendige Aufheizung der Abgase vor Eintritt in den Katalysator notwendig ist.
Eigenverbrauch	Energetische Optimierung von Hilfs- und Nebenaggregaten (Lüfter, Saugzüge, Kohlemühlen, REA) zur Senkung des Eigenverbrauchs.
Brennstoffaufbereitung	Braunkohletrocknung mit Niedertemperaturwärme spart hochenergetischen Dampf ein und kann den Nettowirkungsgrad um 3 – 5 Prozentpunkte anheben. Bisher ist diese Technik nur als Pilotanlage realisiert.

Die derzeitigen Wirkungsgradrekorde in Deutschland liegen bei 43,1 % für ein im Jahre 1994 in Betrieb genommenes Steinkohlekraftwerk und bei 42,3 % bei einem im Jahr 2000 in Betrieb genommenem Braunkohlekraftwerk. Ein in Abschnitt 5.3.18 vorgestellter Steinkohleblock, welcher im Jahr 2002/2003 an das Netz gehen soll, soll einen Wirkungsgrad von etwa 47 % erreichen. Ein derzeit im Bau befindlicher Braunkohleblock soll mit der sogenannten BoA-Technik einen Nettowirkungsgrad von 44 – 45 % erreichen (siehe Beispiel 5.3.17). Mittelfristig sind weitere Steigerungen auf bis zu 50 % vor allem durch Anhebung der Dampfparameter zu erwarten. So werden derzeit Materialien getestet, welche Dampftemperaturen von bis zu 650 °C ermöglichen.

Kraftwerksertüchtigung

Wirkungsgradsteigerungen sind auch in erheblichem Umfang an bestehenden Kraftwerken durchführbar. Beispiele hierfür sind die Abschnitte 5.3.5 für ein Steinkohlekraftwerk und 5.3.12 für ein Braunkohlekraftwerk. Generelle Aussagen bezüglich der Wirkungsgradsteigerungspotenziale lassen sich nicht machen, da dies zu sehr von den technischen Details der

Anlage abhängt. Die wesentlichen Wirkungsgradverbesserungen, welche im Zuge einer Ertüchtigung erreicht werden, sind meist auf folgende Maßnahmen zurückzuführen:

- Erneuerung der Dampfturbine: Meist wird nicht die gesamte Turbine ausgetauscht, sondern es lassen sich durch neue, strömungsoptimierte Schaufelräder bereits wesentliche Verbesserungen erzielen
- Verminderung des Luftüberschuss und damit Erhöhung des Kesselwirkungsgrades
- Optimierung des „kalten Endes“ zur Absenkung des Kondensatordrucks
- Minderung des Eigenverbrauchs z.B. durch Einsatz von drehzahlgeregelten Saugzügen und Ventilatoren

Weitere Einzelmaßnahmen sind möglich. Genauere Beschreibungen finden sich in den erwähnten Abschnitten.

5.1.3 Rauchgasreinigungstechniken

Sämtliche in Abschnitt 4.1 beschriebenen Techniken zur Minderung von Emissionen in die Luft sind für Kohlekraftwerke anwendbar. Im vorliegenden Kapitel wird nur auf einige Besonderheiten für den Brennstoff Kohle eingegangen. Alleine für die Emissionen von Schwermetallen und N₂O wird näher auf Minderungsmöglichkeiten eingegangen, da diese vorwiegend bei der Kohleverbrennung relevant sind.

5.1.3.1 Minderungsoption für Staub

Elektroabscheider

Für Steinkohlefeuerungen geschieht die Auslegung des Elektroabscheiders in Abhängigkeit von der eingesetzten Kohlensorte bzw. -mischung. Falls verschiedene Kohlsorten in der selben Feuerungsanlage zum Einsatz kommen, sind Sicherheitszuschläge zur Filtergröße erforderlich, die zu beträchtlich höheren Investitionen für die Filteranlage führen können. Geringere Staubabscheidegrade treten bei Kohlen mit geringem Schwefelgehalt durch ein Ansteigen des elektrischen Staubwiderstands auf. Mögliche Abhilfemaßnahmen sind die Nachrüstung des Abscheiders mit der Pulstechnologie (gepulste Hochspannung) oder die Zumischung von SO₃ [KÖSTER 1990], [KREITMEIER 1991]. Hinsichtlich der Rauchgaszusammensetzung führen hohe Gehalte an Al₂O₃ und SiO₂ zu hohen Staubwiderständen ($> 10^{13} \Omega \cdot \text{cm}$) und geringen Abscheidegraden. Na₂O₃ in der Flugasche ist erwünscht und führt zu geringeren Staubwiderständen. Hohe Anteile von unverbranntem Kohlenstoff und hohe Rauchgastemperaturen hinter dem Luftvorwärmer (übliche Werte liegen zwischen 120 und 190°C) führen zu geringeren Abscheidegraden bei Elektroabscheidern [KREITMEIER 1991]. Aus braunkohlebefeuerten Kraftwerken werden Stäube mit elektrischen Staubwiderständen $< 10^{12} \Omega \cdot \text{cm}$ emittiert, so daß im allgemeinen beim Betrieb von Elektroabscheidern keine Probleme auftreten. Bei ZWS-Verbrennungsanlagen können die hohen Rohgasstaubgehalte von 50 - 100 g/Nm³ zu Problemen beim Betrieb von Elektroabscheidern führen. Mit

elektrischen Abscheidern hinter Kohlefeuerungen werden Gesamtstaubabscheidegrade von 99,5% und mehr erreicht.

Gewebefilter

In Großfeuerungen auf Kohlebasis werden Gewebefilter bevorzugt hinter Sprühabsorptionsverfahren eingesetzt [KIRCHER 1999, PAULSEN 1995]. Auch Wirbelschichtfeuerungen werden z.T. mit Gewebefiltern ausgestattet. Bei großen Blockleistungen hingegen werden aus ökonomischen Gründen ausschließlich Elektroabscheider installiert.

5.1.3.2 Minderungsoption für Schwefeldioxid

Wie schon in Abschnitt 4.1.2 beschrieben, wird der größte Teil der Entschwefelungskapazität vom Kalksteinwaschverfahren eingenommen, gefolgt vom Sprühabsorptionsverfahren und dem Trockenabsorptionsverfahren für kleine Anlagen. Die Simultanverfahren (Aktivkohle- und DESONO_x – Verfahren) sowie das Wellman-Lord-Verfahren finden nur in wenigen Anlagen Verwendung.

5.1.3.3 Minderungsoption für Stickstoffoxide

Die in Abschnitt 4.1.3 erwähnten Primärmaßnahmen kommen generell zum Einsatz. Sekundärmaßnahmen, wie SCR, SNCR oder Simultanverfahren, werden nur in Steinkohlekraftwerken, nicht aber in Braunkohlekraftwerken eingesetzt, da dort Primärmaßnahmen zur Einhaltung der Emissionsgrenzwerte ausreichend sind.

5.1.3.4 Minderungsoption für Distickstoffoxide

Wie in Abschnitt 5.2.1 beschrieben, können die N₂O Emissionen aus kohlegefeuerten Wirbelschichtkesseln signifikante Größenordnungen im Hinblick auf Klimawirksamkeit erreichen. Dies hängt mit der niedrigen Verbrennungstemperatur von etwa 850 °C zusammen. Zum einen garantiert eine solch niedrige Temperatur eine geringe Bildung von thermischem NO_x, zum anderen wird jedoch die Bildung von N₂O begünstigt. Neben der Temperaturabhängigkeit sind auch noch folgende Aspekte bei der N₂O -Bildung von Bedeutung [KREMER 1994]:

- Die N₂O Bildung nimmt mit steigendem Luftüberschuss zu, daher kann eine Reduzierung der Luftzahl zu einer Absenkung sowohl von NO_x als auch von N₂O führen.
- N₂O bildet sich alleine aus Brennstoffstickstoff und nicht aus Luftstickstoff
- Die chemische Struktur des Brennstoffstickstoffs spielt eine maßgebliche Rolle; N₂O wird vor allem aus HCN gebildet, welches vor allem in Kohlen mit einem hohen Inkohlungsgrad, also Steinkohle, auftritt. Hiermit lassen sich die hohen Emissionen Steinkohlefeuerungen erklären.

-
- Hohe Gehalte an flüchtigen Bestandteilen in der Kohle verursachen hohe Konzentrationen an H- und OH-Radikalen während der Verbrennung. Diese Radikale können zu einer Reduzierung der N₂O -Konzentrationen beitragen

Diese Ergebnisse lassen folgende, teils schon erprobte, technischen Maßnahmen zur Reduzierung der Emissionen als denkbar erscheinen [KREMER 1994].

- Anhebung der Wirbelschichttemperatur:
Experimente an einem 12 MW Kessel zeigten einen Rückgang der N₂O Emissionen von 100 – 150 ppm bei 850 °C auf 40 – 50 ppm bei 930 °C (bei 6 % O₂). Gleichzeitig verdoppelten sich jedoch die NO_x Emissionen. Zusätzliche Optimierung der Luftstufung führten wieder zu einer Verringerung der NO_x Emissionen.
- Geringer Verbrennungsluftüberschuss
Diese Option ist limitiert durch das gleichzeitige Ansteigen von CO und HC Emissionen. Realistische Reduktionen der Luftzahl führen nur zu geringen Effekten für N₂O.
- Optimierung der Luft- und Brennstoffstufung
Es wurden hierzu zwar Versuche durchgeführt, jedoch können keine allgemeinen Aussagen getroffen werden, da aufgrund von komplexen Trade-off-Beziehungen zwischen N₂O, NO_x und SO₂ die Realisierung einer optimalen Konfiguration sehr erschwert ist und sich schließlich auch die Frage stellt, was optimal ist, d.h. wie die jeweiligen Emissionen gegeneinander zu bewerten sind.
- Anhebung der Temperatur des Abgas durch Nachverbrennung eines Sekundärbrennstoffs.
Diese Technik wurde mindestens zwei mal erfolgreich im Pilotmaßstab angewandt, wobei Minderungen von 80 – 90 % erreicht wurden [GUSTAVSSON 1995, LIU 2000]. Kommerzielle Gasbrenner wurden im Primär- und Sekundärzyklon installiert um Nachverbrennungszonen zu bilden, in denen die Temperatur des Abgas von 1120 auf 1370 °K angehoben wurde [LIU 2000]. Dabei betrug das Verhältnis zwischen Leistung des Gasbrenners und Leistung der Kohleverbrennung zwischen 0,1 und 0,3. Die Minderung des N₂O wurde begleitet von einem leichten NO_x-Anstieg. Das größte Hindernis für diese Technik stellen jedoch die zusätzlichen Kosten für das vergleichsweise teure Erdgas dar.
- Verwendung von Katalysatormaterialien im Feuerraum
Das Hinzufügen von MgO oder CaO kann dazu beitragen, die Bildung von NO aus HCN gegenüber der Bildung von N₂O zu bevorzugen. Experimente, die hierzu durchgeführt wurden waren bisher jedoch nicht erfolgreich.

Es ist nicht bekannt, ob diese Maßnahmen auch schon in Großanlagen im Dauerbetrieb durchgeführt werden.

5.1.3.5 Minderungsoption für Schwermetalle

Die wesentlichen Einflussgrößen auf die luftgängigen Schwermetallemissionen sind die eingebrachte Brennstoffmenge, die Brennstoffqualität, die Feuerungstechnik und die installierten Emissionsminderungsmaßnahmen. Von den drei Hauptgruppen fossiler Brennstoffe, Kohle, Öl und Erdgas, trägt insbesondere die Kohleverbrennung zu Schwermetallemissionen bei.

Schwermetallgehalte in der Kohle

Der Einsatz von Kohle ist die Hauptquelle des Eintrags von Schwermetallen in kohlebefeuerte Feuerungsanlagen, obwohl verschiedene Elemente auch mit Sorbentien und Additiven eingebracht werden. Die Tabelle 5-2 enthält Beispielwerte für den Schwermetallgehalt von Steinkohle, die in Kraftwerken in der EU eingesetzt wird, sowie für Braunkohle, die in Deutschland abgebaut wird. Für die meisten Elemente ist der Gehalt in der Steinkohle sehr viel höher als in der Braunkohle, woraus eine größere Schwermetallemissionsrelevanz von Steinkohlefeuerungen resultiert.

Tabelle 5-2: Bereich der Schwermetallgehalte in Steinkohle, die in EU-Kraftwerken eingesetzt wird [Brumsack 1994] [Smith 1988], und in deutscher Braunkohle (nur Alte Bundesländer) [Brumsack 1994] [Markewitz 1991]

	Steinkohle (wasserfrei) [mg/kg]	Braunkohle (nass) [mg/kg]
As	1,46 - 63,4	2 - 2,2
Cd	< 0,01 - 0,56	0,06 - 0,073
Cr	6,4 - 260	5,8 - 6,4
Cu	0,28 - 43,5	1,8 - 2,1
Hg	0,025 - 1	0,2 - 0,26
Ni	30 - 55	2,4 - 4,8
Pb	9 - 50,7	1,4 - 2,2
Se	0,3 - 5,05	0,47 - 0,5
V	20 - 121	8,1 - 8,9
Zn	4,5 - 405	8,4 - 11

Primärmaßnahmen zur Minderung der Schwermetallemissionen: Brennstoffaufbereitung

Bei festen Brennstoffen wie Steinkohle und Braunkohle liegen die meisten Schwermetalle im Mineralanteil der Kohle vor. Folglich ist durch eine verstärkte Abtrennung des anorganischen, inerten Materials eine Reduzierung der eingebundenen Schwermetalle möglich. Für die Verringerung des Gehalts der organisch gebundenen Schwermetalle stehen großtechnisch und zu vertretbaren Kosten derzeit keine Verfahren zur Verfügung. Aus diesem Grund ist die Anwendung fortgeschrittener Kohleaufbereitungsverfahren, die experimentell zu einer verbesserten Abtrennung organisch gebundener Schwermetalle führen [CLARKE 1992], in Deutschland nicht bekannt, und die Aufbereitungsverfahren für feste Brennstoffe beschränken sich auf die Entfernung des Ascheanteils. Der Aufbereitungsprozess umfasst eine mechanische Aufbereitung in drei Schritten: Zerkleinerung des Brennstoffes, Flotation mit Wasser zur Abtrennung des inerten Anteils und Trocknung des übriggebliebenen organischen Anteils. In einigen Fällen werden auch mehrstufige Verfahren mit zwei oder mehr Flotationsstufen unterschiedlicher Trenndichten eingesetzt.

Für diejenigen Elemente, die typischerweise im anorganischen Anteil der Kohle enthalten sind, wie As, Cd, Hg und Zn, sind die konventionellen Kohleaufbereitungsverfahren recht effektiv. Typische Abtrenngrade für verschiedene Elemente sind in der Tabelle 5-3 enthalten. Die erreichten Werte erfordern jedoch die Ausstattung einer Feuerungsanlage mit geeigneten Emissionsminderungstechnologien um eine weitere Emissionsminderung zu erzielen. Abgesehen von den für einige Elemente teilweise geringen Abtrenngraden führt die Kohleaufbereitung zu einem erhöhten Wassergehalt und auf diese Weise zu einem negativen Einfluss auf den Heizwert. Ein dritter Aspekt bei der Aufbereitung ist das aus dem Prozess resultierende Abwasser, das eine umfangreiche Abwasserreinigung erfordert.

Tabelle 5-3: Mögliche Verminderung der Schwermetallgehalte in Kohlen durch eine der Verbrennung vorgelagerte Aufbereitung in technischen Kohleaufbereitungsanlagen [KIRCHARTZ 1995]

Bereich des Abtrenngrades [%]	Element
< 10	-
11 - 25	Hg, Se
26 - 50	As, Cd, Cu, Ni, Zn
51 - 70	Mn, Pb
71 - 90	-
> 90	-

Bei Anlagen mit einer *Rückführung der Filterasche*, z. B. Schmelzkammerfeuerungen, ist mit einer erhöhten Konzentration von Schwermetallen im Rauchgas zu rechnen, da die längeren

Verweilzeiten bei recht hohen Temperaturen zu einer vermehrten Verdampfung führen. Ein Verzicht auf die Filterascherückführung aus der letzten Filterstufe führt also zu einer Verminderung der Schwermetallemissionen, insbesondere von Hg und As [CLARKE 1992]. Diese Maßnahme verhindert außerdem die schnelle Deaktivierung der Katalysatoren von SCR-Anlagen durch Schwermetalle [SCHILLING 1993].

Sekundärmaßnahmen zur Minderung der Schwermetallemissionen

Da spezielle Grenzwerte für Schwermetallemissionen aus Feuerungsanlagen für fossile Brennstoffe nicht vorliegen, ist eine Schwermetallemissionsminderung auf Nebeneffekte von Minderungstechnologien für andere Schadstoffe, hauptsächlich für Staub und SO₂, zurückzuführen [FELSVANG 1995]. Zur Einhaltung der Grenzwerte für Staub und SO₂ ist die Installation umfangreicher Minderungstechnologien erforderlich.

Abscheidegrade von Staubfiltern

Partikeln in Rauchgasen aus Feuerungen für fossile Brennstoffe sind üblicherweise mit leichter flüchtigen Schwermetallen angereichert. Einige Elemente bleiben im gasförmigen Zustand, bis sie auf eine für die Kondensation ausreichende Temperatur abgekühlt wurden. In den meisten Fällen liegt jedoch lediglich Quecksilber im Staubabscheider hauptsächlich in der Gasphase vor [LANGE 1991]. Die meisten Staubabscheidesysteme sind weniger effektiv für kleine Partikeln, die jedoch mit verschiedenen leichter flüchtigen Elementen angereichert sind. Aus diesem Grund kann der Abscheidegrad einzelner Elemente vom Gesamtstaubabscheidegrad abweichen und geringer sein.

Mit *elektrischen Abscheidern* hinter Kohlefeuerungen werden Gesamtstaubabscheidegrade von 99,5 % und mehr erreicht. Der Abscheidegrad für die meisten Schwermetalle im festen Zustand liegt oberhalb von 99 %. Für höherflüchtige Schwermetalle wie Cd, Pb, Zn und Se nimmt der Abscheidegrad ab, liegt jedoch noch oberhalb von 90 %. Der Abscheidegrad eines Elektroabscheiders für Quecksilber hängt hauptsächlich von der Betriebstemperatur ab. Beispielsweise wird für einen Kaltgaselektroabscheider bei einer Temperatur von ca. 140°C ein Hg-Abscheidegrad von ca. 35 % geschätzt [CLARKE 1992]. Im Gegensatz zu Kohlefeuerungen liegen bei *ölbefeuerten Verbrennungsanlagen* die Abscheidegrade von elektrischen Abscheidern für Staub und partikelförmige Schwermetalle nur bei 80 - 90 % [MAYER-SCHWINNING 1996].

Gewebefilter erreichen ähnliche Abscheidegrade wie Elektroabscheider, sind diesen jedoch besonders bei der Abscheidung feiner Partikeln überlegen, so daß eine verbesserte Abscheidung für Schwermetalle, die sich auf feinen Partikeln anreichern, zu erwarten ist. Darüber hinaus hängt der Abscheidegrad von Gewebefiltern nicht vom Staubwiderstand ab, so daß z. B. beim Einsatz von Kohle mit niedrigen Schwefelgehalten oder bei Ölfeuerungen keine Verschlechterung des Abscheidegrades auftritt.

Rauchgasentschwefelungsanlagen entfernen einen weiteren Teil der partikelförmigen Rauchgasinhaltsstoffe mit einem Abscheidegrad von ca. 90 %. Abgesehen von Hg und anderen leichterflüchtigen Elementen werden auf diese Weise die meisten Schwermetalle bereits in den Vorwäschern der Nassverfahren weiter abgeschieden. Zu einer verstärkten Kondensation der leichterflüchtigen Elemente aus der Gasphase tragen die niedrigen Temperaturen in den Wäschern bei. Für *Kalksteinwaschverfahren* zeigen verschiedene Untersuchungen Abscheidegrade von 30 bis 50 % für Hg und 60 bis 75 % für Se. Der Abscheidegrad für Quecksilber in *Sprühabsorptionsverfahren* liegt zwischen 35 und 85 % [CLARKE 1992]. Für *andere Entschwefelungsverfahren* liegen keine Informationen über deren Wirksamkeit im Hinblick auf die Abscheidung von Schwermetallen vor.

Die meisten Entstickungsverfahren scheinen weder einen positiven noch einen negativen Einfluß auf die *Schwermetallemissionen* zu haben. Lediglich von SCR-Anlagen ist bekannt, daß sie die Hg-Abscheidung in einer nachgeschalteten Entschwefelungsanlage verbessern. In der SCR-Anlage wird der Anteil an ionischen Quecksilber (HgCl_2) erhöht, das im Vorwäscher der Entschwefelungsanlage zu einem großen Teil abgeschieden wird [CLARKE 1992].

5.2 Emissions- und Konzentrationswerte

In diesem Abschnitt werden in erster Linie die aufbereiteten Daten der 32 Kraftwerke präsentiert, welche an der Fragebogenaktion des UBA teilnahmen. In diesem Zusammenhang wurden Daten zu luft- und wasserseitigen Emissionen, zu Verbrauch von Einsatz- und Hilfsstoffen und zum Reststoffaufkommen erhoben. Ergänzt wurden diese Daten vor allem hinsichtlich Schwermetall- und N_2O -Emissionen durch Literaturwerte.

5.2.1 Schadstoffemissionen in die Atmosphäre

In den Tabellen 5-4 und 5-5 sind als typisch angesehene Emissionswerte aus Kohlekraftwerken für NO_x , SO_2 und CO zusammengetragen.

Tabelle 5-4: Typische Emissionen aus Kohlenstaubfeuerungen

	Steinkohle [in mg/Nm ³]	Braunkohle [in mg/Nm ³]
Bezugs-O ₂ -Gehalt %	6	6
NO _x -systeminhärent -NO _x -arme Brenner -mit SCR	800 bis 1.300 300 bis 500 200	500 bis 800 200 -
SO ₂ -systeminhärent -mit REA	2.000 (1 % S) 200	12.000 (2,5 % S) 200
CO	20 bis 50	130 bis 180

Quelle: [HEINZE 1999]

Tabelle 5-5: Typische Emissionen aus zirkulierenden Wirbelschichtfeuerungen

ZWSF	Steinkohle [in mg/Nm ³]	Braunkohle [in mg/Nm ³]
Bezugs-O ₂ -Gehalt %	7	7
NO _x	< 200	< 200
SO ₂	200 bis 400 (1 % S)	200 bis 400 (2,5 % S)
CO	100 bis 200	20 bis 30

Quelle: [HEINZE 1999]

In Tabelle 5-6 bis Tabelle 5-9 sind die luftseitigen Emissionswerte der 32 ausgewerteten Anlagenbeispiele dargestellt.

Tabelle 5-6: Atmosphärische Emissionskonzentrationen von Steinkohlekraftwerken

Technik	Anlagentyp	Minderungsmaßnahmen	Anzahl der Anlagen	O ₂ [%]	Emissionen in die Luft [mg/Nm ³]							
					Staub	SO ₂	Schwefel-emissions-grad [%]	NO _x	CO	HCl	HF	NH ₃
Staubfeuerung, Trockenfeuerung	KW und HKW	ESP / nass-REA / SCR	Angabe in Klammern	6	3 - 11 (5)	20 - 252 (5)	6,3 - 8,55 (3)	90 - 190 (5)	12 - 25 (5)	1,73 - 30 (3)	0,2 - 3 (3)	0,165 - 0,5 (3)
	HKW	ESP / DESONOX	2 Blöcke einer Anlage	6		52,7 - 128,7 (2)	15 (1)	154,8 - 158,4 (2)	18,18 - 31,2 (2)		10 (2)	
Staubfeuerung, Schmelzfeuerung	KW	ESP / nass-REA / SCR	1	5	8	185	11,4	200	27	7	7	0,5
	HKW	SDA / Gewebefilter / SCR	1	5	14,72	75,5		322,73	5,73	0,7	0,05	

Tabelle 5-7: Atmosphärische Emissionsfaktoren von Steinkohlekraftwerken

Technik	Anlagentyp	Minderungsmaßnahmen	Anzahl der Anlagen	Elektrischer Nettowirkungsgrad [%]	Gesamtnutzungsgrad [%]	Emissionsfaktoren [kg/TJ _{fuel}]					
						Staub	SO ₂	NO _x	CO	HCl	HF
Staubfeuerung, Trockenfeuerung	KW und HKW	ESP / nass-REA / SCR	Angabe in Klammern	32 - 44		1,13 - 5,1 (4)	7,5 - 90 (4)	34 - 97 (4)	4,9 - 8,3 (4)	0,6 - 12,3 (3)	0,08 - 1,2 (3)
	HKW	ESP / DESONOX	2 Blöcke einer Anlage	29	80		25,7 - 65,2 (2)	75,4 - 80,2 (2)	9,2 - 15,2 (2)		
Staubfeuerung, Schmelzfeuerung	KW	ESP / nass-REA / SCR	1	< 39							
	HKW	SDA / Gewebefilter / SCR	1		81	5,08	26,08	111,5	1,98	0,28	0,019

Tabelle 5-8: Atmosphärische Emissionskonzentrationen von Braunkohlekraftwerken

Technik	Anlagentyp	Minderungsmaßnahmen	Anzahl der Anlagen	Bezugs-sauerst.-gehalt [%]	Emissionen in die Luft [mg/Nm ³]								
					Staub	SO ₂	Schwefel-emissions-grad [%]	NO _x	CO	HCl	HF	N ₂ O	Dioxine / Furane
Staubfeuerung, Trockenfeuerung	KW und HKW	ESP / nass-REA / Low-NO _x -Brenner / Luft- und Brennstoffstufung	Angabe in Klammern	6	2 - 13,53	77 - 341	1,7 - 3,8	141 - 176	4,37 - 182	0,5 - 1 (3)	0,08 - 1 (3)		
	KW	ESP / simultanes Bergbauforschung-Uhde-Verfahren / Low-NO _x -Brenner / Luft- und Brennstoffstufung	2	6	30	5	< 1	150	80	0,2	1		< 0,001 ng TE/m ³
	HKW	Gewebefilter / Entschwefelung in der Wirbelschicht / Low-NO _x -Brenner / Luft- und Brennstoffstufung	1	6	6,6	241,2	12	272,3	8,7	6,8	1,3		
Atmosphärische zirkulierende Wirbelschicht	HKW	ESP / Kalksteinzugabe / niedrige Verbrennungstemperatur	1	7	10	393	9	168	0,2	4	0,5	26	

Tabelle 5-9: Atmosphärische Emissionsfaktoren von Braunkohlekraftwerken

Technik	Anla-gentyp	Minderungs-massnahmen	Anzahl der Anlagen	Elektrischer Netto-wirkungs-grad [%]	Emissionsfaktoren [kg/T _{st}]							
					Staub	SO ₂	NO _x	CO	HCl	HF	Feinstaub PM10	N ₂ O
Staubfeuerung, Trockenfeuerung	KW und HKW	ESP / nass-REA / Low-NO _x -Brenner / Luft- und Brennstoffstufung	Angabe in Klammer	35,7 - 41,7 (3)	0,09 - 5 (3)	5 - 112 (3)	43 - 60,4 (2)	4,9 - 25,9 (3)	0,028 (1)	0,028 (1)		
	KW	ESP / simultanes Bergbauforschung-Uhde-Verfahren / Low-NO _x -Brenner / Luft- und Brennstoffstufung	2 units of 1 plant	35-38 (2)	10,78	2,16	60,36	25,86	0,088	0,43		
	HKW	Gewebefilter / Entschwefelung in der Wirbelschicht / Low-NO _x -Brenner / Luft- und Brennstoffstufung	1									
Atmosphärische zirkulierende Wirbelschicht	HKW	ESP / Kalksteinzugabe / niedrige Verbrennungs-temperatur	1		4,5	177,4	76,1	0,1	1,8	0,19	0,2	11,8

N₂O-Emissionen aus Kohlekraftwerken

Im Allgemeinen spielt N₂O nur eine untergeordnete Rolle wenn man die Emissionen an Klimagasen aus Kraftwerken betrachtet. Die einzige Technik, bei der N₂O Emissionen signifikant zu den Klimagasemissionen beitragen ist die Kohleverbrennung in Wirbelschichtkesseln. In Tabelle 5-10 sind die N₂O Emissionen für verschiedene Verbrennungstechniken und unterschiedliche Brennstoffe aufgetragen. Da keine regelmäßigen N₂O Messungen in Kraftwerken vorgenommen werden sind stattdessen die Werte aufgetragen, wie sie in verschiedenen Studien veröffentlicht wurden. Es ist zu erkennen, dass bei der Verbrennung von Steinkohle in Wirbelschichtkesseln die höchsten Werte auftreten. Diese liegen ein bis zwei Größenordnungen über denen von Staubfeuerungen. Berechnet man die Klimawirksamkeit der N₂O Emissionen in Form von CO₂-Äquivalenten, so ergibt sich, dass für Steinkohle-Wirbelschichtfeuerungen der Anteil an emittierten CO₂-Äquivalenten, welcher aus den N₂O -Emissionen resultiert, immerhin 20 % der gesamten Emission von CO₂-Äquivalenten beträgt. Dieser Wert beruht auf der Annahme von 111 t CO₂/TJ, 72 kg N₂O /TJ und einem CO₂-Äquivalenzfaktor von 310 für N₂O.

Tabelle 5-10: Zusammenstellung von N₂O Emissionswerten aus verschiedenen Untersuchungen

Brennstoff	Verbrennungstechnik	O ₂ Gehalt [%]	N ₂ O Emission [mg/Nm ³]	N ₂ O Emission [mg/Nm ³] (Genauigkeit: 0,4 mg/Nm ³)	N ₂ O Emission [mg/Nm ³]	N ₂ O Emission [mg/Nm ³]	N ₂ O Emission [mg/Nm ³]	N ₂ O Emissionsfaktor [kg/TJ]	N ₂ O Emissionsfaktor [kg/TJ]
Literaturquelle			[KREMER 1994]	[KEMA 1993]	[VGB 1994]	[IEACR 1993]	[BRAUN 1993]	[IEACR 1993]	[PETER 2001], für deutsche Kraftwerke
Steinkohle	Staubfeuerung, trocken	6	<2	< 0,4 (ohne Luft- und Brennstoffstufung); <0,4 - 1,2 (mit Luft- und Brennstoffstufung)		1 - 20		0,4 - 1,4	2 - 5
	Staubfeuerung, Schmelz	6	3,8 - 9		4 - 10	-			
	Rostfeuerung		< 30		1 - 10	0,2 - 3	0,4 - 1,4		
	Zirkulierende Wirbelschicht	7	4 - 20 (bei Teillast); 40 - 700 (bei Volllast)	16 - 170 (T: 790 - 940 °C) (= 7 - 77 kg/TJ)	30 - 160	60 - 140	50 - 120 (bei Normalbetrieb, Spitzenwerte bis zu 380 mg/Nm ³)	36 - 72	
	Stationäre Wirbelschicht	7	100 - 150 (bei Teillast); 140 - 480 (bei Volllast)						
Braunkohle	Staubfeuerung, trocken	6	10 - 16		13	1,5 - 6		0,6 - 2,3	0,8 - 3,2
	Rostfeuerung	6	< 30		-	0,8 - 2,5			0,8 - 3,5
	Wirbelschicht	7	< 30		5 - 20	10 - 90	5 - 15 (bei Normalbetrieb, Spitzenwerte bis zu 30 mg/Nm ³)	11 - 45	3 - 8
HEL	Kessel	3	< 4	<0,4 - 0,8	< 4	0,6 - 2,9		0,04 - 0,9	0,04 - 2
	Gasturbine	15		1,8					
Erdgas	Kessel	3	<2	<0,2 - 0,8	< 2	0,6 - 2,9		0,06 - 0,18	0,06 - 1
	Gasturbine	15		4,6 - 5,6					

5.2.2 Wasserseitige Emissionen und Wasserverbrauch von Kohlekraftwerken

Die in den folgenden Tabellen zusammengestellten Daten entstammen den 32 ausgewerteten Fragebögen. Es ist ersichtlich, dass in vielen Fällen Emissionsdaten nur für einige wenige Schadstoffe vorhanden sind. Weiterhin war eine eindeutige Zuordnung von Emissionsdaten zu einer Quelle nicht immer möglich, da die Daten oft nur für den gesamten Abwasserstrom ermittelt werden, in dem die Abwässer verschiedener Quellen zusammengefasst sind.

Tabelle 5-11: Schadstoffkonzentrationen im Abwasser von Steinkohlekraftwerken

	Quelle der Abwässer	Abwasserbehandlung	Spezifischer Abwasserstrom [m ³ /MWh _{th}]	Elektrischer Nettowirkungsgrad [%]	Konzentration im Abwasser [mg/l]																		
					Cl	AOX	CSB	P _{total}	N _{total}	Zn	Cr	Cd	Cu	Pb	Ni	Hydrazin	Abfiltrierbare Stoffe	Sulfat	Sulfit	Fluorid	Hg	Sulfid	
Staubfeuerung, Trockenfeuerung	Kalksteinwäscher	Filtration / Flockung / Fällung / Sedimentation / Neutralisation	0,051	42,5					10	< 1	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,1	< 0,02		< 30	< 2000	< 20	< 30	< 0,001	< 0,2	
	Kondensat- und Speisewasserbehandlung	Neutralisation / Sedimentation	0,0073	42,5											2	50							
	Kühlwasser (Abflutung von Naturzugkühlturm)	keine	0,693	42,5	0,3																		
Staubfeuerung, Schmelzfeuerung	Kalksteinwäscher	Filtration / Flockung / Fällung / Sedimentation / Neutralisation	0,062	41,3 (brutto !)													9	1200	12	10	0,002		
Atmosphärische zirkulierende Wirbelschicht	Kondensat- und Speisewasserbehandlung	Neutralisation / Sedimentation	0,62		0,2	0,2	80	3				3			2								

Tabelle 5-12: Spezifische Schadstofffrachten im Abwasser von Steinkohlekraftwerken

	Quelle der Abwässer	Abwasserbehandlung	Spezifischer Abwasserstrom [m ³ /MWh _{th}]	Elektrischer Nettowirkungsgrad	Spezifische Emissionen im Abwasser [g/TJ _{fuel}]																		
					Cl	AOX	CSB	P _{total}	N _{total}	Zn	Cr	Cd	Cu	Pb	Ni	Hydrazin	Abfiltrierbare Stoffe	Sulfat	Sulfit	Fluorid	Hg	Sulfid	
Staubfeuerung, Trockenfeuerung	Kalksteinwäscher	Filtration / Flockung / Fällung / Sedimentation / Neutralisation	0,051	42,5					141,67	14,16	0,14	0,14	0,14	41,1	0,28		425	28333,3	283,33	425	0,014	83,2	
	Kondensat- und Speisewasserbehandlung	Neutralisation / Sedimentation	0,0073	42,5												56,4	1 1,39						
	Kühlwasser (Abflutung von Naturzugkühlturm)	keine	0,693	42,5	57,75																		
Staubfeuerung, Schmelzfeuerung	Kalksteinwäscher	Filtration / Flockung / Fällung / Sedimentation / Neutralisation	0,062	41,3 gross efficiency													155	2667	26,7	172	0,034		
Atmosphärische zirkulierende Wirbelschicht	Kondensat- und Speisewasserbehandlung	Neutralisation / Sedimentation	0,62		34,44	34,44	13778	517							344								

Tabelle 5-13: Schadstoffkonzentrationen im Abwasser von Braunkohlekraftwerken

	Quelle der Abwässer	Abwasserbehandlung	Spezifischer Abwasserstrom [m ³ /MWh _{th}]	Elektrischer Nettowirkungsgrad	Konzentration im Abwasser [mg/l]													
					Cl	AOX	CSB	P _{total}	N _{total}	Zn	Cu	Pb	Abfiltrierbare Stoffe	Sulfat	Sulfit	Fluorid	Hg	Sulfid
Staubfeuerung, Trockenfeuerung	Kalksteinwäscher	Filtration / Flockung / Fällung / Sedimentation / Neutralisation	0,00786	40									7		0,5	1,5	0,001	
	Kondensat- und Speisewasserbehandlung	Neutralisation / Sedimentation	0,052	29	27		55	3,9	13,5				10	348				0,8
	Kühlwasser (Abflutung von Naturzugkühlturm)	keine	0,066 - 0,241	34 - 41		0,03 - 0,08 (4)	17,2 - 27,85 (4)	0,15 - 0,32 (4)	2,1 - 22,88 (4)	0,06	0,03	0,004 - 0,03 (2)						

Tabelle 5-14: Spezifische Schadstofffrachten im Abwasser von Braunkohlekraftwerken

	Quelle der Abwässer	Abwasserbehandlung	Spezifischer Abwasserstrom [m ³ /MWh _{th}]	Elektrischer Nettowirkungsgrad	Spezifische Emissionen im Abwasser [g/TJ _{fuel}]											
					Cl	AOX	CSB	P _{total}	N _{total}	Abfiltrierbare Stoffe	Sulfat	Sulfit	Fluorid	Hg	Sulfid	
Staubfeuerung, Trockenfeuerung	Kalksteinwäscher	Filtration / Flockung / Fällung / Sedimentation / Neutralisation	0,00786	40							15,4	0	1,1	3,3	0,0022	
	Kondensat- und Speisewasserbehandlung	Neutralisation / Sedimentation	0,052	29	39		794,4	56,3	195	144	5011					11,6

5.2.3 Aufkommen und Verwertung von Nebenprodukten aus Kohlekraftwerken

Die bei der Verbrennung, bzw. der Rauchgasreinigung anfallenden Reststoffe können zum größten Teil einer Verwertung zugeführt werden (Tabelle 5-15).

Tabelle 5-15: Aufkommen und Verwertung von Nebenprodukten aus kohlegefeuerten Kraftwerken in Deutschland im Jahre 1999, aus [VOM BERG 2000]

	Steinkohle		Braunkohle		
	Aufkommen	Verwertung	Aufkommen	Verwertung	
	Mill. t	%	Mill. t	Tagebau	Sonstige
Kapazität in MW _{th}	81000		68000		
Verfeuerte Kohle, Mill. t	55		159		
Schmelzkammergranulat	2,4	100	--	-	-
Kesselasche	0,51	97	1,7	92	8
Flugasche	3,9	99	7	89	11
Wirbelschichtasche	0,4	100	0,2	62	38
REA-Gips	2,2	100	3,6	7	93
SAV-Produkte	0,36	100	-	-	-
andere Nebenprodukte	< 0,1	100	0,1	0	100
Gesamt	9,9	99	12,6	65	35

Steinkohlenflugasche (SFA)

Steinkohlenflugasche wurde in den letzten Jahren von einem Reststoff zu einem Wertstoff entwickelt. Dies ist vor allem auf die Puzzolanität der SFA zurückzuführen, d.h. zusammen mit Kalk ergibt sich eine hochfeste Verbindung. Daraus ergeben sich folgende Verwertungswege:

- Betonzuschlag (mehr als 50 % der anfallenden SFA)
- Zementzuschlag, (3 – 5 % der anfallenden SFA)
- Erd- und Straßenbau, (10 – 15 % der anfallenden SFA, v.a. SFA mit niedriger Qualität)
- Zusatzstoff für Mörtel und als Blasversatz im Bergbau (10 – 20 % der anfallenden SFA)
- Erstellung von Dichtungsschichten im Deponiebau (1 – 2 % der anfallenden SFA)
- Sonstiges: Formsteine, Mörtel, Wärme- und Schallisolation, Füllstoffe

Braunkohlenflugasche (BFA)

Der größte Teil der anfallenden BFA zur Einbindung des REA-Abwassers eingesetzt [RECKER 1995]. Das entstehende Stoffgemisch, auch Stabilat genannt, besitzt die Qualität

von Magerbeton und lässt sich zur Sanierung ausgekohelter Braunkohlen-Tagebaue einsetzen. So können z.B. rutschungsgefährdete Böschungsbereiche dauerhaft stabilisiert und Hohlräume geschlossen werden. Folgende Verwertungswege befinden sich in der Prüf- bzw. Erprobungsphase[RECKER 1995, VOM BERG 2000]:

für kalkhaltige BFA:

- Hohlraumsanierung im Untertagebau
- Schacht- und Kanalfüllung
- Herstellung von hydrothermalgehärteten Wandbaustoffen

für kalkfreie BFA (höherwertig):

- Betonzusatzstoff
- Zumahlstoff im Zement
- Tragschichtbinder (Straßenbau)
- Deponiebau

SAV-Produkte

Diese wurden bis vor kurzem vor allem deponiert, werden in zunehmendem Maße jedoch wegen ihres Schwefelgehaltes als Dünger eingesetzt. Auch werden derzeit eine Reihe weiterer Entsorgungswege getestet.

TAV-Flugasche

Diese werden zu 100 % verwertet, und zwar als:

- Kalkdüngemittel in der Land- und Forstwirtschaft
- Asphaltfüller
- Verfüllmaterial im untertägigen Bergbau
- Kalkersatz in der Kalksteinproduktion
- Klärschlammkonditionierung

Wirbelschichtasche

Die Wirbelschichtasche wird in Bergbaumörtel, zum untertägigen Versatz und als Zusatzstoff in Gasbetonbausteinen eingesetzt. Anwendungen im Straßenbau befinden sich in der Großversuchsphase.

REA-Gips

Der Gips aus der Kalkstein-Nasswäsche wird vorwiegend in der Bauindustrie eingesetzt und findet Verwendung in Fließestrich, Bergbaumörtel, Gipsplatten, Gipssandstein, Innenputz, Spachtelmasse, Formengips etc. Der Gips aus Steinkohlekraftwerken kann vollständig einer Verwertung zugeführt werden. Der Gips aus Braunkohlekraftwerken hingegen kann wegen seiner unansehnlichen Braunfärbung nur in beschränktem Maße in der Baustoffindustrie Verwendung finden, obwohl die chemische Qualität ansonsten identisch ist mit Gips aus Steinkohlekraftwerken. Um dieses Manko zu beheben werden verschiedene Anstrengungen unternommen. So wurde zur Verbesserung der Farbe das Verfahren der Oberlaufreinigung entwickelt [MALLON 1998]. Weiterhin wurde die Entwicklung neuer Produkte, wie z.B. das Alpha-Halbhydrat nach dem ProMineral-Sicowa-Verfahren vorangetrieben.

Die Qualitätsanforderungen an Gips für den Einsatz in der Baustoffindustrie können im allgemeinen ohne zusätzliche Reinigungsmaßnahmen eingehalten werden. Lediglich der Chloridgehalt muss unter Umständen durch Optimierung des Waschvorgangs unter dem Schwellenwert von 100 ppm gehalten werden.

Schmelzkammergranulat

Schmelzkammergranulat besitzt eine hohe Umweltverträglichkeit, da Schadstoffe in den glasigen Körnern sicher fixiert sind, was sich in der sehr geringen Eluierbarkeit zeigt. Aufgrund seiner Körnung wird es bevorzugt im Erd- und Straßenbau eingesetzt. Außerdem ist es durch Aufnahme in die DIN 4226 als Zuschlagstoff für Beton, Mörtel und Stein anerkannt. Der Anteil von Schmelzkammergranulat am Strahlmittelmarkt beträgt ca. 75 %. Weiterhin findet es Verwendung als Dachbegrünungssubstrat [PUCH 1997].

Kesselsand

Kesselsand lässt sich sehr gut verdichten und hat eine gute Drainagewirkung. Er eignet sich deshalb als Untergrundbefestigung. Außerdem kann Kesselsand als Sandersatz für Putz und als Zuschlag in Beton, Mörtel und Steinen verwendet werden [PUCH 1997].

Das Aufkommen an Reststoffen in den von der Fragebogenaktion erfassten Kohlekraftwerken ist in Tabelle 5-16 für Steinkohle und in Tabelle 5-17 für Braunkohle dargestellt.

Tabelle 5-16: Reststoffaufkommen und Verwertungsraten von Steinkohlekraftwerken
(Fragebogenauswertung)

Technik	Staubfeuerung, Trockenfeuerung	Staubfeuerung, Trockenfeuerung	Staubfeuerung, Schmelzfeuerung	Atmosphärische zirkulierende Wirbelschicht
Hauptbrennstoff	Steinkohle	Steinkohle	Steinkohle	Steinkohle
REA	nass-REA	DESONOX	SAV	Kalksteinzugabe
Entstaubung	ESP	ESP	Gewebefilter	ESP
DeNOx	SCR	DESONOX	SCR	
Nicht überwachungsbedürftige Abfälle [kg/TJ_{in}]	687 - 6137 (2)	2094	64	10513
Recyclingrate [%]	> 99 (2)	100	100	100
Überwachungsbedürftige Abfälle [kg/TJ_{in}]	23 ,67			
Recyclingrate [%]	100			
Besonders überwachungsbedürftige Abfälle [kg/TJ_{in}]	1 ,15	1149	1 ,96	
Recyclingrate [%]	0	100	0	
Flugasche [kg/TJ_{in}]	246 - 4009 (2)	1520		
Kesselasche [kg/TJ_{in}]	210 - 697 (2)	575		10513
Gips [kg/TJ_{in}]	1296			

Tabelle 5-17: Reststoffaufkommen und Verwertungsraten von Braunkohlekraftwerken (Fragebogenauswertung)

Technik	Staubfeuerung, Trockenfeuerung	Staubfeuerung, Trockenfeuerung	Staubfeuerung, Trockenfeuerung	Atmosphärische zirkulierende Wirbelschicht
Hauptbrennstoff	Braunkohle	Braunkohle	Braunkohle	Braunkohle
REA	nass-REA	Entschwefelung in der Wirbelschicht	Bergbauforschung -Uhde-Verfahren	Kalksteinzugabe
Entstaubung	Elektroabscheider	Gewebefilter	ESP	ESP
DeNOx			Bergbauforschung -Uhde-Verfahren	
Nicht überwachungsbedürftige Abfälle [kg/TJ_{in}]	4755 - 16513 (3)	3104	9 ,16	12553
Recyclingrate [%]	100	98 ,5	5 ,25	100
Überwachungsbedürftige Abfälle [kg/TJ_{in}]				4 ,17
Recyclingrate [%]				100
Besonders überwachungsbedürftige Abfälle [kg/TJ_{in}]				7 ,7
Recyclingrate [%]				3 ,64
Flugasche [kg/TJ_{in}]	1255 - 8524 (3)	3058		8188
Kesselasche [kg/TJ_{in}]	167 - 2306 (3)	31 ,4	6 ,14	4364
Gips [kg/TJ_{in}]	3332 - 5683 (3)			

5.2.4 Schwermetallbilanzen

Mit dem aktuellen Stand der Technik ist eine kontinuierliche Überwachung der Schwermetallemissionen aus Feuerungsanlagen für fossile Brennstoffe nicht möglich. Aus diesem Grund ist die einzige, unter einem angemessenen Aufwand verfügbare Methode zur Erfassung von Emissionsdaten und zur Ermittlung des Schwermetallverhaltens während der Verbrennung und in der Rauchgasreinigung, das Aufstellen einer Massenbilanz über die gesamte betrachtete Feuerungsanlage. In Deutschland wurden derartige Massenbilanzen für verschiedene Großfeuerungsanlagen, sowohl auf Steinkohle- als auch auf Braunkohlebasis, durchgeführt.

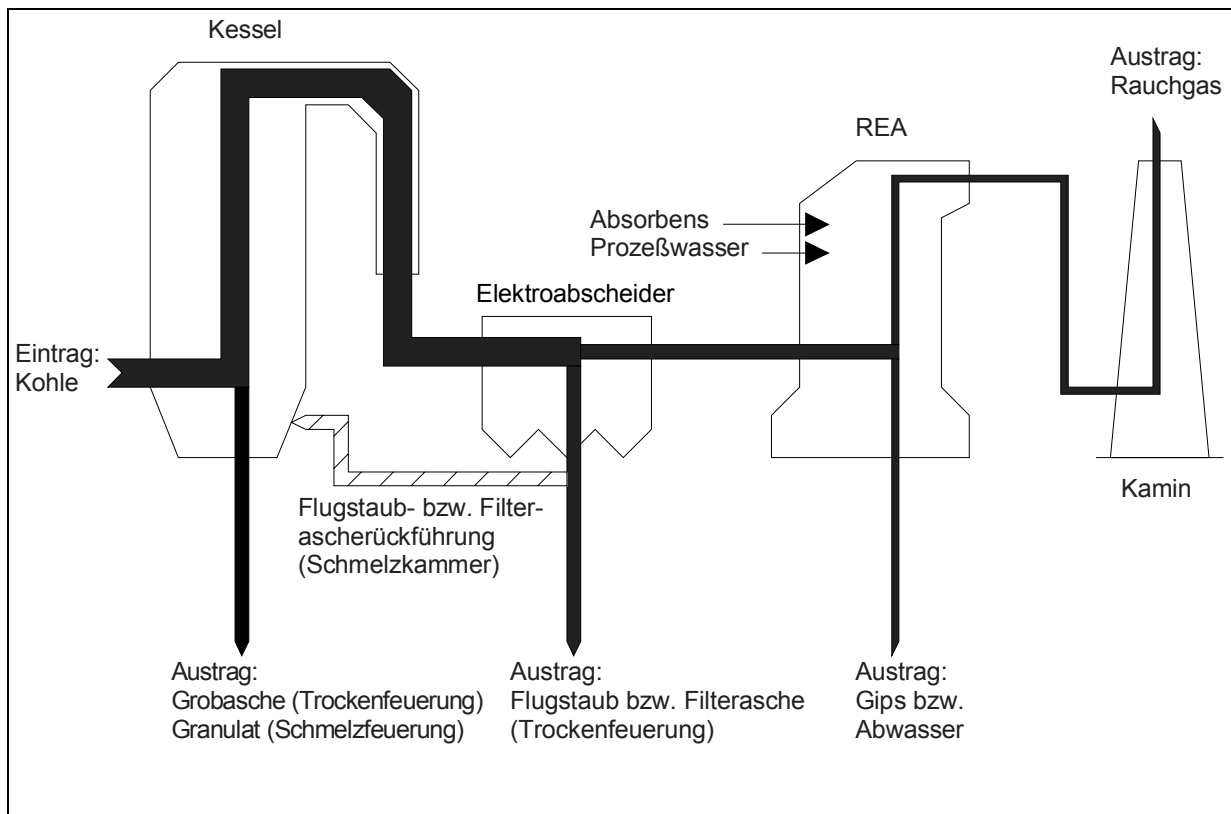


Abbildung 5-1: Schwermetallbilanzen in kohlebefeuerten Kraftwerken, aus [RENTZ 1996]

Tabelle 5-18: Schwermetallbilanzen in kohlebefeierten Kraftwerken (Eintrag mit der Kohle: 100 %) [FAHLKE 1994, MAIER 1991, RENTZ 1996]

Feuerungstyp	Steinkohle, Trockenfeuerung	Braunkohle, Trocken- feuerung	Steinkohle, Schmelz- kammerfeuerung
Austrag [% des Eintrags]: Grobasche (Trockenfeuerung) Granulat (Schmelzkammer)			
As	1,6 - 7,5	0,4	10 - 21,2
Cd	1,8 - 8,9	-	15 - 30,1
Hg	2	-	2
Pb	3,1 - 11,3	1,1	76,7 - 88,8
Austrag [% des Eintrags]: Flugstaub (Trockenfeuerung)			
As	88 - 91,2	98	[Hatched Area]
Cd	89,8 - 95	96	
Hg	17 - 39	49	
Pb	81 - 94	98	
Austrag [% des Eintrags]: Gips bzw. Abwasser			
As	0,4 - 1,19	0,4	21,4 - 83,5
Cd	1,1 - 3,5	0,4	72 - 79
Hg	27 - 41	4,9	44 - 71
Pb	0,9 - 1	0,4	10 - 17,5
Austrag [% des Eintrags]: Rauchgas			
As	0,18	0,06	6,5 - 17,3
Cd	0,19	4,2	0,1 - 6
Hg	18 - 32	44	27,6 - 54
Pb	0,17	0,5	1,2 - 2,6

Die Tabelle 5-20 zeigt beispielhafte Ergebnisse von Schwermetallmassenbilanzen für Kraftwerke gemäß der Abbildung 5-1. Die jeweils installierten Entstickungsanlagen wurden als nicht relevant ausgespart. In den betrachteten Kraftwerken werden ausschließlich Elektroabscheider zur Staubabscheidung eingesetzt, das Kalksteinwaschverfahren bzw. die Sprühabsorption werden zur Rauchgasentschwefelung verwendet.

Es zeigt sich, dass die Systeme zur Entstaubung und Rauchgasentschwefelung den größten Teil der Schwermetalle, die nicht in der Grob- oder Kesselasche bzw. im Granulat zurückgehalten werden, abscheiden. Auf diese Weise sind Konzentrationen von partikelförmigen

Schwermetallemissionen im gereinigten Rauchgas von Feuerungsanlagen in Deutschland, die mit den entsprechenden Rauchgasreinigungsanlagen ausgestattet sind, sehr gering

Aus Trockenfeuerungen wird ein großer Anteil des Quecksilbers gasförmig mit dem Rauchgas emittiert. Dennoch sind die Hg-Reingaskonzentrationen mit Werten um $10 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$ sehr niedrig [CLARKE 1992, FAHLKE 1994]. Bei Schmelzkammerfeuerungen wird außer Hg auch As nur schlecht zurückgehalten, so dass recht große Mengen mit dem Rauchgas emittiert werden. Weiterhin wird deutlich, dass durch die Flugstaub- bzw. Filterascherückführung die Emissionen der leichterflüchtigen Elemente ansteigen, beispielsweise von Hg und, in noch stärkerem Maße, von As [FAHLKE 1994].

Für andere Feuerungsarten außer Kohlekraftwerken liegen kaum Schwermetallbilanzen vor. Für Ölfeuerungen ist von [Hoenig 1991] eine Untersuchung bekannt.

5.3 Ausgewählte Anlagen und Einzeltechnikbeschreibungen

In den folgenden Abschnitten finden sich, wie in Abschnitt 2.4 ausführlich erläutert, die Beschreibungen der Anlagen, welche im Rahmen der beschriebenen Fragebogenaktion erfasst wurden. Daneben findet sich im ersten Abschnitt eine Beschreibung von Verfahren zur Instandhaltung von SCR-Katalysatoren.

5.3.1 Beispiel: Instandhaltung und Reaktivierung von SCR-Katalysatoren in steinkohlefeuerten Kraftwerken

Beschreibung

Die hier zusammengefassten Beispiele aus drei Kohlekraftwerken sollen zeigen, wie durch intelligente Verfahren die Lebensdauer von SCR-Katalysatoren erheblich verlängert werden kann. Die beschriebenen Maßnahmen führen zu einem ökonomischeren Betrieb der SCR-Anlagen und zu einer geringeren Umweltbelastung wegen des geringeren Bedarfs an schwermetallhaltigem Katalysatormaterial.

Die Gründe für eine Inaktivierung der DENOX können sein:

- Verstopfung durch Flugasche, Ascheablagerungen
- Sperrschichtbildung, z.B. durch Gips
- Kationen (Natrium, Arsen) bzw. Anionen (Phosphat) „vergiften“ den Katalysator, d.h. sie setzen durch ihre Nähe zu den aktiven Zentren deren katalytische Wirkung herab

Im Einzelnen sind die in Tabelle 5-19 zusammengefassten Maßnahmen realisiert worden. Im Beispiel A wird eine kontinuierliche Reinigung der Katalysatoren mit Hilfe von 250 Hz – Schallwellen während des Betriebs durchgeführt. Die Wirkung dieser Maßnahme beschränkt

sich auf das Lösen von Ascheablagerungen und das Verhindern von Wabenzusetzungen. Katalysatorvergiftungen, z.B. durch Arsen, können hiermit nicht verhindert werden. Die Verfahren B und C hingegen führen sowohl zur Entfernung von Ablagerungen und Sperrschichten, als auch zu einer Aktivitätsanhebung des Katalysatormaterials durch Herauslösen von vergiftenden Elementen wie Arsen.

Tabelle 5-19: Drei Beispielfahrerfahren zur Instandhaltung bzw. Reaktivierung von SCR-Katalysatoren

Verfahren [Literaturstelle]	A [KRUSE 2000]	B [BENZ 1999]	C [TRÜBENBACH 2000]
Beschreibung	Instandhaltung durch kontinuierliche Behandlung mit 250 Hz-Schallwellen	Regenerierverfahren zur in-situ Behandlung während mehrtägiger Stillstandzeit (ca. 3-5 Tage)	Regenerierverfahren zur ex-situ Behandlung der Katalysatoren mit Ultraschall und Säurebad
Wirkung	Lösen von Ascheablagerungen; Verhindern von Wabenzusetzungen	Beseitigung sämtlicher Inaktivierungsursachen (Ablagerungen, Sperrschicht, Arsen-, Thallium- und Phosphorvergiftungen)	Beseitigung sämtlicher Inaktivierungsursachen (Ablagerungen, Sperrschicht, Arsen-, Thallium- und Phosphorvergiftungen)
Quantifizierung der Wirkung	Ablagerungen und Zusetzungen konnten in 7-monatigem Betrieb verhindert werden; Dampfbläser werden nicht mehr benötigt.	Steigerung der Aktivität von 65 auf ca. 80 %, also ca. 15 %-Punkte (erster Probetrieb)	Steigerung der Aktivität um 14 – 57 % - Punkte

Zum Verfahren A liegen keine weiteren Informationen vor. Daher werden im weiteren Verlauf nur noch die beiden Regenerationsverfahren B und C betrachtet.

Das Verfahren B besitzt den großen Vorteil, dass das Katalysatorenmaterial im SCR-Gehäuse verbleiben kann. Es wird jedoch eine Stillstandzeit von ca. 3-5 Tagen benötigt um die Reaktivierung durchzuführen.

Bei diesem Verfahren wird zunächst mittels einer Waschflüssigkeit mit hohem pH-Wert die gasdiffusionshemmende Oberflächenschicht entfernt. Dann lösen sich bei fallendem pH-Wert die Katalysatorgifte aus dem Katalysator heraus und werden abtransportiert. Das unerwünschte Herauslösen von Vanadium und Wolfram aus dem Katalysator ist sehr gering. Nur wenige Promille dieser im Katalysator enthaltenen Elemente werden hierbei entfernt.

Für Verfahren C zeigt Abbildung 5-2 das prinzipielle Verfahrensschema.

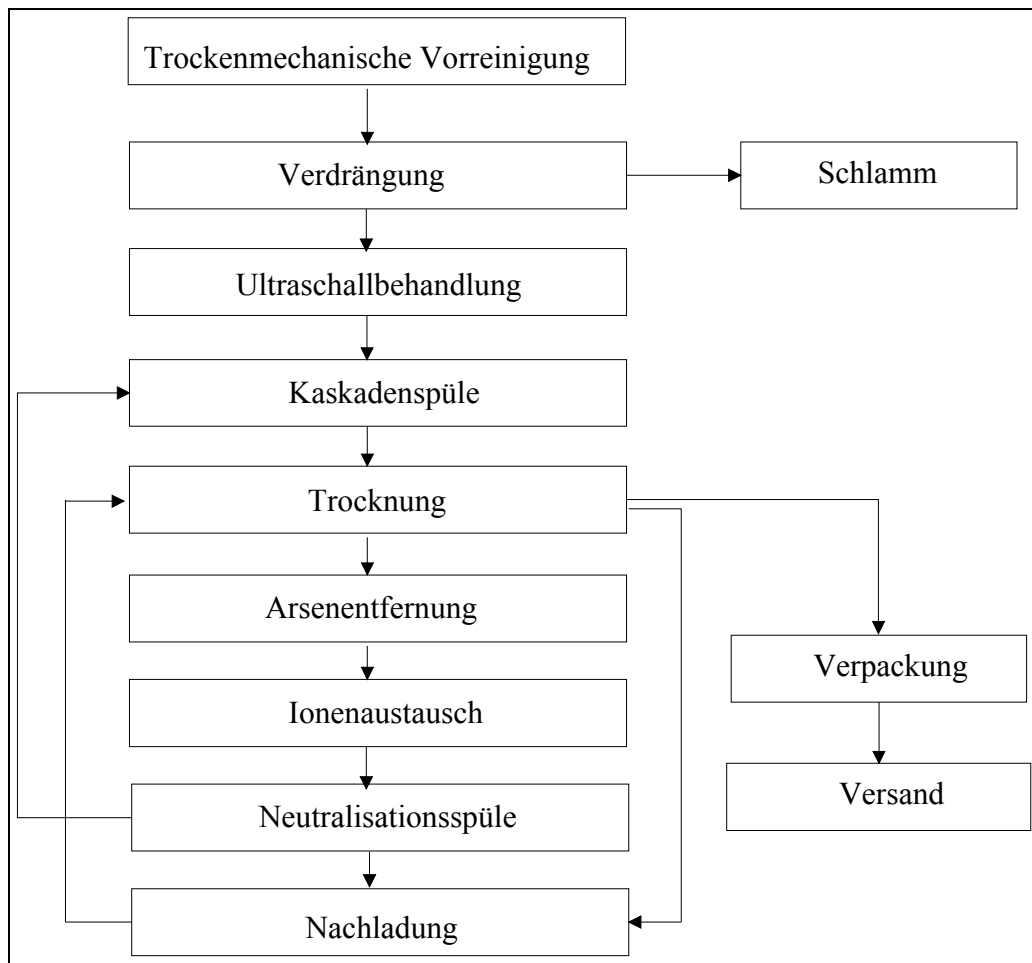


Abbildung 5-2: Verfahrensschema der Ultraschall-Regeneration von DeNO_x- Katalysatoren

Ein wichtiger Aspekt bei diesem Verfahren ist die genaue Eruiierung der Inaktivierungsursachen, um einen angepassten Regenerierungsablauf zu erstellen. Hierfür werden der K-Wert (= Maß für die Aktivität des Katalysatormaterials; K_0 ist die Aktivität fabrikneuer Katalysatoren) und die SO₂/SO₃-Konversionsrate bestimmt und die Elementaranalyse des Katalysatorkörpers und der Katalysatoroberfläche erstellt.

Die Anlage zur Reaktivierung führt die Reaktivierung der SCR- Katalysatoren mehrerer Kraftwerke durch und hat einen Durchsatz von bis zu 4 m³ Katalysatorvolumen pro Stunde.

Wesentliche Umweltvorteile

Die beschriebenen Verfahren führen zu einer geringeren Umweltbelastung wegen des geringeren Bedarfs an energieintensivem und schwermetallhaltigem Katalysatormaterial.

Anwendbarkeit

Positive Ergebnisse konnten mit Verfahren A in einer Steinkohlestaubfeuerung erzielt werden. Verfahren B wurde in mindestens zwei Steinkohle-Staubfeuerungen positiv getestet. Für Verfahren C liegen mit mehr als 10 Steinkohle-Kraftwerken die meisten Erfahrungen vor. Prinzipiell sollten die Verfahren, mit allenfalls nur leichten Modifikationen, für sämtliche in Steinkohle-Feuerungen eingesetzte SCR- Katalysatoren anwendbar sein.

Medienübergreifende Aspekte

Für Verfahren A fallen keine Abwässer und Abfälle an. Der Energieverbrauch ist gering gegenüber dem alternativen Dampfblasen. Beim Verfahren B fällt die Regeneriersuspension an, welche Arsen, Vanadium, Wolfram, Calcium, Eisen und andere Elemente enthalten kann. Im ersten Probetrieb konnte dieses Abwasser ohne Probleme in der vorhandenen REA-Abwasseraufbereitung mit behandelt werden. Eine besondere Genehmigung des Verfahrens war nicht erforderlich.

Bei dem Verfahren C ist ein nicht unbeträchtlicher Energieaufwand erforderlich. Genauere Werte sind jedoch nicht bekannt. Des Weiteren fallen in den verschiedenen Prozessstufen zum Teil saure und mit Vanadium und Arsen belastete Abwässer an, welche behandelt werden müssen.

Betriebsdaten

Die meisten Erfahrungen liegen für das Verfahren C vor. So sind in Tabelle 5-20 die Regenerationsergebnisse für 11 Kraftwerke zusammengestellt. Man erkennt, dass, bis auf eine Ausnahme, die Aktivität um 13,8 – 57,2 %-Punkte gesteigert werden kann. Die absolute Aktivität nach der Reaktivierung beträgt zwischen 68 und 105 % der „fabrikneuen“ Aktivität. In Abbildung 5-3 ist weiterhin die Abhängigkeit des Aktivitäts-Zugewinns der Katalysatoren von der Aktivität vor der Reeneration aufgetragen. Man erkennt, dass erst für Restaktivitäten unter 80 % positive Gewinne erreichbar sind. Man erkennt jedoch auch, dass in manchen Fällen die Aktivität von fabrikneuen Katalysatoren wiederhergestellt werden kann. Für das Verfahren B liegen Betriebswerte noch nicht in diesem Ausmaß vor. Die Ergebnisse von Versuchstandmessungen zeigen jedoch Aktivitätssteigerungen von 8 bis 15 %-Punkten bei Restaktivitäten vor der Reeneration von 70 %. Im ersten Probetrieb konnte bei einer Restaktivität von 65 % eine Anhebung auf 78 % erreicht werden. Diese Ergebnisse deuten darauf hin, dass Verfahren B ähnliche Ergebnisse liefert wie Verfahren C. Ob jedoch die großen Zugewinne für geringe Restaktivitäten, wie sie mit Verfahren C realisiert werden können, auch mit Verfahren B erreicht werden, ist nicht bekannt.

Tabelle 5-20: Regenerationsergebnisse für das Verfahren C

Kraftwerk	K_{vor}/K_0 [%]	K_{nach}/K_0 [%]	Gewinn [%-Punkte]
1	60,1	96,1	36,0
2	66,1	93,2	27,0
3	47,8	105,0	57,2
4	58,0	89,3	31,3
5	83,9	81,9	-2,0
6	34,3	68,3	34,0
7	61,1	75,0	13,9
8	32,8	86,0	53,3
9	54,1	74,7	20,6
10	54,2	94,8	40,6
11	79,7	79,4	-0,3

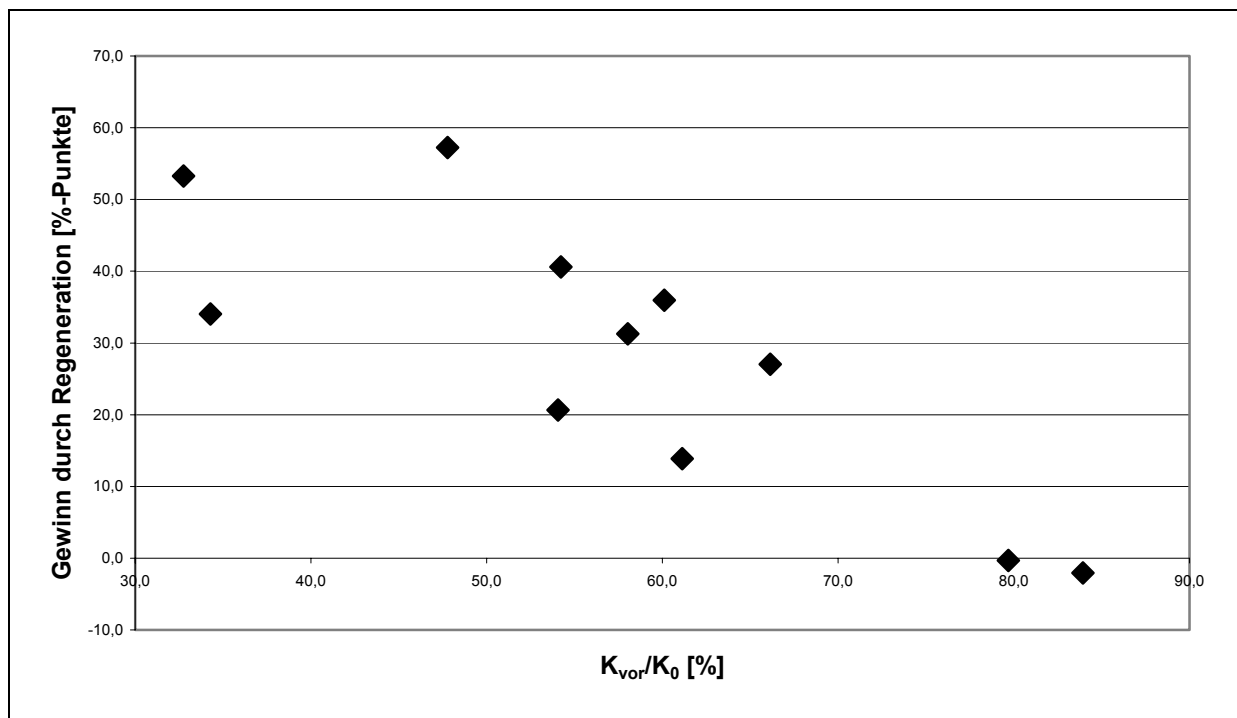


Abbildung 5-3: Abhängigkeit des Aktivitäts-Zugewinns der Katalysatoren von der Aktivität vor der Reneration für das Verfahren C

Für beide Verfahren deuten alle Ergebnisse darauf hin, dass eine mehrfache Regenerierung durchgeführt werden kann. Außerdem entspricht das Deaktivierungsverhalten von regenerierten dem von fabrikneuen Katalysatoren.

Wirtschaftliche Daten

Wirtschaftliche Daten liegen lediglich für Verfahren C vor. Es wurden in einem konkreten Beispiel die jährlichen Kosten für den Betrieb einer SCR- Anlage mit Regeneration mit denen einer Anlage mit Katalysatorauswechslung verglichen.

Variante	Betriebskosten [TDM/a]	Kosten inkl. Kapitaleinsatz [TDM/a]
Betrieb mit 3 Katalysatorebenen / Ersatz Neumaterial	1.358	1.921
Betrieb mit 4 Katalysatorebenen / Ersatz Neumaterial	1.288	1.585
Betrieb mit 3 Katalysatorebenen / Reaktivierung	718	987

Da das Verfahren B weit weniger aufwendig ist als Verfahren C, sind die möglichen Betriebskosteneinsparungen für Verfahren B noch größer einzuschätzen.

Gründe für die Realisierung

Der Grund für die Entwicklung und den Einsatz von Regenerationsverfahren liegt in den erzielten Einsparungen aufgrund der vermiedenen Katalysatorkosten.

Literatur

[BENZ 1999, KRUSE 2000, TRÜBENBACH 2000]

5.3.2 Beispiel: Steinkohle-Staubfeuerung mit trockenem Ascheabzug, Rauchgasreinigung und hohem Wirkungsgrad

Beschreibung

Es handelt sich um einen seit 1994 betriebenen Steinkohleblock mit einer maximalen Feuerungswärmeleistung von 1370 MW, einer Bruttoleistung von 553 MW_{el}. Es ist eine Wärmeauskopplung von 300 MW_{th} möglich. Der elektrische Nettowirkungsgrad beträgt laut Abnahmemessung 43,1 %. Die eingesetzte Weltmarktkohle wird in vier Kohlemühlen gemahlen und den 16 Wirbelstufenbrennern zugeführt. Die Brenner sind in vier Ebenen je vier Brenner als Boxerfeuerung angeordnet.

Das Rauchgas wird nach der unten beschriebenen Rauchgasreinigung über den 141,5 m hohen Kühlturm abgeleitet.

Die Dampfparameter am Eintritt der Hochdruckturbine betragen 262 bar/545 °C und nach der Zwischenüberhitzung am Eintritt der Mitteldruckturbine 53 bar/562 °C.

Wirkungsgradsteigernde Maßnahmen

. Hohe Dampfstufen

-
- . Optimierte Turbinen
 - . Einsträngigkeit der Hauptanlagen

Maßnahmen zur NO_x-Reduktion

- . NO_x-arme Brenner mit einer zugesicherten NO_x-Rohgaskonzentration $\leq 500 \text{ mg/Nm}^3$
- . SCR-Anlage mit drei Katalysatorebenen in „High-Dust“ Schaltung

Rauchgasentschwefelung

- . REA als Nasswäscher mit Kreide ohne Wiederaufheizung (Entschwefelungsgrad > 95 %)

Entstaubung

- . Elektrofilteranlage (Entstaubungsgrad > 99 %)

Wesentliche Umweltvorteile

Die primären und sekundären Minderungsmaßnahmen sichern niedrige atmosphärische Emissionen. Der vergleichsweise hohe Wirkungsgrad trägt zur Ressourcenschonung und zur CO₂-Einsparung bei.

Anwendbarkeit

Einzig standortbezogene Fragen wie Kühlwasserdargebot, Wärme- und Strombedarf und Brennstofflogistik schränken eine Nutzung ein.

Medienübergreifende Aspekte

Bei der Rauchgasreinigung fallen folgende Stoffe an:

- . Entstaubung → Flugasche
- . REA → Abwasser, Gips

Weiterhin müssen die SCR-Katalysatoren regelmässig ausgetauscht werden. Der Betrieb der Entschwefelungsanlage vermindert den elektrischen Nettowirkungsgrad der Anlage.

Betriebsdaten

Im Jahr 1999 wurden in 5.782 Betriebsstunden 2.481,3 GWh_{el} netto erzeugt. Gleichzeitig wurden 168,80 GWh_{th} als Fernwärme ausgekoppelt. Damit erreichte die Anlage einen Nettowirkungsgrad von 40,4 % und einen netto Brennstoffausnutzungsgrad von 44,26 % im Bezugsjahr.

In Tabelle 5-21 sind die atmosphärischen Emissionen für 1999 dargestellt.

Tabelle 5-21: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1999

	Grenzwerte (bei 6 % O₂)	Messwerte (Jahresmittelwerte bei 6 % O₂)	Spezifische Werte g/MWh_{el}	Messung
O ₂ -Gehalt Abgas		0,04		
Betriebszustand		Volllast		
Abgasvolumenstrom [m ³ /h]		1.580.000		
Staub [mg/Nm ³]	20	3	9,11	kont.
SO ₂ [mg/Nm ³]	200	52	158,38	kont.
NO _x [mg/Nm ³]	200	167	483	kont.
CO [mg/Nm ³]	200	23	66,49	kont.
HCl [mg/Nm ³]	20	< 1,73		Einzel.
HF [mg/Nm ³]	2	< 0,2		Einzel.

Im Jahr 1999 wurden 782 Kilotonnen Steinkohle wechselnder Herkunft sowie 4.170 t leichtes Heizöl eingesetzt.

Die Verbräuche der wichtigen Einsatz- und Hilfsstoffe sind in Tabelle 5-22 zusammengestellt.

Tabelle 5-22: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen von 1999

Einsatz-/ Hilfsstoffe	Verwendung	Einsatzmenge t/a	spez. Menge g/MWh_{el}
Kreide	REA	16.139	6.500
Weißfeinkalk		588	237
H ₂ SO ₄	Abwasserbehandlung	603	244
FeCl ₃		396	159
NH ₃ PiaNO _x	SCR	605	244

Der Hauptkühlkreislauf wird mit rohem Ostseewasser ohne Entsalzung betrieben. Zur Vermeidung von Korrosionen sind sämtliche Rohre aus Titan gefertigt. Die Kühlturmabsalzung (950 m³/h bei Volllast) erfolgt zurück in die Ostsee und trug 1999 im Jahresmittel folgende Frachten:

Tabelle 5-23: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom (950 m³/h) der Kühlturmabsalzung

	Mittlere Konzentration [mg/l]	Spezifische Fracht [g/MWh _{el}]
Cl	0,3	0,56
AOX	0,117	0,22
CSB	35	65,5
P _{total}	0,191	0,36
N _{total}	0,47	0,88

Als REA-Zusatzwasser dient ein Gemisch aus Ostseewasser und Brunnenwasser. Die Abwässer der REA-Abwasseraufbereitung werden in die Kühlturmabsalzung eingeleitet und betragen max. 70 m³/h.

Die Stoffkonzentrationen im REA-Abwasser sind in Tabelle 5-24 dargestellt.

Tabelle 5-24: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom (70 m³/h) der REA-Abwasseraufbereitung

	Grenzwerte [mg/l]	Konzentration [mg/l]	Fracht [g/MWh _{el}]
AOX		0,0383	0,002
CSB	150	71	3,57
Zink	1	<1	0,05
N _{gesamt}		<10	0,5
Cr	0,5	<0,01	
Cd	0,05	<0,01	
Cu	0,5	<0,01	
Pb	0,1	<0,1	0,005
Ni	0,5	<0,02	
Abfiltrierbare Stoffe	30	<30	1,5
Sulfat	2000	<2.000	100,7
Sulfit	20	<20	1,00
Fluorid	30	<30	1,5
Quecksilber	0,05	<0,001	
Sulfid	0,2	<0,2	0,1

Abfälle fallen vor allem als Asche und Gips an. Die jeweiligen Mengen sind in Tabelle 5-25 aufgezeigt.

Tabelle 5-25 : Abfallmengen im Jahr 1999

	Aufkommen t/a	Menge pro Produktmenge t/MWh_{el}	Verwertung/ Beseitigung
Grobasche	14.150	0,006	Baustoffindustrie
Flugasche	81.350	0,03	Baustoffindustrie
REA-Gips	26.300	0,01	Baustoffindustrie
C-Gips	2.020	0,0008	Deponieabdeckung
KZA-Schlamm	733	0,0003	Deponierung

Wirtschaftliche Daten

Die Gesamtinvestitionen betragen zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme 615 Mio EUR. Dies ergibt eine spezifische Investition von 1118 EUR/kW_{el}.

Gründe für die Realisierung der Anlage

Die primäre Entstickung und die nachgeschalteten Abgasreinigungsmaßnahmen wurden realisiert um die gesetzlichen Grenzwerte einhalten zu können. Die Optimierung des Wirkungsgrades wurde aus ökonomischen Gesichtspunkten heraus durchgeführt.

5.3.3 Beispiel: Steinkohle-Staubfeuerung mit trockenem Ascheabzug und Rauchgasreinigung in einem Heizkraftwerksblock

Beschreibung

Es handelt sich um einen seit 1989 betriebenen Steinkohleblock mit einer genehmigten maximalen Feuerungswärmeleistung von 1278 MW_{th}, einer elektrischen Bruttoleistung von 383 MW_{el} und einer Fernwärmeleistung von maximal 550 MW_{th}. Hieraus ergibt sich ein minimaler elektrischer Bruttowirkungsgrad von 39,1 % und ein minimaler Brennstoffnutzungsgrad (brutto) von 73 %. Der tatsächlich für diese Leistung notwendige Brennstoffeinsatz liegt in der Regel, je nach meteorologischen Daten und der im zulässigen Kohleband eingesetzten Kohlequalitäten unter der genehmigten Feuerungswärmeleistung, um sicherzustellen, dass bei ungünstigen Wetterbedingungen oder Änderung der Kohlequalität der Kraftwerksblock in der Leistung aus rechtlichen Gründen nicht zurückgefahren werden muss. Mit der Brennstoffqualität ändert sich ebenfalls der elektrische Bruttowirkungsgrad und der Brennstoffnutzungsgrad.

Die Dampfparameter am Eintritt der Hochdruckturbine betragen 255 bar/535 °C und nach der einfachen Zwischenüberhitzung am Eintritt der Mitteldruckturbine 63 bar/541 °C.

Die Maßnahmen zur NO_x-Reduktion umfassen Rohrkugelmühlen mit Doppelsichtern zur besonders feinen Ausmahlung der Kohle, primärseitig NO_x-arme Brenner und eine gestufte

NO_x-reduzierende Brennstoffzugabe. Nachgeschaltet ist eine SCR-Anlage in „High-Dust“ Schaltung. Der Elektroabscheider sitzt zwischen Luvo und REA.

Die Abgasentschwefelung ist ausgeführt als Nasswäscher mit Kalksteinmehl, die zwischenzeitlich auf Weißfeinkalk umgestellt wurde. Nach der REA wird das Rauchgas in einem regenerativen Gasvorwärmer aufgeheizt, bevor es über den Kamin abgeleitet wird.

Die Kondensationswärme des Dampfprozessmediums wird von einem 132 m hohen Naturzugkühlturm abgeführt.

Zur Vermeidung von staubförmigen Emissionen findet die Kohleentladung in einer Halle statt. Weiterhin sind die Transportbänder gekapselt. Der Transport staubender Güter erfolgt grundsätzlich in geschlossenen Transporteinrichtungen.

Wesentliche Umweltvorteile

Die primären und sekundären Minderungsmaßnahmen sichern niedrige atmosphärische Emissionen. Der hohe Brennstoffnutzungsgrad trägt zur Ressourcenschonung und zur CO₂-Einsparung bei.

Anwendbarkeit

Einzig standort- und marktbezogene Faktoren wie Kühlwasserdargebot, Wärme- und Stromnachfrage und Brennstoffangebot schränken eine Nutzung ein.

Medienübergreifende Aspekte

Bei der Rauchgasreinigung fallen folgende Stoffe an:

Entstaubung → Flugasche

REA → Abwasser, Feststoffe aus der Abwasserreinigung und Gips

Weiterhin müssen die SCR-Katalysatoren regelmäßig ausgetauscht werden.

Betriebsdaten

Im Jahr 1999 erreichte die Anlage 7289 Betriebsstunden, das entspricht rechnerisch 5534 Volllaststunden.

In Tabelle 5-28 sind die atmosphärischen Emissionen für 1999 dargestellt.

Tabelle 5-26: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1999

	Grenzwerte (bei 6 % O ₂)	Messwerte (Jahresmittelwerte bei 6 % O ₂)	Spezifische Werte [kg/TJ _{in}]	Messung
O ₂ -Gehalt Abgas [%]		6		kont.
Betriebszustand		Volllast		
Abgasvolumen-strom [m ³ /h]		1.635.000		
Staub [mg/Nm ³]	50	7,3	2,59	kont.
SO ₂ [mg/Nm ³]	400	254	90,28	kont.
Schwefel- emissionsgrad [%]	15	8,6		kont.
NO _x [mg/Nm ³]	200	192	68,24	kont.
CO [mg/Nm ³]	250	17	6,04	kont.
NH ₃ [mg/Nm ³]	10	0,5	0,18	Einzelme.

Im Jahr 1999 wurden 1.168,3 Kilotonnen Steinkohle (= 6714 GWh) sowie 8.140 t schweres Heizöl (= 93 GWh) und 304 GWh Kokereigas eingesetzt.

Die Daten zur eingesetzten Steinkohle sind in Tabelle 5-27 zusammengefasst.

Tabelle 5-27: Steinkohlequalität (Mittelwert 1999)

Heizwert [kJ/kg]	Aschegehalt [%]	Wassergehalt [%]	Schwefelgehalt [%]
20.689	26,5	10,8	1,09

Die REA benötigte ca. 8,5 t/h Weißfeinkalk, entsprechend ca. 47 kt/a, und produzierte dabei ca. 13,5 t/h Gips, entsprechend ca. 75 kt/a (berechnete Werte).

Die gesamte Menge an Asche (Kessel- und Flugasche) betrug ca. 300 kt im Bezugsjahr.

Abwasser entstammt der Vollentsalzung, der Kondensatreinigung, der Kühlturmabflutung und der REA. Die Regenerate der Vollentsalzung (VEA) und der Kondensatreinigung (KRA) werden nach Behandlung im Neutralisationsbecken direkt in den Vorfluter gegeben (14800 m³ in 1999). Das REA-Abwasser wird in der Rauchgasabwasseraufbereitungsanlage behandelt (Fällung, Flockung, Sedimentation) bevor es ebenfalls in den Vorfluter gegeben wird (222.922 m³ in 1999). Das nicht behandlungsbedürftige Kühlturmabflutwasser wird direkt abgeleitet (2.980.000 m³ in 1999) Der gesamte Produktionsabwasservolumenstrom beträgt 1.327 m³/h bei Volllast. Davon werden 327 m³/h behandelt und 1000 m³/h (Kühlwasser) können unbehandelt in den Vorfluter gegeben werden.

Wirtschaftliche Daten

Daten liegen nicht vor.

Gründe für die Realisierung der Rauchgasreinigungsanlage

Die primäre Stickoxidminderung und die nachgeschalteten Abgasreinigungsmaßnahmen wurden realisiert um die gesetzlichen Grenzwerte bei allen Betriebsbedingungen einhalten zu können.

5.3.4 Beispiel: Steinkohle-Trockenfeuerung mit simultaner Stickoxid-Minderung und Entschwefelung nach dem DESONOX-Verfahren

Beschreibung

Es handelt sich um zwei in den Jahren 1976 (Block II) bzw. 1984 (Block III) in Betrieb genommene Steinkohle-Blöcke in einem Heizkraftwerk mit Feuerungswärmeleistungen von 92 / 94 MW und Bruttoleistungen von 25 / 27,5 MW_{el} bei maximaler Stromerzeugung mit Block II und III. Der normale Betriebszustand ist jedoch der KWK-Betrieb. Hier werden Bruttoleistungen von 18,8 / 27,5 MW_{el} und Nettoleistungen von 15,1 / 22,8 MW_{el} erreicht. Es können bis zu 114 MW_{th} Fernwärme ausgekoppelt werden. In Block II geschieht dies über eine Entnahme-Kondensationsturbine. In Block III hingegen ist eine Gegendruckdampfturbine installiert, welche über Heizkondensatoren Fernwärme abgibt. Die Dampfparameter betragen 113 bar und 535 °C.

Der gas- und ölgefeuerte Block I mit 92 MW Feuerungswärmeleistung wird hier nicht berücksichtigt.

Die Kessel werden in 2 Ebenen von jeweils vier Kohlestaubbrennern befeuert (Eckenfeuerung). Die Kessel sind als Naturumlaufkessel ausgeführt.

Die per Schiff angelieferte deutsche Steinkohle wird in einem 15.000 t fassenden Bunker zwischengelagert. Das nach dem unten beschriebenen DESONOX-Verfahren gereinigte Abgas wird über einen Kamin abgeleitet. Die Blöcke wurden mit diesem Verfahren, das dort erstmals zum Einsatz kam, 1990 (Block II) bzw. 1988 (Block III) nachgerüstet.

DESONOX-Verfahren

Abbildung 5-4 zeigt schematisch die Funktionsweise des Verfahrens. Es ist hier die Ausführung in Block II wiedergegeben. Hier muss das Rauchgas zunächst in einem Drehluvo abgekühlt werden, um die Betriebstemperatur für den vorhandenen Elektroabscheider zu erreichen. Danach wird das entstaubte Abgas wieder aufgeheizt. Dies geschieht in einem Wärmetauscher und mittels eines Erdgasbrenners. In Block III kann auf die Wiederaufheizung verzichtet werden, da hier das ca. 470° C heiße Rauchgas durch einen heißgehenden Elektroabscheider geleitet wird und somit bereits die notwendige Reaktionstemperatur für die DESONOX besitzt. Vor Katalysatoreintritt wird Ammoniak in das Abgas eingedüst. In der ersten Stufe des Reaktors findet die katalytische Entstickung und in der zweiten Stufe die katalytische Oxidation des Schwefeldioxids zu Schwefeltrioxid statt.

Anschließend wird das gereinigte Rauchgas über die zwei in Reihe geschalteten Wärmetauscher geführt. Das im Abgas enthaltene Schwefeltrioxid setzt sich zunächst mit vorhandenem Wasserdampf unter der Bildung von Schwefelsäuretropfen um, die anschließend durch partielle Kondensation im zweiten Wärmetauscher, durch den zweistufigen Wäscher und durch einen abschließenden Nasselektroabscheider entfernt werden. Am Wäscher sitzt weiterhin ein Stripper, welcher für eine Verminderung der Halogenbelastung des Rauchgas sorgt. Hier wird chlor- und fluorhaltiges Wasser ausgekoppelt. Dieses wird in einem Neutralisationsbecken mit Kalk behandelt und abgeleitet. Die Halogene finden sich als CaCl_2 und CaF_2 im Filterkuchen des Neutralisationsbeckens wieder.

Nach dem zweiten Wärmetauscher wird das Abgas wieder aufgeheizt und über den Kamin abgeführt (Abbildung 5-4). Die gewonnene 70 %-ige Schwefelsäure erfüllt die Qualitätsanforderungen verschiedener Abnehmer und wird zur Zeit in der Düngemittelherstellung eingesetzt. Die Abscheidegrade des Verfahrens können aus den Werten in Tabelle 5-28 abgeleitet werden.

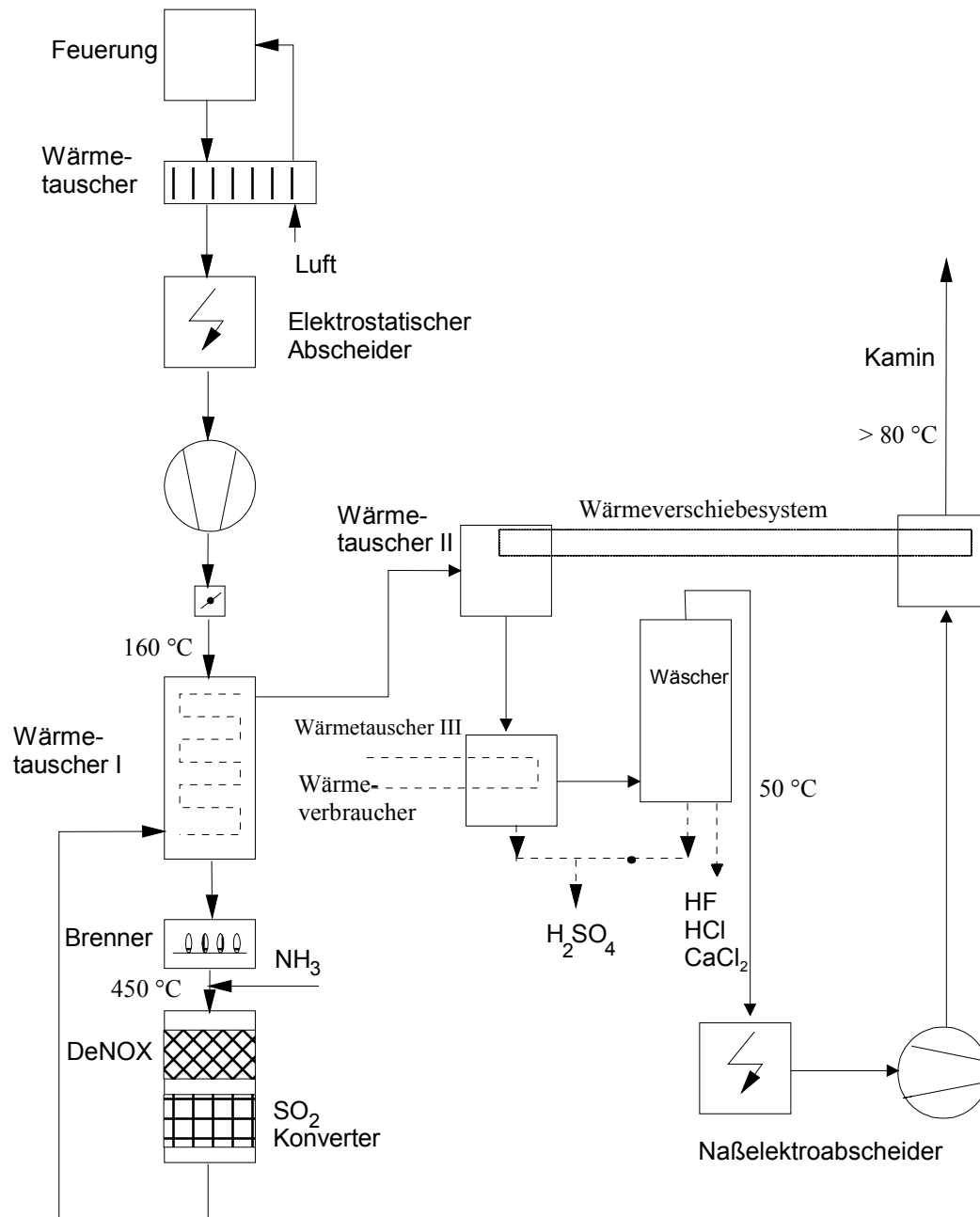


Abbildung 5-4: Prinzipschema des DESONOX-Verfahrens

Wesentliche Umweltvorteile

Das beschriebene Verfahren zur Rauchgasreinigung bietet für die Anlagengröße hohe Abscheidegrade für SO_x , NO_x , HCl , HF und Staub. Weiterhin fällt neben vermarktbare Schwefelsäure kein Abfall bei diesem Verfahren an.

Anwendbarkeit

Da das DESONOX-Verfahren keine weitere Verbreitung fand sind keine Einschränkungen hinsichtlich seiner Verwendung für Steinkohlestaubfeuerungen bekannt.

Medienübergreifende Aspekte

Bei der Rauchgasreinigung fallen folgende Stoffe an:

- Elektroabscheider: Flugasche
- DESONOX: Abwasser -> Neutralisation
Schwefelsäure -> Verwertung in der Düngemittelindustrie

Weiterhin wird durch den Betrieb der Rauchgasreinigungsanlagen eine Leistung von 1 MW_{el} je Block benötigt. Dies schmälert den elektrischen Wirkungsgrad der Gesamtanlage um 4 - 5 Prozentpunkte.

Betriebsdaten

Falls nicht spezifiziert beziehen sich die Angaben auf die gesamte Anlage, also auf die Blöcke I – III.

Im Jahr 1999 wurden von den beiden Kohleblöcken 105 GWh_{el,netto} erzeugt. Gleichzeitig wurden 430.617 GWh Fernwärme von der gesamten Anlage ausgekoppelt. Der Jahresnutzungsgrad (netto) belief sich auf 76 %, der elektrische Nettowirkungsgrad auf ca. 17,2 % im Jahresmittel. Die Blöcke waren 4.327 bzw. 4.097 Stunden in Betrieb. Dabei erreichten sie 2.586 bzw. 2.905 elektrische Volllastbetriebsstunden. Dieser eher geringe Wert lässt sich auf den wärmegeführten Betrieb zurückführen.

Im Jahr 1998 wurden folgende atmosphärische Emissionen gemessen:

Tabelle 5-28: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1998

	Grenzwerte (bei 6% O ₂)	Konzentration im Rohgas (beide Kessel)	Kessel II		Kessel III	
			Messwerte (TMW = JMW) bei 6% O ₂	Spezifische Werte [kg/TJin]	Messwerte (TMW = JMW) bei 6% O ₂	Spezifische Werte [kg/TJin]
O ₂ -Gehalt Abgas [%]			9		9	
Betriebszustand			bei Volllast		bei Volllast	
Abgasvolumenstrom [m ³ /h]			114.856		125.665	
Staub [mg/Nm ³]	20		-			
SO ₂ [mg/Nm ³]	270	1.700	128	44,10	52,7	19,6
NO _x [mg/Nm ³]	200	1.000	158,4	54,60	154,8	57,5
CO [mg/Nm ³]	250		18,2	6,30	31,2	11,6
HCl [mg/Nm ³]	100	186				
HF [mg/Nm ³]	15	10	< 10	< 3,4	< 10	< 3,4

Im Jahr 1999 wurden in Block II 31.070 Tonnen Steinkohle und in Block III 33.451 Tonnen Steinkohle verbrannt. Die Kohle hat im Mittel einen Wassergehalt von 7 %, einen Schwefelgehalt von 1 % und einen Aschegehalt von 7 %.

Weiterhin wurden 780 t (Block II) bzw. 719 t (Block III) leichtes Heizöl eingesetzt. Die Verbräuche der wichtigsten Einsatz- und Hilfsstoffe im Jahr 1999 sind in **Tabelle 5-29** wiedergegeben. Es ist zu beachten, dass bis auf das Ammoniak für die DESONOX-Anlage sämtliche Posten für die gesamte Anlage, also die Blöcke I – III, bilanziert wurden.

Tabelle 5-29: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen im Jahr 1998

Einsatz- und Hilfsstoff	Verwendung	Einsatzmenge [t/a]	spezifische Menge [kg/TJ _{in}]
Ammoniak	DESONOX	158	54,3
Kalkhydrat	Neutralisation	52	17,9
Salzsäure	Voll- und Teilentsalzung	29,9	10,3
Natronlauge	Voll- und Teilentsalzung	20,2	6,9
Fette / Öle	Schmierstoffe	18	6,2
Ammoniak	Speisewasser	0,55	0,19
Ferros 528	Kühlwasser	1,12	0,38
Bayrolyt	Kühlwasser	0,81	0,28

Der Wasserbedarf für die Durchlaufkühlung betrug 15,5 Mio. m³ im Jahr 1998. Dieser Wasserstrom wurde dem angrenzenden Vorfluter entnommen und unbehandelt wieder zurückgegeben. Weiterhin wurden 91.256 m³ Trinkwasser für den restlichen Anlagenbetrieb (Speisewasser, Primärkühlsystem, DESONOX) benötigt. Hiervon wurden 33.922 m³ unbehandelt, 14.600 m³ nach Neutralisation indirekt eingeleitet. Von diesem behandelten Abwasser entstammen 13.023 m³ der Neutralisation der DESONOX und 1.638 m³ der Neutralisation der Wasseraufbereitung. Die Stoffkonzentrationen im neutralisierten Abwasser sind in Tabelle 5-30 wiedergegeben.

Tabelle 5-30: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom der neutralisierten Abwässer aus Wasseraufbereitung und DESONOX

	Arithmetische Mittelwerte aus 4 Einzelmessungen [mg/l]	Fracht [g/TJ _{in}]
Chlor	3.940	1,98E+04
Zink	0,05	2,51E-01
Chrom	0,006	3,01E-02
Cadmium	0,0006	3,01E-03
Kupfer	<0,005	< 2,51E-02
Blei	<0,005	< 2,51E-02
Nickel	0,006	3,01E-02
Fluorid	5,45	2,73E+01
Quecksilber	0,01	5,02E-02
Sulfid	< 0,01	< 5,02E-02

Abfälle fallen in den in Tabelle 5-31 aufgezeigten Mengen an.

Tabelle 5-31: Abfallaufkommen im Jahr 1998

Abfallbezeichnung	Rost- und Kesselasche	Flugasche	Schwefelsäure
Aufkommen [t/a]	1.404	3.716	2.808
Menge pro Energieeinsatz [kg/TJ]	482	1.277	965
Verwertungs-/Beseitigungsverfahren	Baustoffindustrie	Baustoffindustrie	chem. Industrie, Düngemittel

Wirtschaftliche Daten

Die Gesamtinvestitionen betragen zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme 103 Mio. €. Die Entstaubungsanlagen machten Investitionen in Höhe von 2 Mio. € erforderlich. Die Investitionen für die beiden DESONOX-Anlagen beliefen sich auf insgesamt 37 Mio. €. Die erste der beiden Anlagen kostete jedoch nur 27 Millionen (1988) im Vergleich zu 46 Mio. DM für die in 1990 in Betrieb genommene Anlage. Dies ist auf einen zusätzlich notwendigen Wärmetauscher und Wegfall der staatlichen Förderung zurückzuführen. In Tabelle 5-32 sind die ökonomischen Daten zum Betrieb der DESONOX-Anlage für die 1988 in Betrieb genommene Anlage weiter aufgeschlüsselt.

Tabelle 5-32: Kostenaufteilung für den Betrieb einer DESONOX-Anlage (Bezugsjahr 1988)

Kapazität	92 MW _{th}
Investition	13,8·10 ⁶ €
Volllaststunden	5.000 h/a
Kapitalkosten	2·10 ⁶ €/a
Variable Kosten	0,5·10 ⁶ €/a
Reparatur und Wartung	128.000 €/a
Katalysatorersatz	230.000 €/a
Personalkosten	205.000 €/a
Summe Kosten	3·10 ⁶ €/a

Gründe für die Realisierung der Anlage

Die Motivation für die Planung der DESONOX-Anlage Mitte der 80er Jahre war der Wunsch, SO₂- und NO_x-Emissionen gleichzeitig zu vermindern. Zu diesem Zeitpunkt gab es noch kein Standardverfahren für die sekundäre NO_x-Minderung. Weiterhin war das Ziel, ein verwert-

bares Nebenprodukt (Schwefelsäure) zu erhalten. Dies ist bei der Kalksteinwäsche zwar auch der Fall, jedoch ist der Gips bei Anlagen dieser Größenordnung oft von minderwertiger Qualität und muss daher oft deponiert werden.

5.3.5 Beispiel: Trocken entaschte Steinkohlestaubfeuerung mit nachgerüsteter primärer Entstickung sowie sekundärer Entstickung und Entschwefelung

Beschreibung

Es handelt sich um einen seit 1983 betriebenen Steinkohleblock mit einer Feuerungswärmeleistung von 1.820 MW, einer Bruttoleistung von 750 MW_{el} und einer durchschnittlichen Nettoleistung von 675 MW_{el} im Jahre 1999. Das Kraftwerk wurde zwischen 1983 und 1989 mit einer Rauchgasentschwefelung (REA) und einer SCR-Anlage ausgestattet.

Aus wirtschaftlichen Gründen wurde 1997 ein Umbau des tangentialgefeuerten Kessels vorgenommen mit dem Ziel, die NO_x-Konzentrationen im Rohgas zu senken und den elektrischen Wirkungsgrad zu erhöhen.

Nachrüstung der primären NO_x-Reduktion

Die Motivation für den Umbau lieferten die erwarteten niedrigeren Betriebskosten durch eine Senkung des Ammoniakverbrauchs für die SCR, eine längere Katalysatorstandzeit, einen geringeren Kraftbedarf für Frischlüfter, Saugzug und Gebläse aufgrund der geringeren Luftzahl und durch einen erhöhten Kesselwirkungsgrad. Die Einhaltung der NO_x-Grenzwerte spielte hingegen keine Rolle für den Umbau, da dies bereits mit der vorhandenen SCR-Anlage bewerkstelligt werden konnte.

Durch den Übergang zu einer Überlagerung von axialer und radialer Luftstufung wurde im äußeren Bereich der Brennkammer eine Zone mit hohem O₂- und geringem CO-Gehalt erzeugt, wodurch sich ein wirksamer Schutz der Brennkammerwände vor Korrosion ergibt. Durch die Realisierung von unterstöchiometrischen Brennern und einer überstöchiometrischen Ausbrandzone konnte der Gesamtluftüberschuss von 1,3 auf 1,25 gesenkt werden. Die einzelnen Änderungen der Betriebswerte nach dem Umbau sind in Tabelle 5-33 dargestellt.

Tabelle 5-33: Vergleich kostenrelevanter Betriebsparameter vor und nach Umbau

Parameter	Einheit	Betriebswerte vor Umbau	Erwartete Betriebswerte	Erreichte Betriebswerte
NO _x nach Feuerung	mg/Nm ³ (6 % O ₂)	850	350	250 – 300
CO-Emission	mg/Nm ³ (6 % O ₂)	< 10	100	< 10
Verbrennliches in Flugasche	%	ca. 1	< 3	2 – 3
Ammoniakverbrauch	kg/h	600	275	< 275
Katalysatormindestaktivität	m/h	21	14	keine Angaben
Kraftbedarf				keine Angaben
Frischlüfter	kW	5.600	5.170	
Saugzug	kW	5.420	5.005	
REA-Gebläse	kW	3.400	3140	
Abgastemperatur	°C	130	128	ca. 128
Kesselwirkungsgrad	%	92,53	92,83	> 92,83
ZÜ-Einspritzung	%	1,7	0,3	ca. 0,3

In Summe konnte der elektrische Eigenbedarf um 2,53 MW gegenüber dem Ausgangszustand reduziert werden. Dies entspricht einer Anhebung des Nettowirkungsgrades um 0,14 Prozentpunkte. Eine weiter Senkung der Luftzahl auf 1,15 wäre durch einen Heizflächenumbau möglich gewesen. Durch diesen Umbau hätte sich der elektrische Nettowirkungsgrad um weitere 0,2 Prozentpunkte steigern lassen. Die Realisierung scheiterte jedoch an Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen. Weiterhin wurde durch die Beibehaltung der Mühlen das Unverbrannte in der Flugasche erhöht. Durch den Einsatz von Mühlen mit einer höheren Mahlfeinheit hätte dies zumindest zum Teil verhindert werden können.

Rauchgasentschwefelung

- Kalksteinnasswäscher (Abscheidegrad > 85%) mit Wiederaufheizung

Entstaubung

- Elektroabscheider (Abscheidegrad >99 %)

Wesentliche Umweltvorteile

Durch den beschriebenen Kesselumbau wurden zwar nicht die atmosphärischen NO_x-Emissionen reduziert, jedoch der Verbrauch an Betriebsmitteln wie Ammoniak und der elektrische Eigenverbrauch, wodurch pro Stunde etwa 2 Tonnen weniger CO₂ freigesetzt werden. Die sekundären Rauchgasreinigungsmaßnahmen sowie die Wasserreinigungsmaßnahmen und der elektrische Nettowirkungsgrad entsprechen dem allgemeinen Stand der Technik in Deutschland.

Anwendbarkeit

Die Umbaumaßnahmen waren auf den vorliegende Anlage abgestimmt. Sollten die prinzipiell übertragbaren Maßnahmen an einem anderen staubgefeuerten, trockenentaschten, mit hohen Luftzahlen gefahrenem Steinkohlekessel durchgeführt werden, muss die Ausführung individuell angepasst werden.

Medienübergreifende Aspekte

Bei der Rauchgasreinigung fallen folgende Stoffe an:

- Elektroabscheider: Flugasche
- REA: Abwasser, Gips

Weiterhin wird durch den Betrieb der Rauchgasreinigungsanlagen der Wirkungsgrad der Gesamtanlage reduziert.

Betriebsdaten

Im Jahr 1999 wurden in 5.855 Betriebsstunden 3.107,3 GWh_{el} erzeugt. Der elektrische Nettowirkungsgrad betrug 37,1 % und lag damit unter dem Wirkungsgrad im Auslegungspunkt von 38,3 %.

Im Jahr 1999 wurden folgende atmosphärische Emissionen gemessen:

Tabelle 5-34: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1999

	Grenzwerte (bei 6% O ₂)	Messwerte (Jahresmittelwerte bei 6% O ₂)	Spezifische Werte [g/MWh _{el}]	Messung
O ₂ -Gehalt Abgas		0,06 - 0,07		kont.
Betriebszustand		Volllast		
Abgasvolumenstrom [m ³ /h]		2.500.000		
Staub [mg/Nm ³]	100	< 10	37	kont.
SO ₂ [mg/Nm ³]	400	150	556	kont.
Schwefelemissionsgrad [%]	15	10		kont.
NO _x [mg/Nm ³]	200	190	704	kont.
CO [mg/Nm ³]	250	12	44	kont.
HCl [mg/Nm ³]	100	< 30		Einzelmessung
HF [mg/Nm ³]	15	< 3		Einzelmessung

Diffuse Emissionen resultieren aus der Lagerung und dem Umschlag von Kohle. Diese werden auf jährlich 102 kg geschätzt. Um diese Staub- und Feinstaubemissionen zu vermindern wurde die Kohleverladestation eingehaust und das Kohleband unterirdisch verlegt. Es wurden 1.081,5 Kilotonnen Steinkohle (entsprechend 0,35 kg/kWh_{el}) aus zwei deutschen Kohlegruben mit folgender garantierter Qualität eingesetzt:

Tabelle 5-35: Garantierte Eigenschaften der eingesetzten Steinkohle

H _u [MJ/t]	26.167
Wassergehalt (Lfg) [%]	11
Schwefelgehalt (Lfg) [%]	0,8 - 1
Aschegehalt (wf) [%]	9
flüchtige Bestandteile (wf) [%]	32 - 38
Stickstoffgehalt (waf) [%]	0,9 - 1,6
Körnung [mm]	0 - 20
Mahlbarkeit nach Hardgrove [°H]	42 - 55
Cl-Gehalt (wf) [%]	< 0,45

Weiterhin wurden 3.597 t schweres Heizöl eingesetzt.

Das gesamte Aufkommen an Produktionsabwasser beträgt 280 m³/h. Davon entstammen 80 m³/h der Kondensatreinigung sowie sonstigen Anfallstellen bei der Dampferzeugung. Dieser erste Teilstrom wird nach Neutralisation und Sedimentation in den Vorfluter mit der in Tabelle 5-36 dargestellten Qualität gegeben. Die Kühlturmabflutung (160 m³/h) wird unbehandelt dem Vorfluter zugeführt. Die Abwässer der REA (40 m³/h) werden nach Neutralisation, Fällung, Flockung, Sedimentation, biologischer Klärung sowie Filtration mit der in Tabelle 5-37 gezeigten Qualität in den Vorfluter geleitet.

Tabelle 5-36: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom (80 m³/h) der Kondensatreinigung sowie sonstigen Anfallstellen bei der Dampferzeugung

	AOX	CSB	P _{total}	N _{total}	Cr	Cd	Cu	Pb	Ni
Konzentration [mg/l]	< 0,05	28,4	0,35	15	< 0,005	< 0,0005	0,17	< 0,01	< 0,01
Fracht pro Produktionsmenge [g/MWh _{el}]		4,26	0,11	2,25			0,026		
Statistik des Wertes		Mittel	Median	Median			Median		

Tabelle 5-37: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom (40 m³/h) der REA-Abwasserbehandlungsanlage

	abfiltrierbare Stoffe	Sulfat	Sulfit	Fluorid	Hg	Sulfid	Cd	Ni
Konzentration [mg/l]	25	900	< 1	7	< 0,005	< 0,02	0,01	0,05
Fracht pro Produktionsmenge [g/MWh _{el}]	1,9	68		0,5				
Statistik des Wertes	Median	Median		Median			Median	Median

Abfälle fallen vor allem als Asche in den in Tabelle 5-38 aufgezeigten Mengen an. Der anfallende Gips wurde hier nicht berücksichtigt.

Tabelle 5-38: Abfallmengen im Jahr 1999

Abfallbezeichnung	Klassifizierung nach dem deutschen Krw-/AbfG	Aufkommen [t/a]	Menge pro Produktmenge [kg/kWh _{el}]	Verwertungs-/Beseitigungsverfahren
Kesselasche	Nicht überwachungsbedürftige Abfälle	6050	2,00E-03	Landschaftsbau bzw. Halde
Flugasche		7100	2,28E-03	Landschaftsbau bzw. Halde
Schlämme aus der Wasserklärung		6611	2,13E-03	Landschaftsbau bzw. Halde
Filtermaterial, Isoliermaterial		26	8,37E-06	Deponie
Schlämme aus der Abwasserreinigung	Überwachungsbedürftige Abfälle	681	2,19E-04	interne Rückführung
Altöle, verunreinigte Materialien	Besonders überwachungsbedürftige Abfälle	34	1,09E-05	Sammelentsorgung, Verbrennung

Die gesetzlichen Lärmschutzaufgaben für die Wohngebiete in 300 m Entfernung vom Kraftwerk können durch Schalldämpfer, Kühlturmschutzwände, Einhausung und Verkapselung gewährleistet werden.

Wirtschaftliche Daten

Die Gesamtinvestitionen für die Anlage beliefen sich auf 791 Mio. € (1983 bis 1989). Darin enthalten sind 39,5 Mio. € für die Entstaubung, 111,2 Mio. € für Nachrüstung der REA und 38 Mio. € für die Nachrüstung der SCR. Die beschriebenen Umbaumaßnahmen zur primären NO_x-Minderung erforderten Investitionen in Höhe von 6 Mio. €, die Maßnahmen zur Reduzierung der diffusen Emissionen (Einhausung der Kohleverladung, unerirdische Kohletransportbänder) 12,5 Mio. €.

Gründe für die Realisierung der Anlage

Der Grund für die Umbaumaßnahmen zur primären NO_x-Minderung liegt in der verbesserten Wirtschaftlichkeit durch geringere Betriebsaufwendungen und einen höheren Wirkungsgrad. Die REA und die SCR-Anlage wurden im Zuge strengerer gesetzlicher Auflagen bereits Mitte bis Ende der 80er Jahre realisiert.

5.3.6 Beispiel: Trockene Steinkohlestaubfeuerung mit Entstickung, Entschwefelung und Verbundbetrieb mit einer Gasturbine

Beschreibung

Es handelt sich um ein Entnahme-Kondensationskraftwerk welches dampfseitig mit der Abhitze einer Gasturbine gekoppelt ist. Dabei können die in Tabelle 5-39 gezeigten Leistungswerte für unterschiedliche Betriebszustände (nur Stromerzeugung / KWK) erreicht werden.

Tabelle 5-39: Betriebsabhängige Leistungen

Betriebsart	Stromerzeugung		Kraft-Wärme-Kopplung			
	P_{el} [MW]	$\eta_{el,net}$ [%]	P_{el} [MW]	$\eta_{el,net}$ [%]	$P_{Fernwärme}$ [MW]	Brennstoffausnutzungsgrad [%]
Verbund	397	44	355	38	280	70
Hauptkessel	302	41,2	246	34,7	280	72
Gasturbine	65	36	63	35	87	83

Die eingesetzte Weltmarktkohle wird in sechs Kohlenmühlen gemahlen und in den 12 Stufenmischbrennern (verteilt auf drei Ebenen) dem Bensonkessel in Einzugsbauweise zugeführt. Das Rauchgas wird nach der unten beschriebenen Reinigung über den 250 m hohen Kamin (Stahlbetonschaft mit säurefestem Mauerwerk) abgeleitet. Die Dampfparameter am Eintritt der Hochdruckturbine betragen 247 bar / 545 °C. Nach der Zwischenüberhitzerstufe erreicht der Dampf am Eintritt der MD-Turbine 61 bar / 565 °C. Im 42 m hohen Hybridkühlturm wird schließlich die Wärme (bis zu 420 MW) abgeführt. Die Gasturbine (FWL = 184 MW) besitzt eine Ringbrennkammer mit 24 Hybridbrennern und wird mit einem Heißgaszustand vor der Turbine von 17 bar / 1.160 °C betrieben. Das 560 °C heiße Abgas wird dem zweizügigen Abhitzekegel (Benson, ohne Zusatzfeuerung) zugeführt. Bei einer maximalen thermischen Leistung von 100 MW wird hier Dampf (64 bar / 540 °C) für die Mitteldruckturbine erzeugt. Die Gasturbinenabgase werden ohne weitere Reinigungsverfahren über einen Abgaskanal wenige Meter oberhalb der Kesselhausoberkante in die Atmosphäre entlassen.

Wirkungsgradsteigernde Maßnahmen

Der elektrische Nettowirkungsgrad von bis zu 44 % und der Nettobrennstoffausnutzungsgrad von bis zu 70 % im Verbundbetrieb wurden durch folgende Einzelmaßnahmen realisiert:

- Verbundblockschaltung mit Gasturbine: bei Vollast erhöht sich der elektrische Nettowirkungsgrad durch diese Maßnahme um 2,8 Prozentpunkte gegenüber dem Solobetrieb des Kohlekessels. Der Vorteil gegenüber dem alternativen Kombi-Prozeß (Rauchgasseitige Kopplung von Kohlekessel mit GT) liegt in der sehr guten

Teillastfähigkeit. So kann der Wirkungsgrad von 44 % bis 50 %-Teillast beibehalten werden und beträgt bei 25 %-Teillast noch immer 40 %.

- Hohe Dampfstufen (siehe oben)
- Optimierte Turbinen („3D-Beschaukelung“, Verbesserte Werkstoffe, Spaltabdichtung)
- Geringer Eigenbedarf (effiziente Entschwefelung, Frischlüfter und Saugzug)
- siebenfache Speiswasservorwärmung (Kesselintritt 247 °C)
- Verbesserter Kessel (Wirkungsgrad 94,4 %)
- Optimierter Kondensator
- Hoher Wirkungsgrad der Gasturbine (36 % netto)

Der Einsatz eines Hybridkühlturms war durch die nahe Wohnbebauung aus Gründen des Schattenwurfs und des Sichtschutzes notwendig. Durch die notwendigen Ventilatoren (bis 3 MW_{el}) wird der elektrische Nettowirkungsgrad um bis zu 0,33 Prozentpunkte gegenüber der Naturzug-Variante verringert.

Maßnahmen zur NO_x-Reduktion: NO_x-arme Brenner und SCR

Durch den Einsatz von NO_x-armen Brennern kann die NO_x-Konzentration im Rohgas auf unter 350 mg/Nm³ gehalten werden. Zur weiteren Reduktion werden zwei Katalysatorebenen mit einem Volumen von 250 m³ durchströmt. Dabei wird bis zu 100 kg/h an NH₃ zugegeben. Die SCR-Anlage wurde in „High-dust“-Schaltung verwirklicht.

Rauchgasentschwefelung

Die REA funktioniert nach dem Zweikreis-Kalkstein-Waschverfahren mit einem Abscheidegrad zwischen 96 und 98,5 %. Als Werkstoffe wurden Edelstahl für den Wäscher und GFK für die Leitungssysteme verwendet. Der Energiebedarf der REA liegt bei 3,4 MW_{el}. Der Vakuumbandfilter ermöglicht einen Restfeuchtegehalt des Gipses von < 10 %.

Entstaubung

4 parallele Elektrofilterstrassen mit je 5 hintereinander geschalteten Feldern. Die gesamte Abscheidefläche beträgt 61400 m² und der Abscheidegrad 99,92 %.

Wesentliche Umweltvorteile

Durch die Verbundtechnik konnte ein hoher elektrischer Wirkungsgrad insbesondere auch bei Teillast erreicht werden. Die primären und sekundären Minderungsmaßnahmen führen zu niedrigen atmosphärischen Emissionen. Durch Wiederverwertung von Abwässern wird der Verbrauch an Wasser verringert (Abwässer aus Aschewasseraufbereitung und REA-Wasseraufbereitung werden in der KZA zu Kühlwasser aufbereitet).

Der Hybridkühlturm ermöglicht eine nahezu schwadenfreie Wärmeableitung und senkt die Verdunstungsverluste, d.h. den Wasserbedarf, um 20 Prozent gegenüber einem Naturzugkühlturm.

Anwendbarkeit

Da Weltmarktkohle eingesetzt wird ist diese Anlage prinzipiell nahezu überall dort einsetzbar, wo eine Wärmenachfrage und genügend Wasser zur Verfügung stehen. Inwieweit es sinnvoll ist, bestehende Kohlekraftwerke mit einer Gasturbine zu einem Verbundblock aufzurüsten ist im Einzelfall zu entscheiden.

Medienübergreifende Aspekte

Bei der Rauchgasreinigung fallen folgende Stoffe an:

- Elektroabscheider: Flugasche
- REA: Abwasser -> Verwertung siehe oben;
Gips -> Verwertung in der Gips- und Zementindustrie

Weiterhin wird durch den Betrieb der Rauchgasreinigungsanlagen der Wirkungsgrad der Gesamtanlage um 0,38 Prozentpunkte und durch den Hybridkühlturm um 0,33 Prozentpunkte reduziert.

Betriebsdaten

Im Jahr 1999 wurden 1100 GWh_{el,netto} erzeugt. Gleichzeitig wurden 286 GWh Fernwärme ausgekoppelt. Mit einer Vollaststundenzahl von 3860 deckte die Anlage den Mittellastbereich ab.

Im Jahr 1999 wurden folgende atmosphärische Emissionen gemessen:

Tabelle 5-40: Grenzwerte und gemessene Luftemissionen im Jahr 1999

	Kohlekessel			Gasturbine	
	Grenzwerte (1/2-Stunden- Werte bei 6% O ₂)	Messwerte bei 6% O ₂	Spezifische Werte [g/MWh _{el}]	Grenzwerte (1/2- Stunden- Werte bei 3% O ₂)	Messwerte bei 3% O ₂
O ₂ -Gehalt Abgas		0,059			0,15
Betriebszustand	bei 700 MW _{th} (Verbundbetrieb)			bei 180 MW _{th} (Solo- und Verbundbetrieb)	
Abgasvolumenstrom [m ³ /h]		900000 ¹⁾			550000
Staub [mg/Nm ³]	20	5 ¹⁾	13,47		
Staub [Rußzahl]				2	0,2 ³⁾
SO ₂ [mg/Nm ³]	100	20 ¹⁾	56,89		
NO _x [mg/Nm ³]	130	90 ¹⁾	254,49	100	70 ³⁾

CO [mg/Nm ³]	100	16 ¹⁾	44,91	100	20 ³⁾
HCl [mg/Nm ³]	20	2 ²⁾	5,99		
HF [mg/Nm ³]	2	0,2 ²⁾	0,60		

¹⁾ kontinuierliche Messung, Jahresmittelwerte

²⁾ Mittelwerte von Einzelmessungen

³⁾ kontinuierliche Messung, Tagesmittelwerte

Im Jahr 1999 wurden 360 Kilotonnen Steinkohle wechselnder Herkunft vom Weltmarkt bezogen. Weiterhin wurden 10⁶ Nm³ Erdgas und 1800 t leichtes Heizöl eingesetzt.

Die Verbräuche der wichtigsten Einsatz- und Hilfsstoffe in 1999 sind in Tabelle 5-41 wiedergegeben.

Tabelle 5-41: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen in 1999

Einsatz- und Hilfsstoff	Verwendung	Einsatzmenge [t/a]	spezifische Menge [g/MWh _{ei}]
Weißfeinkalk	REA	470	430
Kalksteinmehl		9000	8200
NaOH	Abwasserbehandlung	120	110
HCl		230	210
H ₂ SO ₄		50	46
FeCl		520	476
NH ₃	SCR	890	815

Der Wasserverbrauch des Kühlturms beträgt 540 m³/h. Hiervon werden 63 % verdunstet und 37 % werden dem Vorfluter als Kühlturmabsatzung zugeführt. Dieser Abwasserteilstrom trug 1999 im Jahresmittel folgende Frachten mit sich: 20 mg/l CSB, 0,2 mg/l Phosphorverbindungen und 23 mg/l Stickstoff (Summe aus Ammonium-, Nitrit- und Nitratstickstoff).

Die Abwässer aus der REA-Abwasseraufbereitung werden zur Hälfte als Kühlturmzusatzwasser wiederverwertet. Die andere Hälfte (10 m³/h) wird in den Vorfluter geleitet. Die Stoffkonzentrationen in diesem Abwasserteilstrom sind in Tabelle 5-42 wiedergegeben. Die bei der Neutralisation und Aschewasseraufbereitung anfallenden Abwässer (60 m³/h) werden vollständig als Kühlturmzusatzwasser wiederverwendet. Die Frachten dieses Teilstroms betragen 1999 im Jahresmittel: 8 mg/l CSB, 0,4 mg/l Phosphorverbindungen und 6 mg/l Stickstoff (Summe aus Ammonium-, Nitrit- und Nitratstickstoff).

Tabelle 5-42: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom (10 m³/h) der REA-Abwasser-
aufbereitungsanlage

	Grenzwerte [mg/l]	Arithmetische Mittelwerte aus 2 bzw. 3 Einzelmessungen [mg/l]	Fracht [g/MWh _{el}]
Chlor		40000	1,20E+03
CSB	150	<150	4,49E+00
Zink	1	<1	2,99E-02
Chrom	0,5	<0,5	1,50E-02
Cadmium	0,05	<0,05	1,50E-03
Kupfer	0,5	<0,5	1,50E-02
Blei	0,1	<0,1	2,99E-03
Nickel	0,5	<0,5	1,50E-02
abfiltrierbare Stoffe	30	17	5,09E-01
Sulfat	2000	2542	7,61E+01
Sulfit	20	2	5,99E-02
Fluorid	30	8	2,40E-01
Quecksilber	0,05	0,007	2,10E-04
Sulfid	0,2	0,07	2,10E-03

Abfälle fallen vor allem als Asche und Gips in den in **Tabelle 5-43** aufgezeigten Mengen an.

Tabelle 5-43: Abfallaufkommen im Jahr 1999

Abfallbezeichnung	Normasche	Kesselsand	KZA-Endprodukt (Calcium- carbonat)	REA-Gips feucht feinteilig	REA-Gips brikettiert
Aufkommen [t/a]	53000	5500	4000	14000	13000
Menge pro Produktmenge [kg/MWh _{el}]	48,2	5	3,6	12,7	11,8
Verwertungs- /Beseitigungs- verfahren	Zement- und Beton- industrie	Baustoffindustrie	Zementindustrie, Düngemittel	Gips- und Zementindustrie	Gips- und Zementindustrie

Die gesetzlichen Lärmschutzaufgaben für die Wohngebiete in 400 m Entfernung vom Kraftwerk können durch Schalldämpfer in den Rauchgaskanälen, Kühlturmschutzwände und die Fassadenverkleidung gewährleistet werden.

Wirtschaftliche Daten

Die Gesamtinvestitionen betragen zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme 615 Mio €. Dies ergibt eine spezifische Investition von 1549 €/kW_{el}.

Gründe für die Realisierung der Anlage

Die Motivation für den Bau der Anlage lag zunächst in der Notwendigkeit des Ersatzes von drei alten Blöcken aus den 50er /60er Jahren. Um die Flexibilität, welche der frühere Einsatz von 3 Einzelblöcken ermöglichte zu erhalten, wurde das Verbundkonzept mit guten Teillasteigenschaften (bis 15 % Teillast bei akzeptablem Wirkungsgrad möglich) und kurzen An- und Abfahrzeiten realisiert. In dieser Konfiguration können Gasturbine und Kohlekessel solo oder im Verbund betrieben werden und können so die schwankende Wärmenachfrage stets mit einem hohen elektrischen Wirkungsgrad decken. Der Hybridkühlturm wurde bereits am selben Standort in einem älteren Kohleblock aus Gründen der nahen Wohnbebauung eingesetzt und hatte sich dort bewährt. Die relativ niedrigen Grenzwerte für die atmosphärischen Emissionen ergeben sich aus der Tallage des Kraftwerks und der daraus resultierenden Bedeutung des Immissionsschutzes.

5.3.7 Beispiel: Steinkohle-Schmelzfeuerungsanlage mit sekundärer NO_x-Minderung und Entschwefelung

Beschreibung

Es handelt sich um einen seit 1985 betriebenen Steinkohleblock mit einer Feuerungsleistung von 1.802 MW_{th}, einer Bruttoleistung von 744 MW_{el} und einer Nettoleistung von 695 MW_{el}. Die elektrischen Wirkungsgrade betragen 41,3 % brutto bzw. 38,6 % netto im Auslegungspunkt.

Der Zwangsdurchlaufkessel mit flüssigem Ascheabzug ist mit einfacher Zwischenüberhitzung ausgestattet. Der Doppelschmelzkammerkessel ist mit einer Deckenfeuerung ausgeführt, welche aus 32 Kohlestaubbrennern besteht. Diese werden von 8 MPS-Mühlen mit Brennstoff versorgt.

Es wird ausschließlich Anthrazit-Kohle aus einer benachbarten Zeche eingesetzt. Diese ist charakterisiert durch einen sehr geringen Anteil an flüchtigen Bestandteilen (5 – 7 %), wodurch sich eine sehr schlechte Zündfähigkeit ergibt.

Für die Zünd- und Stützfeuerung kommt seit 1997 Orimulsion an Stelle von schwerem Heizöl zum Einsatz.

Dem Kessel folgt unmittelbar der Elektroabscheider. Die hier anfallende Asche hat einen hohen Anteil an Unverbranntem und wird vollständig zurück in den Kessel geführt. Hierdurch reichert sich insbesondere Arsen in der Flugasche an.

Sekundäre Stickoxidminderung

Die erwähnte schlechte Zündfähigkeit der Kohle verhindert den Einsatz von Luft- und Brennstoffstufung oder der Rauchgasrezirkulation zur primären Minderung von NO_x-Emissionen. Hierdurch würde es nicht möglich sein, eine stabile Feuerung zu gewährleisten.

Bereits ohne diese Maßnahmen ist ein hoher Stützfeueereinsatz zur Aufrechterhaltung der Feuerung vonnöten. Zusammen mit der hohen Brennraumtemperatur von 1.600 – 1.700 °C ergeben sich hohe NO_x-Konzentrationen im Rohgas von etwa 2.000 mg/Nm³. Daher wurde 1988 eine 2-stufige SCR-Anlage in Betrieb genommen, welche 1994 durch eine 3. Katalysator-Lage ergänzt wurde. Die Anlage wurde in Low-Dust Schaltung ausgeführt, da für eine energieeffizientere High-Dust Schaltung aufgrund von Arsenvergiftung und Erosion Katalysatorstandzeiten von unter 1.000 Stunden prognostiziert wurden.

Die ausgeführte Anlage benötigt Katalysatoreingangstemperaturen von 315 °C, welche durch den Einsatz eines Regenerativ-Vorwärmers erreicht werden. Hierfür müssen ca. 25 MW_{th} aufgewendet werden. Es können ohne messbaren Ammoniak schlupf NO_x-Werte von weniger als 200 mg/Nm³ im Reingas erreicht werden. Dieses wird nach dem Katalysator mit 145 °C in den Kamin geleitet.

Rauchgasentschwefelung

Die 3 Kalksteinnasswäscher (Abscheidegrad: 92 – 95 %) sind ausgelegt für den Einsatz von Weißkalkhydrat. Aus Kostengründen wird seit 1989 Kalksteinmehl eingesetzt. Der anfallende Gips hat nach Trocknung eine Restfeuchte von 10 % und wird in der Zementindustrie verwertet.

Wesentliche Umweltvorteile

Die sekundären Rauchgasreinigungsmaßnahmen sowie die Wasserreinigungsmaßnahmen und der elektrische Nettowirkungsgrad entsprechen dem allgemeinen Stand der Technik in Deutschland. Sämtliche Reststoffe werden entweder vollständig verwertet (Granulat, Gips) oder zurück in den Kessel geführt (Flugasche, Schlamm aus der Wasseraufbereitung und der Abwasseraufbereitung der Entschwefelungsanlage)

Anwendbarkeit

Die Techniken zur Rauchgasreinigung sind grundsätzlich in Steinkohlekraftwerken anwendbar. Die gesamte Auslegung des Kraftwerks ist für die sehr spezifische Anthrazit-Kohle optimiert und daher für Kohlen mit anderen Eigenschaften nicht sinnvoll.

Medienübergreifende Aspekte

Bei der Entschwefelung fallen Abwasser und Gips an. Die Asche fällt in Form von Schmelzkammergranulat an, welches vollständig in der Baustoffindustrie Verwendung findet. Weiterhin wird durch den Energiebedarf für den Betrieb der Abgasreinigungsanlagen der Wirkungsgrad der Gesamtanlage reduziert.

Betriebsdaten

Im Jahr 1999 wurden in 6.120 Betriebsstunden 4.500 GWh_{el} brutto erzeugt.

Es wurden folgende atmosphärische Emissionen gemessen:

Tabelle 5-44: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen in 1999

	Grenzwerte (bei 5% O ₂)	Messwerte (Tagesmittel- werte bei 5% O ₂)	Spezifische Werte [g/MWh _{el}]	Messung
O ₂ -Gehalt Abgas [%]		3 - 4		kont.
Betriebszustand		Volllast		
Abgasvolumenstrom [m ³ /h]		2.400.000		
Staub [mg/Nm ³]	50	5 - 10	17,3 - 34,6	Einzelmessung
SO ₂ [mg/Nm ³]	400	185	639	kont.
Schwefelemis- sionsgrad [%]	15	11,4	39	kont.
NO _x [mg/Nm ³]	200	200	691	kont.
CO [mg/Nm ³]	250	27	93	kont.
HCl [mg/Nm ³]	100	3 - 11	10 - 31,1	Einzelmessung
HF [mg/Nm ³]	15	3 - 10	10 - 34,6	Einzelmessung
NH ₃ [mg/Nm ³]		< 0,5	< 2	

Es wurden 1.411 Kilotonnen Steinkohle (etwa 240 t/h) aus zwei deutschen Kohlegruben mit folgender Qualität eingesetzt:

Tabelle 5-45: Eigenschaften der eingesetzten Steinkohle

H _u [MJ/kg]	27,7 – 29,3
Wassergehalt [%]	8 - 10
Schwefelgehalt [%]	0,8 - 1
Aschegehalt [%]	10 – 13
flüchtige Bestandteile [%]	5 – 7
Mahlbarkeit nach Hardgrove [°H]	30 - 40
Cl-Gehalt [%]	0,15

Die Entschwefelungsanlage verbraucht 6 t/h an Kalkstein. Für die SCR-Anlage werden 2 t/h Ammoniak benötigt.

Der gesamte Frischwasserbedarf beläuft sich auf 1.400 m³/h.

Das gesamte Aufkommen an Produktionsabwasser beträgt 270 m³/h.

Das Niederschlagswasser wird zusammen mit der Kühlturmbeflutung einer Flockung/Fällung mit nachgeschalteter Sedimentation unterzogen und direkt in den Vorfluter gegeben. Die mittleren Konzentrationen in diesem Abwasser mit einem Aufkommen von 630.000 m³ im Jahr 1999 sind in Tabelle 5-46 dargestellt. Die Abwässer der REA (50 m³/h, 200.000 m³ im Jahr 1999) werden nach Neutralisation, Fällung, Flockung und Sedimentation mit der in Tabelle 5-47 gezeigten Qualität in den Vorfluter geleitet.

Weiterhin entstammen 29.000 m³ der Kondensatreinigung sowie sonstigen Anfallstellen bei der Dampferzeugung. Dieser Teilstrom wird nach Neutralisation in den Vorfluter mit der in Tabelle 5-48 dargestellten Qualität abgegeben.

Tabelle 5-46: Mittlere Stoffkonzentrationen im geklärten Niederschlags- und Kühlturmabflutwasser

	AOX	CSB	P _{total}	N _{total}	Zn	Cr	Cd	Cu	Pb	Ni
Konzentration [mg/l]	0,068	40	0,1	25	< 0,02	0,009	0,0002	0,05	< 0,002	0,009
Fracht pro Produktionsmenge [g/MWh _{el}]	0,01	6	0,015	3,75	0,003	0,0014	0,00003	0,0075	0,0003	0,0014
Grenzwerte [mg/l]	0,15-1	30-80	1,5-5	10	1	0,5	0,05	0,5	0,1	0,5

Tabelle 5-47: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom der REA-Abwasserbehandlungsanlage

	abfiltrierbare Stoffe	Sulfat	Sulfit	Fluorid	Quecksilber
Konzentration [mg/l]	9	1200	12	10	0,002
Fracht pro Produktionsmenge [g/MWh _{el}]	0,42	0,06	0,57	0,48	1*10 ⁻⁴
Grenzwerte [mg/l]	30	2000	20	30	0,05

Tabelle 5-48: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom der Kondensatreinigung sowie sonstigen Anfallstellen bei der Dampferzeugung,

	AOX	P _{total}	N _{total}	Zn	Cr	Cd	Cu	Pb	Ni
Konzentration [mg/l]	0,23	0,02	24	< 0,075	0,033	<0,0001	0,033	< 0,002	0,08
Fracht pro Produktionsmenge [mg/MWh _{el}]	1,6	0,14	166	< 0,52	0,23	< 7·10 ⁻⁴	0,23	< 0,014	0,55
Grenzwerte [mg/l]	0,5 (0,15-1)	3 (1,5-5)	10	1	0,5	0,05	0,5	0,1	0,5

Abfälle fallen vor allem als Granulat (25 t/h, 36 g/kWh_{el}) und als Gips (12 t/h, 15 g/kWh_{el}) an. Die gesetzlichen Lärmschutzaufgaben für die Wohngebiete in ca. 500 m Entfernung vom Kraftwerk können durch Schalldämpfer, Kühlturmschutzwände und Einhausung der relevanten Anlagenteile gewährleistet werden.

Wirtschaftliche Daten

Es liegen keine Daten vor.

Gründe für die Realisierung der Anlage

Der Grund für die Realisierung einer Schmelzfeuerung ohne primäre Maßnahmen zur NO_x-Minderung liegt in den besonderen Anforderungen der eingesetzten Kohle.

5.3.8 Beispiel: Steinkohle-Schmelzfeuerung mit SCR und Sprühabsorption

Beschreibung

Es handelt sich um ein Heizkraftwerk mit einer Feuerungswärmeleistung von 183 MW_{th}, einer elektrischen Bruttoleistung von 49,3 MW_{el} (ca. 46 MW_{el} netto) und einer maximalen Fernwärmeauskopplung über Heizkondensatoren von 110 MW_{th}. Der maximale elektrische Bruttowirkungsgrad liegt somit bei 27 % (ca. 25,3 % netto), der maximale Brennstoffnutzungsgrad (brutto) bei 87 %. Die Dampfturbine ist eine Gegendruckturbine, d.h. die maximale Stromleistung fällt bei maximaler Fernwärmeauskopplung an. Die Anlage wurde 1984 in Betrieb genommen und 1986 mit einer Abgasentschwefelungsanlage (Sprühabsorber) und 1988 mit einer Entstickungsanlage (SCR) nachgerüstet.

Der Betreiber entschied sich für eine Schmelzfeuerung, da dies eine kostengünstigere Deponierung des Schlackegranulats gegenüber der Flugascheentsorgung einer trocken-entaschten Feuerung bedeutete. Aufgrund der Teillastforderung von 30 % bei reinem Kohlefeuer wurde eine Ausführung mit einer Doppel-U-Schmelzkammer gewählt, bei welcher bei Teillast eine der beiden Kammern abgeschaltet wird. Um bei Einkammerbetrieb eine saubere Strömungsführung und keine Überschüttung mit der Asche der nicht betriebenen Kammer zu bekommen, wurde eine Trennwand mittig zwischen den Schlackefangrosten der beiden Schmelzkammern angeordnet. Um möglichst niedrige NO_x-Werte zu erreichen, wurden die in die Decken der Schmelzkammern angeordneten Brenner als Drallbrenner mit Sekundär- und Tertiärluft ausgeführt.

Nach dem Kessel wird das Abgas in der angegebenen Reihenfolge durch folgende Teilanlagen geführt: Luvo, Vorabscheider (Flugasche), Sprühabsorber, Schlauchfilter, SCR-Reaktor, Gas-Gas-Wärmetauscher, Kamin.

Wesentliche Umweltvorteile

Die primären und sekundären Minderungsmaßnahmen führen zu niedrigen atmosphärischen Emissionen. Durch Kraft-Wärme-Kopplung wird ein relativ hoher Brennstoffnutzungsgrad erreicht.

Medienübergreifende Aspekte

Bei der Abgasreinigung fallen folgende Stoffe an:

Elektroabscheider: Flugasche, wird zurückgeführt und zu Schmelzkammergranulat (ca. 2,3 t/TJ_{Brennstoff}); Sprühabsorption: SAV-Produkt (ca. 2,71 t/TJ_{Brennstoff}), wird deponiert

Weiterhin wird durch den Betrieb der Rauchgasreinigungsanlagen der Wirkungsgrad der Gesamtanlage reduziert (ca. 0,5 MWel Leistungsbedarf).

Betriebsdaten

Im Jahr 1999 lag der Brennstoffnutzungsgrad (brutto) bei 81 %. Mit 8.518 Betriebsstunden deckte die Anlage den Grundlastbereich ab. Bezogen auf die Feuerungswärmeleistung wurden 5714 Vollaststunden erreicht.

Im Jahr 1999 wurden folgende atmosphärische Emissionen gemessen:

Tabelle 5-49: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1999

	Grenzwerte (1/2-Stunden- Werte bei 6% O ₂)	Messwerte bei 6% O ₂	Spezifische Emissionen [kg/TJ _{Brennstoff}]
O ₂ -Gehalt Abgas [%]	5	5 - 6	
Abgasvolumenstrom [m ³ /h]		240.0001)	
Staub [mg/Nm ³]	65	14,7 ¹⁾	5,36
Schwefelemissionsgrad [%]	10		
SO ₂ [mg/Nm ³]	250	75,5 ¹⁾	27,5
NO _x [mg/Nm ³]	400	323 ¹⁾	118
CO [mg/Nm ³]	175	5,7 ¹⁾	2,1
HCl [mg/Nm ³]	20	0,7 ²⁾	0,26
HF [mg/Nm ³]	3	0,05 ²⁾	0,018

1) kontinuierliche Messung, Jahresmittelwerte

2) Mittelwerte von Einzelmessungen

Im Jahr 1999 wurden 146,14 Kilotonnen Steinkohle verbrannt. Weiterhin wurden 403 t schweres Heizöl eingesetzt. Da der Kessel für die Verbrennung von Ruhrkohle ausgelegt ist wird auch nur diese eingesetzt. Der Einsatz an Kalk für die Sprühabsorption betrug 3277 t (entsprechend 0,87 t/TJ_{Brennstoff}), der Ammoniakverbrauch für die SCR betrug 491 t (entsprechend 0,13 t/TJ_{Brennstoff}). Die einzige Abwasserquelle stellt die Wasseraufbereitung dar. Das hieraus stammende Eluat wird zu 75 % im REA-Prozess verbraucht. Der restliche Teilstrom (ca. 0,25 m³/h) wird neutralisiert mit den in Tabelle 5-50 gezeigten Stoffkonzentrationen direkt in den Vorfluter geleitet.

Tabelle 5-50: Stoffkonzentrationen im neutralisierten Abwasserstrom

	Mittelwert aus 2 Messungen in 1999 [mg/l]
Zn	0,1
Cr	< 0,001
Cd	< 0,001
Cu	0,03
Pb	0,03

Ni	0,07
Sulfat	250
KW	< 2
LCKW (= leichtflüchtige CKWs)	< 0,001

Abfälle fallen in den in Tabelle 5-51 aufgezeigten Mengen an.

Tabelle 5-51: Abfallaufkommen im Jahr 1999

Abfall- bezeichnung	Schmelz- kammer- granulat	SAV- Neben- produkt	Aufsaug- und Filter- materialien	Öle	Styropor	gemischte Materialien	kompos- tierbare Abfälle	Papier / Pappe
Aufkommen	8.686 t/a	10.195 t/a	6,6 m ³ /a	1,9 m ³ /a	10 m ³ /a	58 t/a	15 t/a	204 m ³ /a

Die gesetzlichen Lärmschutzaufgaben für die Wohngebiete in 100 - 200 m Entfernung vom Kraftwerk können durch Schalldämmkulissen in den Lüftungsöffnungen gewährleistet werden.

Ökonomische Daten

Es liegen keine Daten vor.

Gründe für die Realisierung

Gründe für die Realisierung der Stickoxidminderung und Abgasentschwefelung resultieren aus den genehmigungsrechtlichen Auflagen.

5.3.9 Beispiel: Braunkohlestaubfeuerung mit primärer Entstickung, sekundärer Entschwefelung und hohem elektrischen Wirkungsgrad

Beschreibung

Es handelt sich um ein Entnahme-Kondensationskraftwerk mit zwei identischen Blöcken (maximale FWL = 2 x 2400 MW, 2 x 865 MW_{el,net}, 2 x 933 MW_{el,brutto} und bis zu 2 x 115 MW_{th} Fernwärme und Prozessdampf). Die im nahen Tagebau gewonnene Braunkohle wird in Nasskohlenventilatormühlen mit Umlenksichter gemahlen und dem tangential-gefeuerten Zwangsdurchlaufkessel zugeführt. Das Rauchgas wird nach der unten beschriebenen Reinigung über die Naturzugkühltürme abgeleitet. Der Kessel erzeugt überkritischen Frischdampf (285 bar / 554 °C). Die Zwischenüberhitzerstufe hebt die Dampftemperatur auf 583 °C bei einem Druck von 51,3 bar. Der Kondensatordruck kann bis auf 0,038 bar abgesenkt werden.

Wirkungsgradsteigernde Maßnahmen

Der elektrische Nettowirkungsgrad von 42,3 % und der Nettobrennstoffausnutzungsgrad von 46 % im Auslegungspunkt wurden durch folgende Einzelmaßnahmen realisiert:

- Überkritische Dampfstände (siehe oben): möglich durch neue Werkstoffe (Austenit in den Zwischenüberhitzer Austrittsflächen, 9-prozentige Chromstähle (P91, T91), PFA bzw. Nickelbasislegierungen in den Rauchgaswärmerverschiebesystemen)
- Optimierte Turbinen („3D-Beschaukelung“, Verbesserte Werkstoffe)
- Geringer Eigenbedarf (effiziente Entschwefelung, drehzahlgeregelte Frischlüfter und Saugzug)
- Optimierte Vorwärmerschaltung
- Abgaswärmenutzung
- Keine Wiederaufheizung nach REA notwendig, da Kühlturmableitung

Als primäre Maßnahme zur NO_x-Reduktion wird eine Luftstufung ohne Kaltgasrezirkulation vorgenommen. Dabei betragen die Luftzahlen für die drei Ausbrandluftebenen 0,92, 1,00 und 1,15.

Rauchgasentschwefelung

Die REA besteht aus 2 Kalksteinnasswäscher je Block in Edelstahlausführung (Abscheidgrad > 98%). Aufgrund der Gummierungsschäden bei in Betrieb befindlichen Absorbern wurde hier folgende Wäscherkonfiguration gewählt:

- Materialausführung der Absorberauskleidung mit Nickelbasislegierung (hier: Alloy 59)
- Direkteinleitung der Rauchgase in Kühltürme unter Verzicht auf Bypassschaltungen
- Einsatz von GfK für Reingaskanäle und suspensionsführende Leitungen

Technisch kann sowohl Kalkstein als auch Branntkalk eingesetzt werden. Aus Kostengründen entschied man sich für Branntkalk.

Entstaubung

Die Entstaubung erfolgt über 2 Elektrofilterstraßen je Block.

Wesentliche Umweltvorteile

Trotz energieaufwendiger REA konnte ein für Braunkohlekraftwerke hoher elektrischer Nettowirkungsgrad erzielt werden. Die Grenzwerte für NO_x werden alleine durch Primärmaßnahmen sicher eingehalten. Die Massenkonzentrationen von SO₂, CO und Staub im Reingas betragen nur das 0,2 bis 0,35-fache der Tagesgrenzwerte (siehe Betriebsdaten). Sämtliche Abwasserströme werden entweder behandelt oder intern weiterverwendet.

Anwendbarkeit

Die beschriebenen Techniken lassen sich prinzipiell beim Neubau eines Braunkohlekraftwerkes mit Staubfeuerung anwenden. Bei Altanlagen muss man jedoch differenzieren. Der Elektroabscheider und die REA lassen sich auch hier in den Rauchgasstrom integrieren. Die primären Maßnahmen zur NO_x-Minderung am Kessel können zwar auch nachgerüstet werden, erfordern jedoch eine größere individuelle Planung und können nicht ganz die Leistungen eines Neubaus liefern. Wirkungsgradsteigernde Maßnahmen beschränken sich meist auf eine Anhebung des Kesselwirkungsgrades, Ertüchtigung der Turbinen, Optimierung der Leittechnik und effizientere Kühlsysteme.

Medienübergreifende Aspekte

Bei der Rauchgasreinigung fallen folgende Stoffe an:

- Elektroabscheider: Flugasche: Zusammen mit REA-Abwasser wird ein Stabilisat erzeugt, das zur Böschungsstabilisierung des Gipsdepots verwendet wird.
- REA: Abwasser (Verwertung siehe oben);
Gips: Verwertung in der Gipsindustrie bzw. Lagerung im Depot

Weiterhin wird durch den Betrieb der Rauchgasreinigungsanlagen der Wirkungsgrad der Gesamtanlage reduziert.

Betriebsdaten

Da das Kraftwerk erst seit kurzem den Betrieb aufgenommen hat, sind z.Z. noch keine belastbaren Betriebsdaten verfügbar.

Voraussichtlich werden jedoch jährlich ca. 10.000 GWh_{el,netto} (12.800 GWh_{el,brutto}) erzeugt. Gleichzeitig sollen ca. 1200 GWh Fernwärme ausgekoppelt werden. Mit einer Volllaststundenzahl von 7.000 soll die Anlage den Grundlastbereich abdecken.

Kurz nach Aufnahme des Dauerbetriebs im Jahr 2000 wurden folgende atmosphärische Emissionen gemessen:

Tabelle 5-52: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 2000

	Anzahl Messungen / Jahr	Grenzwert (6 % O ₂)	Jahresmittelwerte bezogen auf 6 % O ₂		Spezifische Werte [kg/TJ _{in}]
			Block A	Block B	Block A und B
O ₂ -Gehalt Abgas	kontinuierlich		0,035	0,038	
Abgasvolumenstrom [m ³ /h]	kontinuierlich		2.876.000	2.996.000	
Staub [mg/Nm ³]	kontinuierlich	20	13,7 ¹ /1,7 ²)	15,7 ¹ /1,7 ²)	0,38
SO ₂ [mg/Nm ³]	kontinuierlich	400	291,4	297,4	112
Schwefelemissionsgrad		0,05	3,0	2,9	
NO _x [mg/Nm ³]	kontinuierlich	200	120,9	124,7	43
CO [mg/Nm ³]	kontinuierlich	250	7,7	26,2	4,9
HCl [mg/Nm ³]	Einzel-	15			

	messungen				
HF [mg/Nm ³]	Einzel- messungen	5			

¹⁾ vor REA

²⁾ nach REA

Laut Planung werden jährlich ca. 10.300 Kilotonnen Rohbraunkohle (entsprechend 0,73 kg/kWh_{el}) mit folgender Qualität eingesetzt:

Tabelle 5-53: Eigenschaften der eingesetzten Rohbraunkohle

	Mittlere Werte
H _u [MJ/t]	10.945
Wassergehalt [%]	51,5
Schwefelgehalt [%]	1,91
Aschegehalt [%]	6,3

Weiterhin wird ca. 10.100 t/a leichtes Heizöl benötigt.

Die voraussichtlichen Verbräuche der wichtigsten Einsatz- und Hilfsstoffe sind in Tabelle 5-54 wiedergegeben.

Tabelle 5-54: Voraussichtlicher Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen

Einsatz- und Hilfsstoff	Branntkalk	NaOH	HCl	NH ₄ OH
Verwendung	REA	Abwasserbehandlung		
Einsatzmenge [t/a]	248.000	1470	2180	31,8
spezifische Menge [g/MWh _{el}]	24.800	0,11	0,17	0,002

Der größte Teil des benötigten Frischwassers wird als Kühlturmzusatzwasser eingesetzt (3900 m³/h). Das gesamte Aufkommen an Produktionsabwasser beträgt 1.540 m³/h. Davon entstammen 340 m³/h der Kondensatreinigung, Anfallstellen bei der Dampferzeugung und der Vollensalzungsanlage. Dieser Teilstrom wird den Reinigungsstufen Neutralisation, Flockung und Sedimentation unterzogen. Die Stoffkonzentrationen des behandelten Abwassers sind in Tabelle 5-55 wiedergegeben.

Tabelle 5-55: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom folgender Quellen: Kondensatreinigung, Anfallstellen bei der Dampferzeugung und Vollentsalzungsanlage

	AOX	CSB	P _{total}	N _{total}	Zn	Cr	Cd	Cu	Pb	Ni
Konzentrationsbreiten [mg/l]	0,02 – 0,1	30 - 75	0,2 - 1	10 - 30	< 0,01	< 0,01	< 0,03	< 0,01	< 0,01	< 0,01
Mittelwerte [mg/l]	0,05	50	0,3	20						
Fracht pro Produktionsmenge [g/MWh _{el}]	0,01	9,4	0,06	3,8						
Grenzwerte [mg/l]	0,15-1	30-80	1,5-5	10	1	0,5	0,05	0,5	0,1	0,5

Abfälle fallen vor allem als Asche und Gips in den in Tabelle 5-56 aufgezeigten Mengen an.

Tabelle 5-56: Abfallaufkommen in der ersten Hälfte des Jahres 2000

Abfallbezeichnung	Kesselasche	Flugasche	REA-Gips
Klassifizierung nach dem deutschen Krw-/AbfG	Nicht überwachungsbedürftige Abfälle		
Aufkommen [t/a]	19.000	142.000	377.000
Menge pro Produktmenge [kg/kWh _{el}]	0,004	0,03	0,079
Verwertungs-/Beseitigungsverfahren	Einsatz im Tagebau zur Böschungsstabilisierung	Erzeugung von Stabilisat zur Errichtung des Gipsdepots und zur Böschungsstabilisierung im Tagebau	Verwertung in der Gipsindustrie; Teilmenge wird auf Langzeitdepot für eingelagert

Die gesetzlichen Lärmschutzaufgaben für die Wohngebiete in 700 m Entfernung vom Kraftwerk können durch Schalldämpfer in den Rauchgaskanälen vor und nach REA und die Fassadenverkleidung gewährleistet werden. Hierdurch wird eine immissionswirksame Abstrahlung von 113 dB(A) erreicht.

Wirtschaftliche Daten

Die Gesamtinvestition für die Anlage belief sich auf $2.45 \cdot 10^9$ € (2000). Dies entspricht 1443 €/kW_{el}. Die Leistungskosten (= fixe Kosten) betragen etwa 39 €/kW*a (Schätzung).

Gründe für die Realisierung der Anlage

Gründe für die Realisierung der Entstaubung und Entschwefelung liegen in den immissionsschutzrechtlichen Anforderungen an die Anlage. Die Anwendung der primären NO_x-Minderung ist zwar aus dem Willen hervorgegangen, die Stickoxide zu senken. Gleichzeitig konnte jedoch auch eine Wirkungsgraderhöhung durch verminderten Luftüberschuss und somit eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit erreicht werden. Die Optimierung des

Wirkungsgrades ist auch positiv im Hinblick auf die spezifischen Emissionen und die Ressourcenschonung zu bewerten. Sie wurde jedoch insbesondere im Hinblick auf eine verbesserte Wirtschaftlichkeit der Anlage vorgenommen.

5.3.10 Beispiel: Braunkohlestaubfeuerung mit primärer Entstickung, sekundärer Entschwefelung und hohem elektrischen Wirkungsgrad

Beschreibung

Es handelt sich um ein Entnahme-Kondensationskraftwerk mit zwei identischen Blöcken welche in den Jahren 1995/96 in Betrieb genommen wurden. Die maximale Feuerungs-wärmeleistung beträgt $2 \times 1243 \text{ MW}_{\text{th}}$ und die Bruttoleistung der beiden 50 Hz Drehstrom-turbosätze $2 \times 425 \text{ MW}_{\text{el}}$. Zusätzlich ist ein Bahnstromturbosatz mit einer Leistung von $110 \text{ MW}_{\text{el}}$ installiert. In Summe ergibt dies eine Nettoleistung von $900 \text{ MW}_{\text{el}}$. Weiterhin können bis zu 90 t/h Mitteldruck- Prozessdampf (entspricht $74 \text{ MW}_{\text{th}}$) und bis zu 110 t/h Niederdruck-Prozessdampf (entspricht $83,7 \text{ MW}_{\text{th}}$) ausgekoppelt werden. Ein benachbartes Chemie-werk sorgt für eine kontinuierliche Abnahme von Strom und Prozessdampf. Die im ca. 40 km entfernten Tagebau gewonnene Braunkohle wird in 8 Mühlen je Block gemahlen und den tangential-gefeuerten Kesseln zugeführt. Das Rauchgas wird nach der unten beschriebenen Reinigung über einen Kamin abgeleitet. Der Kessel erzeugt überkritischen Frischdampf bei $265 \text{ bar} / 544 \text{ °C}$. Die Zwischenüberhitzerstufe hebt die Dampftemperatur auf 560 °C .

Wirkungsgradsteigernde Maßnahmen

Der elektrische Wirkungsgrad von 40% im Auslegungspunkt wurde durch folgende Einzelmaßnahmen realisiert:

- Überkritische Dampfungstände (siehe oben): möglich durch neue Werkstoffe;
- Optimierte Turbinen („3D-Beschaufelung“, Verbesserte Werkstoffe);
- Geringer Eigenbedarf ;
- Optimierte Schaltung des Wasser-Dampf-Kreislaufs (z.B. siebenstufige Kondensat- und Speisewasservorwärmung);

Das Kennzeichen dieses Kraftwerks ist neben dem hohen Wirkungsgrad die hohe Betriebsflexibilität. So wird zum einen die Grundlastversorgung für eine Chemiefabrik gesichert. Weiterhin werden die Bahnstromleistung und die Leistung für die öffentliche Versorgung im Mittel- und Spitzenlastbereich eingesetzt. Hierfür musste der Dampferzeuger für Schwachlastfahrweisen von 40% der Blocklast und für Laständerungsgeschwindigkeiten von 6% pro Minute ausgelegt werden. Entsprechend mussten die Dampfturbinen konstruiert werden. Hier führten zweischalige Gehäuse zu geringeren Wandstärken und folglich zu höheren Laständerungsgeschwindigkeiten.

Als primäre Maßnahmen zur NO_x-Reduktion werden Low-NO_x-Brenner und die Technik der Luftstufung eingesetzt.

Zur Rauchgasentschwefelung dient ein Kalksteinnasswäscher je Block in Edelstahlausführung (Abscheidgrad 94,6 %). Die Entstaubung erfolgt durch Elektroabscheider.

Wesentliche Umweltvorteile

Trotz energieaufwändiger REA konnte ein für Braunkohlekraftwerke vergleichsweise hoher elektrischer Wirkungsgrad erzielt werden. Die Grenzwerte für NO_x werden alleine durch Primärmaßnahmen sicher eingehalten.

Anwendbarkeit

Die beschriebenen Techniken lassen sich prinzipiell beim Neubau eines Braunkohlekraftwerkes mit Staubfeuerung anwenden. Bei Altanlagen muss man jedoch differenzieren. Der Elektroabscheider und die REA lassen sich auch hier in den Rauchgasstrom integrieren. Die primären Maßnahmen zur NO_x-Minderung am Kessel können zwar auch nachgerüstet werden, erfordern jedoch eine größere individuelle Planung und können nicht ganz die Leistungen eines Neubaus liefern. Wirkungsgradsteigernde Maßnahmen beschränken sich meist auf eine Anhebung des Kesselwirkungsgrades, Ertüchtigung der Turbinen, Optimierung der Leittechnik und effizientere Kühlsysteme.

Medienübergreifende Aspekte

Bei der Rauchgasreinigung fallen folgende Stoffe an:

- Elektroabscheider: Flugasche
- REA: Abwasser, Gips

Weiterhin wird durch den Betrieb der Rauchgasreinigungsanlagen der Wirkungsgrad der Gesamtanlage reduziert.

Betriebsdaten

Im Jahr 1999 wurden 3405 GWh_{el,netto} (3778 GWh_{el,brutto}) erzeugt. Der elektrische Nettowirkungsgrad betrug somit 35,7 %. Die Betriebsstundenzahlen betragen 4331 bzw. 7423 für Turbine A bzw. B. Die Bahnstromturbine war 7321 Stunden in Betrieb.

Im Jahr 1999 wurden folgende atmosphärische Emissionen gemessen:

Tabelle 5-57: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1999

	Anzahl Messungen Jahr	Grenzwert (6 % O ₂)	Tagesmittelwerte bezogen auf 6 % O ₂	Spezifische Werte [kg/TJ _{in}]
O ₂ -Gehalt Abgas	kontinuierlich		6	
Abgasvolumenstrom [m ³ /h]	kontinuierlich		2 x 1.800.000	
Staub [mg/Nm ³]	kontinuierlich	50	13,5	5,4
SO ₂ [mg/Nm ³]	kontinuierlich	400	211	84,9
Schwefelemissionsgrad		0,15	0,029	
NO _x [mg/Nm ³]	kontinuierlich	200	149	59,7
CO [mg/Nm ³]	kontinuierlich	250	4,4	1,8

Es wurden 3.166 Kilotonnen Rohbraunkohle (entsprechend 0,83 kg/kWh_{el}) mit einem Heizwert von 10,86 MJ/kg eingesetzt. Weiterhin wurden 4.721 t leichtes Heizöl eingesetzt. Für die REA wurden 163.876 t Kalksteinmehl benötigt. Dies entspricht 0,043 kg/kWh_{el}. Daraus folgen ca. 260 kt Gips im Jahr 1999. Tabelle 5-58 zeigt die Anfallstellen der Kraftwerksabwässer, ihr Aufkommen im Jahr 1999 und die Behandlungstechniken.

Tabelle 5-58: Abwässer im Jahr 1999

	Konzentratableitung der Umkehrosiose	Regenerierabwasser der Ionenaustauscher	Kühlturmabflutung	REA-Abwasser
Aufkommen in 1999 [m ³]	480.000	28.000	1.710.000	82.000
Behandlung		Neutralisation		Fällung mit Ca(OH) ₂ und Organo-Sulfid; Flockung mit FeClSO ₄

Die Stoffkonzentrationen des REA-Abwasser sind in Tabelle 5-59, die der Kühlturmabflutung und Konzentratableitung der Umkehrosiose in Tabelle 5-60 wiedergegeben.

Tabelle 5-59: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom folgender Quellen:
Kühlturmabsalzung, Konzentratableitung der Umkehrosiose

	AOX	CSB	P _{total}	N _{total}
Konzentration (arithm. Mittelwert 4/99 – 4/00 aus 12 Messungen) [mg/l]	0,08	27,85	0,32	22,88
Fracht pro Produktionsmenge [g/MWh _{el}]	47,2	15700	181	12900
Grenzwerte [mg/l]	0,15-1	30-80	1,5-5	10

Tabelle 5-60: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom der REA-Abwasser-
aufbereitungsanlage

	Grenzwerte [mg/l]	Konzentration (arithm. Mittelwert 4/99 – 4/00 aus 12 Messungen) [mg/l]	Fracht [g/MWh _{el}]
abfiltrierbare Stoffe	30	7	0,17
Sulfat	2000	1300	31,3
Sulfit	20	0,5	0,012
Fluorid	30	1,5	0,036
Quecksilber	0,05	0,001	2,408E-05

Die gesetzlichen Lärmschutzaufgaben für die Wohngebiete in 620 - 1800 m Entfernung vom Kraftwerk können durch Kühlturmschutzwände, Fassadenverkleidung, Dach- und Schalldämpferelemente, Doppelrolltore und die Verwendung von Gasbeton gewährleistet werden. Hierdurch werden Schallimmissionspegel zwischen 31,3 und 38,9 dB(A) an den 620 bis 1800 m entfernten Messpunkten erreicht.

Wirtschaftliche Daten

Die Gesamtinvestition für die Anlage belief sich auf 1280 Mio € (1996). Dies entspricht 1422 €/kW_{el,net}. Die Leistungskosten (= fixe Kosten) betragen etwa 41 €/kW·a (Schätzung).

Gründe für die Realisierung der Anlage

Gründe für die Realisierung der Entstaubung und Entschwefelung liegen in den immissionschutzrechtlichen Anforderungen an die Anlage. Die Optimierung des Wirkungsgrades ist auch positiv im Hinblick auf die spezifischen Emissionen und die Ressourcenschonung zu bewerten. Sie wurde jedoch insbesondere im Hinblick auf eine verbesserte Wirtschaftlichkeit der Anlage vorgenommen.

5.3.11 Beispiel: Braunkohlestaubfeuerung mit primärer Entstickung, sekundärer Entschwefelung und hohem elektrischen Wirkungsgrad

Beschreibung

Es handelt sich um ein Entnahme-Kondensationskraftwerk mit zwei identischen Blöcken (2 x 750 MW_{el,net} und bis zu 2 x 247 MW_{th} Fernwärme und Prozessdampf). Die im nahen Tagebau gewonnene Braunkohle wird in Nasskohlenventilatormühlen mit Umlenksichter gemahlen und dem tangential-gefeuerten Zwangsdurchlaufkessel zugeführt. Das Rauchgas wird nach der unten beschriebenen Reinigung über den Naturzugkühlturm abgeleitet. Der Kessel erzeugt überkritischen Frischdampf (268 bar / 547 °C). Die Zwischenüberhitzerstufe hebt die Dampftemperatur auf 565 °C. Der Kondensatordruck kann bis auf 0,036 bar abgesenkt werden.

Wirkungsgradsteigernde Maßnahmen

Der elektrische Nettowirkungsgrad von 40,1 % und der Nettobrennstoffausnutzungsgrad von 55 % im Auslegungspunkt wurden durch folgende Einzelmaßnahmen realisiert:

- Überkritische Dampfstände (siehe oben): möglich durch neue Werkstoffe (Austenit in den Zwischenüberhitzeraustrittsheizflächen, 9-prozentige Chromstähle (P91, T91), PFA bzw. Nickelbasislegierungen in den Rauchgaswärmerverschiebesystemen);
- Optimierte Turbinen („3D-Beschauflung“, Verbesserte Werkstoffe);
- Geringer Eigenbedarf (effiziente Entschwefelung, leistungsgeregelte Frischlüfter und Saugzug);
- Optimierte Vorwärmerschaltung;
- Abgaswärmenutzung;
- Keine Wiederaufheizung nach REA notwendig, da Kühlturmableitung;

Primäre Maßnahmen zur NO_x-Reduktion: Nachreaktionsfeuerung und Luftstufung

Oberhalb der beiden stöchiometrischen Hauptbrennerebenen ist der unterstöchiometrische ($\lambda=0,95$) Nachreaktionsbrenner angeordnet an den sich 3 stöchiometrische bzw. überstöchiometrische Ausbrandluft-Ebenen ($\lambda=1 / 1,12 / 1,15$) (=Luftstufung) anschließen. Der Trennsichter nach der Kohlemühle versorgt den Nachreaktionsbrenner mit Kohlenstaub. Dieser wirkt durch die unterstöchiometrische Verbrennung NO_x-mindernd. Der vollständige Ausbrand wird durch die überstöchiometrischen Verhältnisse in den oberen Ausbrandluft-Ebenen gewährleistet.

Rauchgasentschwefelung

Die REA besteht aus 2 Kalksteinnasswäscher je Block in Edelstahlausführung (Abscheidgrad > 98%).

Entstaubung

Die Entstaubung erfolgt über 2 Elektrofilterstraßen je Block.

Wesentliche Umweltvorteile

Trotz energieaufwendiger REA konnte ein für Braunkohlekraftwerke hoher elektrischer Nettowirkungsgrad erzielt werden. Die Grenzwerte für NO_x werden alleine durch Primärmaßnahmen sicher eingehalten. Die Massenkonzentrationen von SO_2 , CO und Staub im Reingas betragen nur das 0,2 bis 0,35-fache der Tagesgrenzwerte (siehe Betriebsdaten). Sämtliche Abwasserströme werden entweder behandelt oder intern weiterverwendet.

Anwendbarkeit

Die beschriebenen Techniken lassen sich prinzipiell beim Neubau eines Braunkohlekraftwerkes mit Staubfeuerung anwenden. Bei Altanlagen muss man jedoch differenzieren. Der Elektroabscheider und die REA lassen sich auch hier in den Rauchgasstrom integrieren. Die primären Maßnahmen zur NO_x -Minderung am Kessel können zwar auch nachgerüstet werden, erfordern jedoch eine größere individuelle Planung und können nicht ganz die Leistungen eines Neubaus liefern. Wirkungsgradsteigernde Maßnahmen beschränken sich meist auf eine Anhebung des Kesselwirkungsgrades, Ertüchtigung der Turbinen, Optimierung der Leittechnik und effizientere Kühlsysteme.

Medienübergreifende Aspekte

Bei der Rauchgasreinigung fallen folgende Stoffe an:

- Elektroabscheider: Flugasche ($0,043 \text{ kg/kWh}_{\text{el}}$): Zusammen mit REA-Abwasser wird ein Stabilisat erzeugt, das zur Böschungsstabilisierung des Gipsdepots verwendet wird.
- REA: Abwasser ($0,004 \text{ m}^3/\text{kWh}_{\text{el}}$) (Verwertung siehe oben); Gips ($0,034 \text{ kg/kWh}_{\text{el}}$): Verwertung in der Gipsindustrie bzw. Lagerung im Depot

Weiterhin wird durch den Betrieb der Rauchgasreinigungsanlagen der Wirkungsgrad der Gesamtanlage reduziert.

Betriebsdaten

Im Jahr 1999 wurden $11.516 \text{ GWh}_{\text{el,netto}}$ und $12.207 \text{ GWh}_{\text{el,brutto}}$ erzeugt. Gleichzeitig wurden 480 GWh Fernwärme und 1002 GWh Prozessdampf ausgekoppelt. Der Brennstoffausnutzungsgrad betrug somit $44,2 \%$ (von maximal möglichen 55%). Mit einer Volllaststundenzahl von 7.454 deckte die Anlage den Grundlastbereich ab.

Im Jahr 1999 wurden folgende atmosphärische Emissionen gemessen:

Tabelle 5-61: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1999

	Anzahl Messungen / Jahr	Grenzwert (6 % O ₂)	Jahresmittelwerte bezogen auf 6 % O ₂		Spezifische Werte [g/MWh _{el}]	
			Block A	Block B	Block A	Block B
O ₂ -Gehalt Abgas	kontinuierlich		0,035	0,038		
Abgasvolumenstrom [m ³ /h]	kontinuierlich		2,4E6	2,4E6		
Staub [mg/Nm ³]	kontinuierlich	50	1,7	2,6	3,6	4,2
SO ₂ [mg/Nm ³]	kontinuierlich	400	66,0	69,8	124	129
Schwefelemissionsgrad		0,05				
NO _x [mg/Nm ³]	kontinuierlich	200	144,9	141,3	274	263
CO [mg/Nm ³]	kontinuierlich	250	56,6	56,7	114	109
HCl [mg/Nm ³]	Einzel-messungen	7,5	0,4	0,4	0,7	0,7
HF [mg/Nm ³]	Einzel-messungen	2,5	0,1	0,1	0,14	0,14

Es wurden 12.068,4 Kilotonnen Rohbraunkohle (entsprechend 0,96 kg/kWh_{el}) mit folgender Qualität eingesetzt:

Tabelle 5-62: Eigenschaften der eingesetzten Rohbraunkohle

	Mittlere Werte im Bezugsjahr	mögliche Schwankungsbreiten des Tagebaus
H _u [MJ/t]	8.802	7.600 – 9.000
Wassergehalt [%]	55,4	48 - 56
Schwefelgehalt [%]	0,73	0,5 – 1,4
Aschegehalt [%]	5,2	< 15,2

Weiterhin wurden 4.452 t leichtes Heizöl eingesetzt. Seit dem Jahr 2000 dürfen auch sogenannte Mischbrennstoffe (hier: Produkte aus Teerdeponien) bis zu einem Masseanteil am Gesamtbrennstoff von 5 % (entsprechend 600.000 t/a) und einer anteiligen Feuerungswärmeleistung von 9,2 % mitverbannt werden. Erfahrungen hierzu sowie Emissionsmessungen liegen noch nicht vor.

Die Verbräuche der wichtigsten Einsatz- und Hilfsstoffe in 1999 sind in Tabelle 5-63 wiedergegeben.

Tabelle 5-63: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen im Jahr 1999

Einsatz- und Hilfsstoff	Kalkstein	NaOH	HCl	NH ₄ OH
Verwendung	REA	Abwasserbehandlung		
Einsatzmenge [t/a]	239.100	2.139	3.183	12
spezifische Menge [g/MWh _{el}]	19.100	171	254	1

Der Wasserverbrauch der Anlage beträgt 4000 m³/h Frischwasser bei Normallast, wovon etwa 85% in den Kühltürmen verdunstet werden. Das gesamte Aufkommen an Produktionsabwasser beträgt 1.141 m³/h. Davon entstammen 217 m³/h der Kondensatreinigung, Anfallstellen bei der Dampferzeugung sowie häuslichen Abwässern. Dieser erste Teilstrom wird in der Kläranlage des benachbarten Verwertungsbetriebes behandelt. Der zweite Teilstrom (=904 m³/h) entstammt vor allem der Kühlturmabsalzung, wird jedoch auch von den neutralisierten Abwässern der Vollentsalzung und den im Schwebstoffabsetzbecken behandelten Abwässern der Ascheverladung gespeist. Die Stoffkonzentrationen des zweiten Teilstroms sind in Tabelle 5-64 wiedergegeben.

Tabelle 5-64: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom (904 m³/h) folgender Quellen:
Kühlturmabsalzung, Vollentsalzung, Ascheverladung

	AOX	CSB	P _{total}	N _{total}	Zn	Cr	Cd	Cu	Pb	Ni
Konzentration [mg/l]	0,03	19	0,15	2,1	< 0,01	< 0,01	< 0,03	< 0,01	0	< 0,01
Fracht pro Produktionsmenge [g/MWh _{el}]	0,03	14,2	0,11	1,57					0,003	
Grenzwerte [mg/l]	0,15-1	30-80	1,5-5	10	1	0,5	0,05	0,5	0,1	0,5

Abfälle fallen vor allem als Asche und Gips in den in Tabelle 5-65 aufgezeigten Mengen an.

Tabelle 5-65: Abfallaufkommen im Jahr 1999

Abfallbezeichnung	Kesselasche	Flugasche	REA-Gips
Klassifizierung nach dem deutschen Krw-/AbfG	Nicht überwachungsbedürftige Abfälle		
Aufkommen [t/a]	22.500	540.496	422.500
Menge pro Produktmenge [kg/kWh _{el}]	0,002	0,043	0,034
Verwertungs-/Beseitigungsverfahren	Zementindustrie, Einsatz im Tagebau zur Böschungsstabilisierung	Erzeugung von Stabilisat zur Errichtung des Gipsdepots und zur Böschungsstabilisierung im Tagebau	Verwertung in der Gipsindustrie; Teilmenge wird auf Langzeitdepot für die ortsansässige Gipsindustrie für die Zeit nach Stilllegung des Kraftwerkes eingelagert

Die gesetzlichen Lärmschutzaufgaben für die Wohngebiete in 550 m Entfernung vom Kraftwerk können durch Schalldämpfer in den Rauchgaskanälen vor und nach REA,

Kühlturmschutzwände und die Fassadenverkleidung gewährleistet werden. Hierdurch wird eine immissionswirksame Abstrahlung von 113 dB(A) erreicht.

Wirtschaftliche Daten

Die Gesamtinvestition für die Anlage belief sich auf 2308 Mio € (1998). Dies entspricht 1538 €/kW_{el,net}. Die Leistungskosten (= fixe Kosten) betragen etwa 40 EUR/kW·a (Schätzung).

Gründe für die Realisierung der Anlage

Gründe für die Realisierung der Entstaubung und Entschwefelung liegen in den immissionschutzrechtlichen Anforderungen an die Anlage. Die Anwendung der primären NO_x-Minderung ist zwar aus dem Willen hervorgegangen, die Stickoxide zu senken. Gleichzeitig konnte jedoch auch eine Wirkungsgraderhöhung durch verminderten Luftüberschuss und somit ein Verbesserung der Wirtschaftlichkeit erreicht werden. Die Optimierung des Wirkungsgrades ist auch positiv im Hinblick auf die spezifischen Emissionen und die Ressourcenschonung zu bewerten. Sie wurde jedoch insbesondere im Hinblick auf eine verbesserte Wirtschaftlichkeit der Anlage vorgenommen.

5.3.12 Beispiel: Ertüchtigung einer Anlage mit Braunkohlestaubfeuerung durch primäre Entstickung, sekundäre Entschwefelung und Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrades

Beschreibung

Bei dem gewählten Beispiel handelt es sich um ein Entnahme-Kondensationskraftwerk mit sechs identischen Blöcken (6 x 465 MW_{el,netto}, 6 x 500 MW_{el,brutto} und bis zu 6 x 58 MW_{th} Fernwärme). Die im nahen Tagebau gewonnene Braunkohle wird in Nasskohlenventilatormühlen mit Umlenksichter gemahlen und dem tangential-gefeuerten Zwangsdurchlaufkessel (jeweils 2 Kessel pro Block) zugeführt. Das Rauchgas wird nach der unten beschriebenen Reinigung über einen Naturzugkühlturm abgeleitet. Der Kessel erzeugt Frischdampf mit den Parametern 176 bar / 535 °C. Die Zwischenüberhitzerstufe hebt die Dampftemperatur auf 540 °C bei 44,4 bar.

Die Ertüchtigung der Blöcke erfolgte zwischen 1991 und 1995. Dabei wurden zum einen wirkungsgradsteigernde Maßnahmen, zum anderen Maßnahmen zur Senkung der atmosphärischen Emissionen durchgeführt:

Wirkungsgradsteigernde Maßnahmen

Der elektrische Nettowirkungsgrad wurde im Rahmen der Ertüchtigung von 32,5 auf 35,7 % angehoben. Hierfür wurde zum einen der Niederdruckteil der Dampfturbine ausgetauscht. Der größte Anteil an der Wirkungsgradsteigerung entfällt jedoch auf die Maßnahmen, welche zur

primären Minderung der NO_x-Emissionen durchgeführt wurden. Die eingeführte Luft- und Brennstoffstufung erbrachte eine Reduzierung des Luftüberschusses (das Abgasvolumen sank von 1,4 Mio m³ auf 1,15 Mio m³), wodurch sich die Abgastemperatur um 30°C auf 170 °C reduzierte und der Kesselwirkungsgrad stieg. Einen kleinen Beitrag lieferte auch die Sanierung der 9 Naturzugkühltürme.

Die Einzelkomponenten der Ertüchtigung und ihr Einfluss auf die Wirkungsgraderhöhung sind in Tabelle 5-66 zusammengefasst.

Tabelle 5-66: Auswirkungen der einzelnen Ertüchtigungsmaßnahmen auf die Teil- und Gesamtwirkungsgrade der Einzelblöcke

	Ausgangszustand	Effekte je Komponente				Endzustand
		DeNO _x	Turbine ND-Teil	Kühlturm	REA	
Wirkungsgrad, Turbosatz [%]	40,9	+ 0,09	+ 1,46	+ 0,25	0	42,7
Kesselwirkungsgrad [%]	84	+ 5,6	0	0	0	89,6
Eigenbedarf, Block [%]	5,2	0	0	0	+2	7,2
Blockwirkungsgrad, netto [%]	32,5	+2,2	+1,5	+0,2	-0,7	35,7

Realisierung von primären Maßnahmen zur NO_x-Reduktion

Zur Halbierung der ursprünglichen NO_x-Konzentration von ca. 400 mg/Nm³ wurden folgende Maßnahmen durchgeführt:

- Sicherung eines hohen gesteuerten Luftanteils von > 80% um die Luftstufung zu realisieren. Dies machte eine starke Reduzierung des Falschlufanteils um 65% durch Abdichtungen am Kessel notwendig.
- Absenkung des Luftverhältnisses am Brenner auf $\lambda=0,85$;
- Einführung einer optimierten Brennstoffspaltung mittels Brudentrennsichter;
- Reduzierung der Brennerhöhe verbunden mit einer Konzentration der Brennstoffaufgabe;
- Kaltgasrezirkulation;
- Nachreaktionsbrenner;
- Sicherung des CO-Ausbrandes durch Ausbrandluftdüsen auf 2 Ebenen.

Rauchgasentschwefelung

Es wurde je ein Kalksteinnasswäscher (Noell/KRC-Kalkstein-Nasswaschverfahren) je Kessel in Edelstahlausführung nachgerüstet (Abscheidegrad > 95%). Die SO₂-Rohgaskonzentrationen betragen bis zu 7.700 mg/Nm³. Auf rauchgasseitige Bypässe konnte verzichtet werden und. Die Abgasleitung in die Kühltürme erfolgt durch GfK-Rohre. Aufgrund der Kühlturmableitung ist keine Wiederaufheizung nach der REA notwendig.

Entstaubung

Die bereits vorhandenen Elektroabscheider wurden ertüchtigt und erreichen Abscheidegrade > 99 %. Eine zusätzliche Entstaubung erfolgt in der REA.

Wesentliche Umweltvorteile

Durch die zehnjährige Wirkungsgradsteigerung um 3,2 %-Punkte konnte entsprechend der Einsatz an Kohle und der Ausstoß an CO₂ um 10 % gesenkt werden. Durch die Ausstattung mit Rauchgasentschwefelungsanlagen konnten die SO₂-Emissionen von 4.000 – 5.000 mg/Nm³ auf unter 200 mg/Nm³ gesenkt werden. Von besonderer Bedeutung sind die primären Maßnahmen zur NO_x-Minderung, da sie nicht nur die NO_x-Emissionen halbierten, sondern dadurch zusätzlich der Wirkungsgrad um 2,2 Prozentpunkte gesteigert werden konnte.

Anwendbarkeit

Der Elektroabscheider und die REA lassen sich bei braunkohlestaubgefeuerten Altanlagen grundsätzlich in den Rauchgasstrom integrieren. Die primären Maßnahmen zur NO_x-Minderung am Kessel können in den meisten Fällen nachgerüstet werden, erfordern jedoch eine größere individuelle Planung und können nicht ganz die Leistungen eines Neubaus liefern. Die hier durchgeführten wirkungsgradsteigernden Maßnahmen (Anhebung des Kesselwirkungsgrades, Ertüchtigung der Turbinen, effizientere Kühlsysteme) sind ebenfalls grundsätzlich auf andere Fälle übertragbar.

Medienübergreifende Aspekte

Bei der Rauchgasreinigung fallen folgende Stoffe an:

- Elektroabscheider: Flugasche (0,083 kg/kWh_{el})
 - ➔ Zusammen mit REA-Abwasser wird Stabilisat zur Böschungsstabilisierung des Gipsdepots erzeugt
 - ➔ Einsatz in der Baustoffindustrie, Zementindustrie und zur Bergsicherung
- REA: Abwasser (Verwertung siehe Elektroabscheider)
 - Gips (0,055 kg/kWh_{el}) - Verwertung in der Gipsindustrie bzw. Lagerung im Depot

Durch den Betrieb der Rauchgasreinigungsanlagen wird der Wirkungsgrad der Gesamtanlage um 0,7 Prozentpunkte reduziert.

Betriebsdaten

Im Jahr 1999 wurden 19.931 GWh_{el,netto} und 21.788 GWh_{el,brutto} erzeugt. Gleichzeitig wurden 254 GWh Fernwärme ausgekoppelt. Der elektrische Nettowirkungsgrad betrug somit im Jahresdurchschnitt 33,7 %. Mit einer Vollaststundenzahl von 7.262 Vbh deckte die Anlage den Grundlastbereich ab.

Im Jahr 1999 wurden folgende atmosphärische Emissionen gemessen:

Tabelle 5-67: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen in 1999

	Art der Messung	Grenzwert (6% O ₂)	Jahresmittelwerte der Einzelblöcke bezogen auf 6% O ₂	Block- und Jahresmittelwerte bezogen auf 6% O ₂	Spezifische Emissionen [g/MWh _{el,net}]
O ₂ -Gehalt Abgas	kont.			0,054	
Abgasvolumenstrom [m ³ /h]	kont.			865.000	
Staub [mg/Nm ³]	kont.	50 (vor REA)	<20 (vor REA), 3 (nach REA)	3	0,91
SO ₂ [mg/Nm ³]	kont.	400	140 - 200	170	51,51
Schwefelemissionsgrad [%]	kont.	5	2,7 - 5	3,8	-
NO _x [mg/Nm ³]	kont.	200	164 - 188	176	53,31
CO [mg/Nm ³]	kont.	250	164 - 200	182	55,15
HCl [mg/Nm ³]	Einzel	30	<1	1	0,30
HF [mg/Nm ³]	Einzel	5	<1	1	0,30

Es wurden 24.693,4 Kilotonnen Rohbraunkohle (entsprechend 1,13 kg/kWh_{el}) mit folgender Qualität eingesetzt:

Tabelle 5-68: Eigenschaften der eingesetzten Rohbraunkohle

	Mittlere Werte im Bezugsjahr	mögliche Schwankungsbreiten des Tagebaus
H _u [MJ/t]	8.611	7.600 – 9.000
Wassergehalt [%]	55,3	48 - 56
Schwefelgehalt [%]	0,93	0,5 – 1,4
Aschegehalt [%]	9,3	5,5 - 15,2

Weiterhin wurden 7.482 t leichtes Heizöl eingesetzt.

Die Verbräuche der wichtigsten Einsatz- und Hilfsstoffe im Jahr 1999 sind in Tabelle 5-69 wiedergegeben.

Tabelle 5-69: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen in 1999

Einsatz- und Hilfsstoff	Kalkstein	NaOH	HCl	NH ₄ OH	H ₂ SO ₄
Verwendung	REA	Abwasserbehandlung			
Einsatzmenge [t/a]	684.000	357	487	12	1.230
spezifische Menge [g/MWh _{el}]	31.400	16	22	0,6	56

Der Wasserbedarf der Anlage beträgt 11.000 m³/h Frischwasser (= Grubenwasser) bei Nennlast. In den Kühltürmen verdunsten 5.800 m³/h. Das gesamte Aufkommen an Produktionsabwasser beträgt 1.083 m³/h. Davon entstammen 537 m³/h der Kühlturm-

abflutung. Dieser Abwasserteilstrom wird unbehandelt in den Vorfluter geleitet. Der zweite Teilstrom von 516 m³/h entstammt der Kühlwasseraufbereitung, der Vollentsalzung sowie der Dampferzeugung und sonstigen Anfallstellen. Je nach Quelle werden die Abwässer des zweiten Teilstroms neutralisiert, einer Fällung/Flockung/Sedimentation unterzogen oder einer externen Kläranlage zugeführt. Die Stoffkonzentrationen des zweiten Teilstroms sind in Tabelle 5-70 wiedergegeben.

Tabelle 5-70: Jahresmittelwerte der Stoffkonzentrationen für 1999 im behandelten Abwasserstrom (516 m³/h) folgender Quellen: Vollentsalzung, Kühlwasseraufbereitung, Dampferzeugung und sonstige Anfallstellen

	AOX	CSB	P _{total}	N _{total}	Zn	Cr	Cd	Cu	Pb	Ni
Konzentrations-schwankungen [mg/l]	0,02 - 0,038	15 - 24	0,05 - 0,07	0,2 - 2,8	0,01 - 0,05	< 0,1	< 0,03	0,01 - 0,04	0,002 - 0,04	< 0,01
mittlere Konzentration [mg/l]	0,03	19,2	0,06	1,7	0,04	< 0,1	< 0,03	0,03	0,02	< 0,01
Grenzwerte [mg/l]	0,15-1	30-80	1,5-5	10	1	0,5	0,05	0,5	0,1	0,5
Fracht pro Produktionsmenge [g/MWh _{el}]	0,06	4,12	0,01	0,36	0,01			0,06	0,005	

Abfälle fallen vor allem in Form von Asche und Gips in den in Tabelle 5-71 aufgezeigten Mengen an.

Tabelle 5-71: Asche- und Gipsaufkommen und Verwertungswege im Jahr 1999

Abfallbezeichnung	Kesselasche	Flugasche	REA-Gips
Klassifizierung nach dem deutschen Krw-/AbfG	Nicht überwachungsbedürftige Abfälle		
Aufkommen [t/a]	491.000	1.815.000	1.210.200
Menge pro Produktmenge [kg/kWh _{el}]	0,022	0,083	0,055
Verwertungs-/Beseitigungsverfahren	Zementindustrie, Einsatz im Tagebau zur Böschungsstabilisierung	Erzeugung von Stabilisat zur Errichtung des Gipsdepots und zur Böschungsstabilisierung im Tagebau, Zementindustrie, Baustoffindustrie	Verwertung in der Gipsindustrie; Teilmenge wird auf Langzeitdepot für die ortsansässige Gipsindustrie für die Zeit nach Stilllegung des Kraftwerkes eingelagert

Die gesetzlichen Lärmschutzaufgaben für die Wohngebiete in 1.300 m Entfernung vom Kraftwerk können durch Schalldämpfer in den Rauchgaskanälen vor und nach REA und durch die Fassadenverkleidung gewährleistet werden.

Wirtschaftliche Daten

Die Gesamtinvestitionen für die Ertüchtigung der Anlage beliefen sich auf 1759 Mio € (1996). Dies entspricht 643 €/kW_{el,net}. Tabelle 5-72 zeigt die Investitionen aufgeschlüsselt nach den Einzelmaßnahmen der Ertüchtigung.

Tabelle 5-72: Aufwendungen für die Nachrüstung und Ertüchtigung

Errichtung der Entschwefelungsanlagen	1154 Mio €
NO _x -Reduzierung	176 Mio €
Ertüchtigung der 24 Elektroabscheider	12.3 Mio €
Sanierung der 9 Kühltürme	115 Mio €
Ertüchtigung der Turbosätze	85 Mio €
Erneuerung der Warten und Leittechnik	267 Mio €

Gründe für die Realisierung der Anlage

Gründe für die Ertüchtigung der Elektroabscheider und der Realisierung der Entschwefelung und der primären Entstickung liegen in den ab 1996 geltenden Grenzwerten für Staub, SO₂ und NO_x. Ohne Ertüchtigung hätte die Anlage stillgelegt werden müssen.

Die Anwendung der primären NO_x-Minderung ist zwar aus dem Zwang hervorgegangen, die Stickoxidkonzentrationen zu senken. Gleichzeitig konnte jedoch auch eine Wirkungsgrad-erhöhung durch verminderten Luftüberschuss und somit eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit erreicht werden. Die Optimierung des Wirkungsgrades ist auch positiv im Hinblick auf die spezifischen Emissionen und die Ressourcenschonung zu bewerten. Sie wurde jedoch in erster Linie im Hinblick auf eine verbesserte Wirtschaftlichkeit der Anlage vorgenommen.

5.3.13 Beispiel: Braunkohlestaubfeuerung mit nachgerüsteter primärer Entstickung und simultaner Entschwefelung/Entstickung mit zweistufigem Aktivkoksfilter

Beschreibung

Es handelt sich um zwei in den Jahren 1966 bzw. 1979 gebaute Braunkohleblöcke mit 112 MW_{el} bzw. 130 MW_{el} Bruttoleistung bei Feuerungswärmeleistungen von 278 MW bzw. 356 MW. In geringem Umfang wird Fernwärme ausgekoppelt. Die im Tagebau gewonnene Hartbraunkohle wird mit Zügen angeliefert. Das Rauchgas wird nach der unten beschriebenen

Reinigung über 126 bzw. 190 m hohe Kamine abgeleitet. Hervorzuheben ist die Rauchgasreinigung, welche nach dem Aktivkoksverfahren („Bergbau-Forschung/Uhde-Verfahren“) simultan SO_2 und NO_x abscheidet. Abbildung 5-5 zeigt schematisch die Funktionsweise dieses Verfahrens.

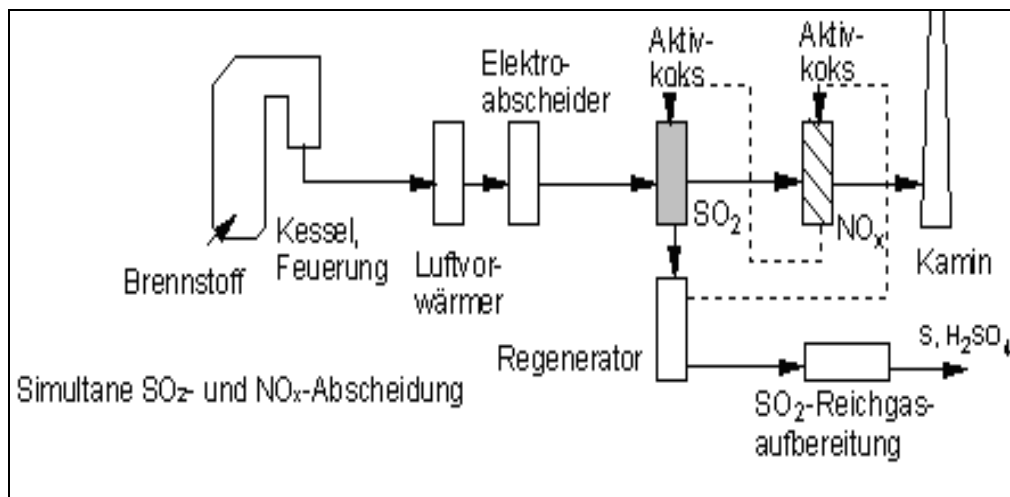


Abbildung 5-5: Schematische Darstellung des Aktivkoksverfahrens

Die Rauchgasreinigungsanlagen vermindern den Ausstoß an Schwefeldioxid (SO_2) um mehr als 98 Prozent, während die Stickoxide (NO_x) zu rund 75 Prozent zurückgehalten werden. Erreicht werden diese Werte durch hochporösen Aktivkoks, der eine Oberfläche von rund 150 Quadratmetern je Gramm besitzt. Hierbei wird das Rauchgas nach der Abtrennung der Flugasche durch konventionelle Elektroabscheider über die erste Aktivkoksstufe geführt. Das im Rauchgas enthaltene Schwefeldioxid und andere Schadstoffe wie Schwermetalle und organische Verbindungen werden in den Poren des Aktivkokes gebunden (Adsorption). Danach gelangt das Rauchgas unter Zugabe von gasförmigem Ammoniak in die zweite Aktivkoksstufe. Durch die katalytische Wirkung des Aktivkokes reagieren hier die Stickoxide mit dem Ammoniak zu elementarem Stickstoff und Wasser. Anschließend werden die gereinigten Rauchgase in die Atmosphäre abgeführt.

Der - vor allem mit Schwefeldioxid - beladene Aktivkoks aus den ersten Stufen der beiden Rauchgasreinigungen wird in Röhrendesorbern auf ca. $450\text{ }^\circ\text{C}$ aufgeheizt und regeneriert, wodurch die adsorbierten Schadstoffe wieder ausgetrieben werden (Desorption). Das hierbei entstehende schwefeldioxidhaltige Reichgas wird weiter aufbereitet (Entfernung von Schadstoffen wie z. B. HCl , HF und NH_3) und in einer nachgeschalteten Anlage zu 96 - 98 %iger technisch reiner Schwefelsäure umgesetzt. Die pro Jahr anfallenden 15.000 Tonnen werden überwiegend an die chemische Industrie verkauft. Der regenerierte Aktivkoks wird wieder abgekühlt und in die eigentliche Rauchgasreinigung zurückgeführt.

Primäre Maßnahmen zur NO_x -Reduktion:

Zur Senkung der NO_x-Konzentrationen im Rohgas wurden NO_x-arme Brenner nachgerüstet und die Luft-/Brennstoffstufung optimiert.

Entstaubung

Die Elektroabscheider sind vor dem Aktivkoksfilter installiert. Die Rauchgase verlassen die Abscheider mit 130°C und müssen vor der Entschwefelung auf eine Temperatur von 120°C gekühlt werden.

Wesentliche Umweltvorteile

Das gewählte Aktivkoksverfahren ermöglicht extrem niedrige SO₂-Konzentrationen (ca. 5mg/Nm³ gegenüber einem Grenzwert von 400 mg/Nm³ bei 6 % O₂) bei gleichzeitig abwasserfreiem Betrieb. Dies war angesichts des wasserarmen Vorfluters ein wichtiger Gesichtspunkt.

Weiterhin werden hohe Abscheidegrade nicht nur für SO₂ und NO_x, sondern auch für Halogene, Schwermetalle und toxische organische Verbindungen mit dem gewählten Verfahren erzielt.

Anwendbarkeit

Aufgrund des vergleichsweise einfachen Aufbaus und der modularen Konstruktion ist der Aktivkoksprozess besonders für kleinere Feuerungsanlagen geeignet. Die größten Einzelanlagen waren bisher in der Lage, einen Rauchgasvolumenstrom von bis zu 1.200.000 m³/h zu reinigen (Stand: 1995). Eine Anlage mit einem Rauchgasvolumenstrom bis 2.000.000 m³/h befindet sich in Japan (für 2002) in der Planung. Eine weitere Begrenzung stellt der Schwefelgehalt des Brennstoffs dar. Dieser sollte unter 2,3 % liegen.

Medienübergreifende Aspekte

Bei der Rauchgasreinigung fallen folgende Stoffe an:

- Elektroabscheider: Flugasche
- Aktivkohleverfahren: Schwefelsäure -> Verkauf an die chemische Industrie

Weiterhin wird durch den Betrieb der Rauchgasreinigungsanlagen der Wirkungsgrad der Gesamtanlage reduziert.

Betriebsdaten

Im Jahr 1998 wurden 1487 GWh_{el,brutto} erzeugt. Gleichzeitig wurden 8,4 GWh Fernwärme ausgekoppelt. Der elektrische Bruttowirkungsgrad betrug 37,5 %. Mit einer Volllaststundenzahl von 6144 und ca. 7000 Betriebsstunden deckte die Anlage den Grundlastbereich ab.

Im Jahr 1998 wurden folgende atmosphärische Emissionen gemessen:

Tabelle 5-73: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1998

	Grenzwert [mg/Nm ³] bei 6 % O ₂	Messwert [mg/Nm ³] bei 6 % O ₂	Statistik Messwert	Spezifische Werte [g/Mwh _{el}]	Messhäufigkeit
O ₂ -Gehalt Abgas		0,065			
Betriebszustand		Volllast			
Abgasvolumen- strom		400000 / 600000			
Staub	80	< 30	Jahresmittel	10,78	kont
SO ₂	400	5	Jahresmittel	2,16	kont
Schwefel- emissionsgrad	0,1	< 0,01	Jahresmittel		kont
NO _x	200	< 150	Jahresmittel	60,36	kont
CO	250	< 80	Jahresmittel	25,86	kont
HCl	30	< 0,2 (NWG)	Mittel Probenahme		Wiederk. Messung
HF	10	1	Mittel Probenahme	0,43	Wiederk. Messung
As		0,001 (NWG)	Mittel Probenahme		Wiederk. Messung
Cr		< 0,004 (NWG)	Mittel Probenahme		Wiederk. Messung
Ni		< 0,004 (NWG)	Mittel Probenahme		Wiederk. Messung
Hg		< 0,0005 (NWG)	Mittel Probenahme		Wiederk. Messung
Cd		0,001 (NWG)	Mittel Probenahme		Wiederk. Messung
Tl		0,001 (NWG)	Mittel Probenahme		Wiederk. Messung
Sb		0,001 (NWG)	Mittel Probenahme		Wiederk. Messung
Pb		0,005	Mittel Probenahme		Wiederk. Messung
Co		0,001 (NWG)	Mittel Probenahme		Wiederk. Messung
Cu		0,007	Mittel Probenahme		Wiederk. Messung
Mn		0,003	Mittel Probenahme		Wiederk. Messung
V		0,002	Mittel Probenahme		Wiederk. Messung
Se		0,004	Mittel Probenahme		Wiederk. Messung
Te		< 0,002 (NWG)	Mittel Probenahme		Wiederk. Messung
Sn		0,004	Mittel Probenahme		Einzelmessungen
Gesamt-C		< 2 (NWG)	Mittel Probenahme		Einzelmessungen
PCDD/PCDF		0,001 (NWG)	Mittel Probenahme		Einzelmessungen

NWG: Nachweisgrenze

Im Jahr 1998 wurden 1079,5 Kilotonnen Braunkohle (entspricht 0,73 kg/kWh_{el}) mit folgender Qualität eingesetzt:

Tabelle 5-74: Elementaranalyse der Referenzkohle (Angaben in Gew.-%)

Heizwert	13,2 MJ/kg
Kohlenstoff	35,0
Wasserstoff	2,37
Wasser	39,0
Stickstoff	0,46
Schwefel	1,0
Sauerstoff	9,3
Chlor	0,01
Asche	12,87
Fluor	0,016

Weiterhin wurden 4,25 Mio. Nm³ Erdgas für die Rauchgasreinigung (Desorption) und 302 t leichtes Heizöl eingesetzt.

Die Verbräuche der wichtigsten Einsatz- und Hilfsstoffe in 1999 sind in Tabelle 5-77 wiedergegeben.

Tabelle 5-75: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen in 1998

Einsatz- und Hilfsstoff	Aktivkoks	NH ₃	NaOH	HCl	CaOH	FeCl ₃
Verwendung	Aktivkoksverfahren		Abwasserbehandlung			
Einsatzmenge [t/a]	4900	1340	435	142	9	5
spezifische Menge [g/MWh _{el}]	3300	900	292	95	6	3,4

Das Abwasseraufkommen der Anlage beträgt 12.000 m³/a, entsprechend etwa 2 m³/h bei Volllast. Die Abwässer fallen bei der Kesselspeisewasseraufbereitung und der Vollentsalzung an. Nach der Neutralisation und Endfiltration über ein Kiesfilter werden sie in den Vorfluter geleitet. Das Abwasser trägt im Jahresmittel 5 mg/l abfiltrierbare Stoffe mit sich. Als produktionsintegrierte Maßnahme zur Emissionsenkung wurde eine Umkehrosmose zur Reduzierung der Regenerierabwässer aus der Kesselspeisewasseraufbereitung um 90 % realisiert. Weiterhin konnte auf eine Kühlwasseraufbereitung verzichtet werden.

Zur Senkung des Trinkwasserverbrauchs wird für die Speisewasseraufbereitung alleine Oberflächen- und Regenwasser herangezogen.

Abfälle und Reststoffe fallen vor allem als Asche in den in Tabelle 5-76 aufgezeigten Mengen an.

Tabelle 5-76: Aufkommen und Verwertung von Abfällen und Reststoffen in 1998

Abfallbezeichnung	Asche	Schwefelsäure	Filterkuchen aus Speisewasseraufbereitung	Rechengut	Asche aus Reinigungsarbeiten
Klassifizierung nach dem deutschen Krw-/AbfG	Nicht überwachungsbedürftige Abfälle				

Aufkommen [t/a]	100000	14000	18,26	3,46	44,22
Menge pro Produktmenge [g/kWh _{el}]	6,73E+01	9,42E+00	1,23E-02	2,33E-03	2,98E-02
Verwertungs-/Beseitigungsverfahren	Baustoffindustrie, positiver Marktwert	chemische Industrie, positiver Marktwert (ca 70 DM/t in 1992)	Deponie	Kompost	Deponie

Die gesetzlichen Lärmschutzaufgaben für die Wohngebiete in 1.000 – 1.500 m Entfernung vom Kraftwerk können durch Fassadenverkleidung, Kapselung einzelner Anlagen und elastische Entkopplung von körperschallabstrahlenden Aggregaten von luftschallabstrahlenden Gebäude- und Anlagenteilen gewährleistet werden. Hierdurch werden Schalldruckpegel am Immissionsort von 60 dB (A) tagsüber und 45 dB (A) nachts eingehalten.

Wirtschaftliche Daten

Die Gesamtinvestitionen für die beiden Rauchgasreinigungsanlagen beliefen sich auf 72 Mio. € (1987). Die Betriebskosten beliefen sich 1992 bei 5.330 Volllaststunden auf 7.9 Mio. € /a, wobei der Aktivkoks mit 3,8 Mio. EUR/a und die Instandhaltung mit 2,3 Mio. €/a am stärksten zu Buche schlugen. Die Erlöse aus dem Schwefelsäureverkauf in Höhe von 0,56 Mio. € sind in den Berechnungen bereits enthalten. Die spezifischen Kosten für Betrieb und Instandhaltung betragen im Jahr 1992 0,007 €/kWh_{el}.

Gründe für die Realisierung der Anlage

Die Wahl fiel auf das Aktivkoksverfahren als Rauchgasreinigungstechnik, da hierdurch sehr niedrige SO₂-Konzentrationen erreicht werden und dies in einer Region, welche stark durch saurem Regen belastet ist, ein gewichtiges Argument darstellt. Eine weitere wichtige Motivation stellte die Abwasserfreiheit der Anlage dar. Hierdurch musste der wasserarme Vorfluter nicht belastet werden. Weiterhin hätte der beim Kalksteinwaschverfahren anfallende Gips nicht regional verwertet werden können, da hierfür keine Industrie im näheren Umfeld existiert.

5.3.14 Beispiel: Braunkohlestaubfeuerung mit Entschwefelung und Verbundbetrieb mit einer GuD-Anlage

Beschreibung

Es handelt sich um ein Braunkohlestaub-Heizkraftwerk welches im Verbund mit einer GuD-Einheit betrieben wird. Der Abhitzeessel der erdgasgefeuerten Gasturbine ist mit einer Zusatzfeuerung ausgestattet. Der erzeugte Dampf speist mit dem Hochdruckdampf des Braunkohlestaubkessels die gemeinsame Dampfturbine mit einer Temperatur von 500 °C und

einem Druck von 100 bar. Dabei kann der Braunkohlekessel bis zu 100 t/h Dampf, der Abhitzeessel bis zu 65 bzw. 35 t/h Dampf mit bzw. ohne Zusatzfeuerung bereitstellen. Der Braunkohlestaubkessel besitzt eine Feuerungswärmeleistung von 78,8 MW. Die Dampfturbine leistet 24 MW_{el}, die Gasturbine 25 MW_{el} bei einer Feuerungswärmeleistung von 72 MW_{th} bei Erdgasbetrieb. Bei Solobetrieb des Braunkohlekessels erreicht die Dampfturbine einen Wert von ca. 18 MW_{el}.

Der Braunkohlestaub wird gemahlen in Tankfahrzeugen angeliefert und in zwei Silos zwischengelagert, bevor er pneumatisch zu den vier Drall-Stufen-Brennern transportiert wird.

Der Braunkohlestaubkessel ist so ausgelegt, dass ein kontinuierlicher Betrieb auch in den Sommermonaten aufrecht erhalten werden kann. Die Gasturbine wird meist nur in der kalten Jahreszeit zugeschaltet. Die Fernwärmeauskopplung erfolgt über Heizkondensatoren und über den Abhitzeessel. Im Sommer kann bei geringer Wärmenachfrage der Dampf in Luftkondensatoren gekühlt werden. Insgesamt kann eine Fernwärmeleistung von 80 MW bei einer Vorlauftemperatur von 135 °C bereitgestellt werden. Die Zusatzfeuerung des Abhitzeessels wird nur zur Abdeckung der Reserve- und Spitzenlast eingesetzt.

Der elektrische Wirkungsgrad und der Brennstoffnutzungsgrad der gesamten Anlage hängen von der Fahrweise des Kraftwerks ab. So wurde im Jahr 1998 die Gasturbine wegen der niedrigen Gaspreise nahezu ganzjährig betrieben. Entsprechend stiegen der elektrische Wirkungsgrad und die erzeugte Menge an Strom. Hingegen wurde im Jahr 2000 die Gasturbine nur im Winter eingesetzt. Daraus resultierte eine Absenkung des elektrischen Wirkungsgrades und eine Erhöhung des Brennstoffnutzungsgrades. Die genauen Werte sind in Tabelle 5-77 zusammengefasst.

Tabelle 5-77: Elektrische Wirkungsgrade und Brennstoffnutzungsgrade der Jahre 1998 - 2000

Jahr	elektrischer Nettowirkungsgrad [%]	Brennstoffnutzungsgrad (netto) [%]	eingesetzte Brennstoffmenge [MWh]
1998	31,9	68,0	977.216
1999	28,9	69,13	804.337
2000	27,53	74,4	778.407

Maßnahmen zur NO_x-Reduktion

Die Gasturbine ist mit einer Low-NO_x-Brennkammer ausgestattet und arbeitet bei der Verfeuerung von HEL mit Deionateinspritzung.

Der Braunkohlestaubkessel ist mit Luft- und Brennstoffstufung sowie mit der Technik der Rauchgasrezirkulation zur NO_x-armen Verbrennung ausgestattet.

Abgasentschwefelung

Das trockene Entschwefelungsverfahren arbeitet nach Lurgi durch Absorption in einer zirkulierenden Wirbelschicht (ZWS). Die im Rauchgas enthaltenen sauren Schadgase SO_3 , SO_2 , HCl , HF und teilweise auch CO_2 reagieren mit dem zugeführten Kalkhydrat ($\text{Ca}(\text{OH})_2$). Das entstehende Reaktionsprodukt wird trocken zusammen mit der Asche in den nachgeschalteten Schlauchfilter aus dem Rauchgasstrom ausgeschieden. Gleichzeitig wird unabhängig zur Kalkhydrataufgabe Wasser in die zirkulierende Wirbelschicht eingedüst. Das Wasser verdampft und senkt die Rauchgastemperatur von 130 – 170 °C auf die optimale Reaktionstemperatur von etwa 75 °C. Die SO_2 -Konzentration im Reingas liegt unterhalb von 250 mg/Nm³, für Staub werden Werte unter 20 mg/Nm³ erreicht.

Entstaubung

Die Schlauchfilter bilden, wie oben beschrieben, eine Einheit mit der Entschwefelungsanlage.

Der gesamte Aufbau der Anlage ist in Abbildung 5-6 schematisch dargestellt.

Wesentliche Umweltvorteile

Die primären und sekundären Minderungsmaßnahmen führen zu niedrigen atmosphärischen Emissionen. Die Entschwefelungstechnik mit zirkulierender Wirbelschicht garantiert niedrige Konzentrationen für die Schadstoffe SO_2 , Staub, HCl und HF bei gleichzeitigem abwasserfreien Betrieb.

Anwendbarkeit

Die Anlage zur Verarbeitung der Braunkohle zu Braunkohlestaub liegt unmittelbar neben dem Tagebau, welcher wiederum etwa 100 km vom hier beschriebenen HKW entfernt ist. Die Braunkohlevorkommen sollten somit nicht allzu weit entfernt sein, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu garantieren. Weiterhin ist eine ausreichende Wärmenachfrage die Grundvoraussetzung für den Betrieb einer derartigen Anlage.

Es kann auch sinnvoll sein, einen bestehenden Braunkohleblock mit einer Gasturbine zu einem Verbundblock aufzurüsten. Hierbei ist die hier beschriebene dampfseitige Kopplung nachträglich gegebenenfalls besser zu realisieren als eine abgasseitige Kopplung in einem Kombi-Prozess.

Medienübergreifende Aspekte

Bei der Rauchgasreinigung fällt im Schlauchfilter Flugasche, versetzt mit Kalkhydrat und Gips aus der ZWS, an.

Durch den Energiebedarf zum Betrieb der Abgasreinigungsanlagen wird der Wirkungsgrad der Gesamtanlage reduziert.

Betriebsdaten

Im Jahr 1999 wurden 232,4 GWh_{el} erzeugt. Gleichzeitig wurden 326,9 GWh Fernwärme ausgekoppelt. Mit einer elektrischen Volllaststundenzahl von 5.164 h deckte die Anlage den Mittellastbereich ab. Die Volllaststundenzahl für die thermische Auskopplung betrug 4.046 h. Im Jahr 1999 wurden die in Tabelle 5-78 gezeigten atmosphärischen Emissionen gemessen.

Tabelle 5-78: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1999

	Kohlekessel		Gasturbine (Erdgas)	
	Grenzwerte (bei 6% O ₂)	Messwerte (bei 6% O ₂)	Grenzwerte (bei 15 % O ₂)	Messwerte (bei 15 % O ₂)
O ₂ -Gehalt Abgas [%]		7 - 8		14,5 - 15,5
Betriebszustand	bei 78,8 MW _{th}		bei 72 MW _{th}	
Abgasvolumenstrom [m ³ /h]		104.950		98.280
Staub [mg/Nm ³]	50	6,6 ¹⁾ (5 - 35) ²⁾		
Staub [Rußzahl]			2	0,2 - 0,3 ³⁾
SO ₂ [mg/Nm ³]	500	241 ¹⁾ (200 - 300) ²⁾		
NO _x [mg/Nm ³]	400	272 ¹⁾ (240 - 360) ²⁾	150	18,4 ¹⁾ (15 - 30) ²⁾
CO [mg/Nm ³]	250	8,7 ¹⁾ (0 - 50) ²⁾	100	6,5 ¹⁾ (0 - 20) ²⁾
HCl [mg/Nm ³]	50	0,4 - 6,8 ³⁾		
HF [mg/Nm ³]	3	0,7 - 1,3 ³⁾		

¹⁾ kontinuierliche Messung, Tagesmittelwerte

²⁾ Bandbreite der kontinuierlichen Messungen

³⁾ Bandbreite der Einzelmessungen

Bei Nennlast werden 8.620 kg/h Braunkohlenstaub und 5.144 Nm³/h Erdgas verfeuert. Die Eigenschaften des eingesetzten Braunkohlestaubs sind in Tabelle 5-79 zusammengefasst.

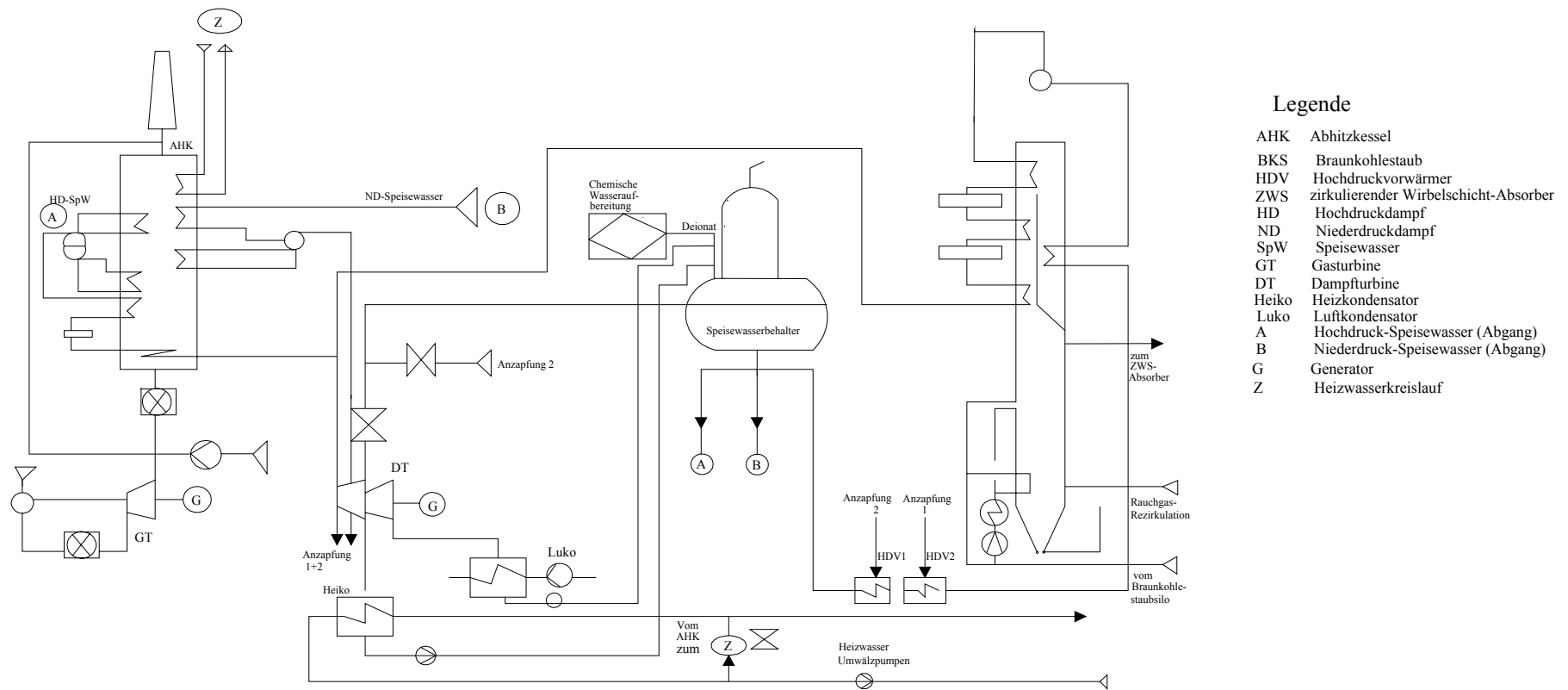


Abbildung 5-6: Schematischer Aufbau des Heizkraftwerks

Tabelle 5-79: Eigenschaften des Braunkohlestaubs (langjährige Mittelwerte)

Kurzanalyse	
Wassergehalt [Gew.-%]	10,5
Aschegehalt [Gew.-%]	6,0
Flüchtige [Gew.-%]	45,5
Fixer Kohlenstoff [Gew.-%]	38,0
Heizwert [MJ/kg]	21,0
Elementaranalyse	
Kohlenstoff [Gew.-%]	56,5
Wasserstoff [Gew.-%]	4,0
Sauerstoff [Gew.-%]	21,5
Stickstoff [Gew.-%]	0,7
Schwefel, gesamt [Gew.-%]	< 0,8
Ascheschmelzverhalten	
Erweichungstemperatur [°C]	> 1.100
Halbkugeltemperatur [°C]	> 1.200
Fließtemperatur [°C]	> 1.300

Zur Rauchgasentschwefelung werden 260 kg/h an Kalkhydrat verbraucht (entsprechend 0,03 kg/kWh_{el}). Weiterhin werden 4,1 m³/h Wasser vor der zirkulierenden Wirbelschicht zur Temperatursenkung eingedüst.

Der gesamte Abwasservolumenstrom beträgt 9 m³/h. Er wird unbehandelt in die Kanalisation gegeben. Abwässer fallen in Form von Eluaten/Spülwässern bei der Wasseraufbereitung, als Rückspülwasser der Fernwärme-Trassenfilteranlage und als Kesselabsatzung an.

Der Wasserverbrauch der Anlage wird gering gehalten durch den geschlossenen Kühlkreislauf mit Luftkondensator und durch die gewählte Entschwefelungstechnik.

Die Stoffkonzentrationen im Abwasser sind in Tabelle 5-80 wiedergegeben.

Tabelle 5-80: Stoffkonzentrationen im unbehandelten Abwasserstrom (9 m³/h)

	Arithmetische Mittelwerte aus 12 Einzelmessungen [mg/l]	Fracht [g/MWh _{el}]
Chlor	27	5
CSB	55	10,1
Phosphor, gesamt	3,9	0,72
Stickstoff, gesamt	13,5	2,5
abfiltrierbare Stoffe	< 10 ml/l	< 1,8 l/MWh _{el}
Sulfat	348	64
Sulfid	< 0,8	0,15

Abfälle fallen vor allem als Asche und Gips in den in Tabelle 5-81 aufgezeigten Mengen an.

Tabelle 5-81: Abfallaufkommen im Jahr 1999

Abfallbezeichnung	Rost- / Kesselasche	Flugasche, versetzt mit Kalkprodukten	Schlämme aus Regeneration Ionenaustauscher	Filtermaterial	Waschlösung für GT
Aufkommen [t/a]	66	6429	29	1	1
Menge pro Produktmenge [g/MW _{el}]	284	27.700	125	4	4
Verwertungs- /Beseitigungs- verfahren	Deponie	Füllstoff im Tagebau		Deponie	

Die gesetzlichen Lärmschutzaufgaben für die Wohngebiete in 150 - 450 m Entfernung vom Kraftwerk können durch Schalldämpfer, Einhausung und Isolation gewährleistet werden.

Wirtschaftliche Daten

Die Gesamtinvestitionen betragen zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme 1496 €/kW_{el} (entsprechend 73,3 Mio. € gesamt). Die Investitionen für die Entschwefelungsanlage belaufen sich auf 114 €/kW_{el} (entsprechend 5,6 Mio. € gesamt)

Gründe für die Realisierung der Anlage

Die Motivation für den Bau der Anlage lag zunächst in der Notwendigkeit des Ersatzes eines stillzulegenden Heizwerkes. Man entschied sich für die Verbundtechnik, um eine möglichst hohe Brennstoffflexibilität mit langfristig kalkulierbaren Preisen und eine gegenüber reinen Gasvarianten vergleichbare Wirtschaftlichkeit zu gewährleisten.

5.3.15 Beispiel: Industriekraftwerk mit zirkulierender Wirbelschichtfeuerung für Braunkohle

Beschreibung

Bei dem gewählten Beispiel handelt es sich um einen Dampferzeuger mit Naturumlaufkessel und zirkulierender atmosphärischer Wirbelschichtfeuerung mit einer Feuerungswärmeleistung von 119 MW und einer elektrischen Nettoleistung von 33 MW_{el}, die mit Roh- und/oder Trockenbraunkohle betrieben wird. Die Anlage produziert neben Strom, der im benachbarten Braunkohletagebau verwendet wird, außerdem Prozessdampf (260°C/13.5 bar) und Fernwärme für 920 Hausanschlüsse. Die Inbetriebnahme erfolgte im Jahr 1994.

Realisierung von primären Maßnahmen zur NO_x-Reduktion

Aufgrund der niedrigen Verbrennungstemperaturen bei der Wirbelschichtfeuerung (ca. 850°C) wird insbesondere die thermische NO-Bildung vermieden. Weiterhin wird eine gestufte Zufuhr der Verbrennungsluft durchgeführt.

Rauchgasentschwefelung

Bei der Wirbelschichtfeuerung erfolgt die Entschwefelung in situ durch Kalkzugabe zum Wirbelbett. Dadurch wird der Schwefel in das Bettmaterial eingebunden. Im Jahr 1999 erreichte die Anlage einen Schwefelemissionsgrad von ca. 9 % (vgl. Betriebsdaten). Grundsätzlich kann durch eine Erhöhung der Kalkzugabe die Schwefeleinbindung noch weiter gesteigert werden.

Entstaubung

Die Entstaubung der Abgase erfolgt über einen Elektroabscheider der Abscheidegrade > 99,9 % erzielt.

Wesentliche Umweltvorteile

Bei der Wirbelschichtfeuerung handelt es sich um eine emissionsarme Technologie, durch die auf Sekundärmaßnahmen zur Entstickung und Entschwefelung verzichtet werden kann. Weiterhin kann ein sehr breites Brennstoffband einschließlich schwefel- und ballastreicher Kohlen, Biomasse oder Abfallstoffen eingesetzt werden.

Anwendbarkeit

Zirkulierende Wirbelschichtanlagen eignen sich aufgrund ihres geringen Bauvolumens insbesondere zum Ersatz von Altanlagen bei beengten Platzverhältnissen. Außerdem bieten sie eine hohe Brennstoffflexibilität. Der elektrische Leistungsbereich geht derzeit bis maximal 250 MW_{el}.

Medienübergreifende Aspekte

Im Anlagenbetrieb fallen folgende Stoffe an:

- Elektroabscheider: Flugasche (35 kt/a)
- Wirbelbett: Bettasche (18,8 kt/a)

Die Aschen werden in der Schwefelsäure-/Zementproduktion und durch den Einsatz bei der Rekultivierung verwertet. Kalkschlämme aus der Wasserbehandlung werden betriebsintern zur Entschwefelung genutzt.

Betriebsdaten

Im Jahr 1996 wurden 262,7 GWh_{el} Elektroenergie und 56,9 GWh Prozessdampf erzeugt. Gleichzeitig wurden 104 GWh Fernwärme ausgekoppelt. Bei einem Einsatz von 899 GWh

Brennstoffenergie entspricht dies einem Brennstoffnutzungsgrad von 41,7 %. Mit einer Betriebsstundenzahl von 8.081 h im Jahr 1996 deckte die Anlage den Grundlastbereich ab. Im Jahr 1999 wurden folgende atmosphärische Emissionen gemessen:

Tabelle 5-82: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1999

	Art der Messung	Grenzwert (5% O ₂)	Gemessene Konzentration bezogen auf 5% O ₂	Statistik des Messwertes	Spezifische Emissionen [kg/TJ Input]
Staub [mg/Nm ³]	kont.	25	10	99,7 Perzentil	4,5
SO ₂ [mg/Nm ³]	kont.	400	393	Maximalwert	177,4
Schwefelemissionsgrad [%]	kont.	15	9	Maximalwert	-
NO _x [mg/Nm ³]	kont.	200	168	Maximalwert	76,1
CO [mg/Nm ³]	kont.	250	0,2	Maximalwert	0,1
N ₂ O [mg/Nm ³]	kont.	-	26	-	11,8
HCl [mg/Nm ³]	Einzel	150	4	-	1,8
HF [mg/Nm ³]	Einzel	10	0,5	-	0,2

Im Jahr 1999 wurden im Durchschnitt 36 t/h Rohbraunkohle mit folgender Qualität eingesetzt:

Tabelle 5-83: Eigenschaften der eingesetzten Rohbraunkohle

	Mittlere Werte im Bezugsjahr
H _u [MJ/kg]	10,8
Wassergehalt [%]	50
Schwefelgehalt [%]	1,7

Weiterhin wurden Heizöl EL und Sonderheizöl für Anfahrvorgänge und den Betrieb von Reserve- bzw. Hilfsdampferzeugern verwendet.

Tabelle 5-84: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen im Jahr 1999

Einsatz- und Hilfsstoff	Kalksteinmehl	NaOH	HCl	FeCl ₃
Verwendung	Additiv	Wasseraufbereitung/ Abwasserbehandlung		
Verbrauch [t/a]	40100	606		147

Der Abwasserstrom der Anlage beträgt 70,3 m³/h. Dabei entfallen 61 m³/h auf Kühlwasser (Kühlturmabflut) und der verbleibende Anteil auf Sozialabwässer sowie Abwasser aus der Entcarbonisierung und der Neutralisationsanlage. Die Reinigung der Sozialabwässer erfolgt in einer biologischen Kläranlage. Zur Senkung des Wasserverbrauchs wird eine Kondensataufbereitung durchgeführt

Tabelle 5-85: Bandbreite und Jahresmittelwerte der Stoffkonzentrationen für 1999 im Gesamtabwasserstrom

	AOX	CSB	P _{total}	NH ₄ ⁺	NO ₂	NO ₃	Abfiltrierbare Stoffe
Konzentrations- schwankungen [mg/l]	0,02 - 0,09	<15 - 27	0,05 - 0,92	<0,01 - .0,26	<0,05 - 0,23	0,62 - 4,4	<10 - 43
mittlere Konzentration [mg/l]	0,04	18	0,26	0,07	0,07	2,9	14

Besonders überwachungsbedürftige Abfälle fallen vor allem in Form von Maschinen- und Schmierölen, Schlämmen aus Ölabscheidern und schlammigen Tankrückständen an.

Wirtschaftliche Daten

Absolute Werte hinsichtlich der Investitionen bzw. Kosten für die Beispielanlage stehen nicht zur Verfügung. Nachfolgend ist jedoch eine prozentuale Aufschlüsselung der Gestehungskosten, getrennt nach Wärme- und Elektroenergie, wiedergegeben (Bezugsjahr 1996)

Tabelle 5-86: Prozentuale Anteile der Kostenarten an den Selbstkosten der Wärme- und Elektroenergieerzeugung

	Kostenarten	Kostenstellen	Anteil an Gesamt
Wärmeerzeugung	Brennstoffe	Rohbraunkohle, Heizöl	37,0 %
	Betriebsmittel	Rohwasser (aufbereitet), Trinkwasser, Kalksteinmehl, Asche, Strom, sonstige Betriebsmittel (Schmiermittel, Prüfgase, etc.)	24,8 %
	Instandhaltung	Bau-, Rüstleistungen, Instandhaltung von Elektro-/Leittechnik, Maschinen, Reinigungs-/Entsorgungsleistungen, Labor	4,7 %
	Sonstige Kosten	Abschreibungen, Versicherungen, Personal, Zinsen, etc.)	33,5 %
	Gesamt Wärme		100 %
Stromerzeugung	Wärme (Dampf)		75,4 %
	Betriebsmittel	Kühlwasser (aufbereitet), sonstige Betriebsmittel (Schmiermittel, Prüfgase, etc.)	2,7 %
	Instandhaltung	Bau-, Rüstleistungen, Instandhaltung von Elektro-/Leittechnik, Maschinen, Reinigungs-/Entsorgungsleistungen, Labor	2,6 %
	Sonstige Kosten	Abschreibungen, Versicherungen, Personal, Zinsen, etc.)	19,3 %
	Gesamt Strom		100 %

Die Angaben in Tabelle 5-86 beziehen sich auf Betriebsmittelverbräuche des Jahres 1996. In diesem Zeitraum erfolgte eine Kalkzugabe im Ca/S-Verhältnis von 3,1 verbunden mit einem

SO₂-Emissionswert von ca. 200 mg/Nm³. Im Jahr 1999 wurde die Anlage mit SO₂-Emissionswerten knapp unterhalb von 400 mg/Nm³ betrieben, was ein Ca/S-Verhältnis von ca. 1,7 erfordert. Diese Fahrweise ist mit entsprechend niedrigeren Aufwendungen für Kalksteinmehleinsatz und Ascheentsorgung verknüpft.

Gründe für die Realisierung der Anlage

Die Altanlage hatte nach 70 Jahren das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreicht. Diese war ohne Rauchgasreinigungseinrichtungen und wurde durch die oben beschriebene Anlage ersetzt, die auch die jetzt gültigen immissionsschutzrechtlichen Anforderungen erfüllt.

Neue Entwicklungen bei Wirbelschichtfeuerungen: Druckwirbelschichtverbrennung

In Deutschland entsteht das weltweit erste braunkohlebefeuerte Kraftwerk mit einer stationären druckaufgeladenen Wirbelschichtfeuerung. Der Energieinhalt des Rauchgases wird zusätzlich über eine Gasturbine genutzt, wodurch ein elektrischer Wirkungsgrad von 42,3 % erreicht werden soll. Durch Kraft-Wärme-Kopplung soll ein Brennstoffnutzungsgrad von 87 % erzielt werden. Der mit gemahlener Trockenbraunkohle gefeuerte Druckwirbelschichtdampferzeuger mit Gasturbine hat eine Feuerungswärmeleistung von 220 MW. Zur Entschwefelung wird der Kohle Kalkmehl zudosiert. In einem Druckbehälter ($V = 2.000 \text{ m}^3$, 12 bar) befinden sich alle Teile des Dampferzeugers, der Entaschung sowie Einrichtungen zur Entstickung (SNCR mit Ammoniakwasser) und Entstaubung. Entsprechende Schleusensysteme für Brennstoffzufuhr und Entaschung gewährleisten den Innendruck im Behälter. Die Rauchgase werden über eine Gasturbine entspannt und anschließend über einen Gewebefilter entstaubt. Der Druckwirbelschichtkessel stellt dabei eine Art externe Brennkammer der Gasturbine dar. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit umfasst die Gesamtanlage darüber hinaus zwei Spitzenlastdampferzeuger. Das Investitionsvolumen beträgt insgesamt ca. 345 Mio. DM. Der Probetrieb der Anlage wurde im April 1999 aufgenommen.

5.3.16 Zukunftstechniken: Braunkohletrocknung mit Niedertemperaturwärme

Beschreibung

Zur weiteren Optimierung des Kraftwerksprozesses werden derzeit in einer Pilotanlage Verfahren zur separaten Trocknung der grubenfeuchten Rohbraunkohle mit Niedertemperaturwärmer unter Kraftwerksbedingungen getestet und optimiert.

Diese neue Technik der Braunkohletrocknung verfolgt das Ziel, die grubenfeuchte Rohbraunkohle statt mit etwa 1000 °C heißen Rauchgasen mit Niedertemperaturwärme auf einem Temperaturniveau von 120 bis 150 °C zu trocknen. Weiterhin soll die Energie, die zur Verdampfung des Kohlewassers aufgebracht wird und in den Brüden enthalten ist, durch Kondensation zurückgewonnen werden. Es stehen zwei Verfahren zur Verfügung. Die sogenannte Mechanisch-Thermische Entwässerung (MTE) steht noch am Anfang ihrer

Entwicklung und erzeugt in der Pilotanlage 12 t/h Trockenbraunkohle mit einem Wassergehalt von ca. 22 %. Bewerkstelligt wird dies durch Pressen von aufgeheizter Rohbraunkohle mit 60 bar bei 200 °C und einer Nachverdampfung der zerkleinerten Kohle. Das zweite, bereits weiter entwickelte Verfahren, ist die Wirbelschichttrocknung mit interner Abwärmennutzung (WTA). Hier wird der den Trockner verlassende Brüden in einem nachgeschalteten Brüdenelektroentstauber vom mitgerissenen Kohlestaub gereinigt und in einem Brüdenverdichter, der in Form eines offenen Wärmepumpenprozesses arbeitet, komprimiert, um dann in Rohrschlangen, die als Heizflächen in den Trockner eingetaucht sind, zu kondensieren. Hierbei wird die Kondensationswärme an die Kohle im Wirbelbett übertragen. Zur Fluidisierung der Braunkohle im Wirbelbett wird ein Teilstrom des entstaubten Brüden über ein Gebläse in den Wirbelschichttrockner eingebracht. Diese Technik liefert in der Pilotanlage 90 t/h Trockenbraunkohle mit einem Wassergehalt von 12 %.

Wesentliche Umweltvorteile

Diese Technik soll den Wirkungsgrad von Braunkohlekraftwerken um 4 bis 5 Prozentpunkte anheben.

Anwendbarkeit

Um einen Kessel alleine mit getrockneter Braunkohle zu befeuern, muss dieser hierfür ausgelegt werden, da wegen der fehlenden Brüden höhere Brennraumtemperaturen erreicht werden. Ein gewisser Brennstoffanteil kann jedoch auch bei bestehenden Kesseln von einer Trocknungsanlage bereitgestellt werden.

Wirtschaftliche Daten

Es existieren noch keine belastbaren Kostendaten, da bisher nur Pilotanlagen in Betrieb sind. Es lässt sich jedoch abschätzen, dass unter liberalisierten Marktbedingungen eine wirtschaftliche Realisierung dieser Techniken nur schwer zu erreichen ist.

Gründe für die Realisierung der Anlage

Man versucht den Wirkungsgrad von Braunkohlekraftwerken signifikant zu erhöhen.

5.3.17 Zukunftstechnik: Braunkohlestaubfeuerung mit primärer Stickoxid-Minderung, sekundärer Entschwefelung und Rauchgaswärmenutzung

Beschreibung

Die beschriebene Anlage befindet sich derzeit im Bau. Die Inbetriebnahme ist für Ende des Jahres 2002 vorgesehen. Es handelt sich um ein Kondensationskraftwerk bestehend aus einem

Block mit einer Feuerungswärmeleistung von 2.136 MW_{th}. Die weiteren Leistungs- und Betriebsdaten sind in Tabelle 5-87 dargestellt.

Tabelle 5-87: Technische Daten für den Nennbetrieb und für maximale Last

	Einheit	Nennbetrieb	maximale Auslegung
FWL	MW	2136	2306
Einsatz von Garantiekohle	t/h	836	847
Bruttoleistung	MW	1012	1027
Nettoleistung	MW	965	980
Netto-Wirkungsgrad	%	43 – 45	43 – 45
Dampfleistung	t/h	2620	2663
Frischdampfdruck/-temperatur	bar / °C	274,5 / 580	274,9 / 580
HZÜ-Druck/-Temperatur	bar / °C	59,5 / 600	60,3 / 600
Kondensatordruck	mbar	28,9 / 35,5	29,1 / 35,8
Speisewasservorwärmer	Stufen	10	10
Speisewassereintrittstemperatur	°C	294	295
Rauchgasabwärmenutzung	°C	350/160/100	350/160/100

Die in diesem Block angewandte Abgasreinigungstechnik entspricht jener technischen Ausstattung, welche seit Ende der 80er Jahre in Deutschland bei Braunkohlekraftwerken eingesetzt wird. Primäre Maßnahmen zur Verminderung von NO_x Emissionen sind Low-NO_x-Brenner und Luft- und Brennstoffstufung. Weiterhin werden ein Elektroentstauber und eine nasse Entschwefelung installiert. Durch Optimierungsmaßnahmen konnte der elektrische Bedarf des Wäschers um 20 % gegenüber dem Vorgängermodell gesenkt werden.

Der wesentliche Vorteil dieses Blocks liegt im hohen elektrischen Nettowirkungsgrad, welcher auf jeden Fall 43 % erreichen soll. Im Einzelnen soll dies durch folgende Maßnahmen realisiert werden:

- Überkritische Dampfstände (siehe oben): möglich durch neue Werkstoffe;
- Optimierung des Eigenbedarfs: Mühlen, Ventilatoren, Saugzüge; Senkung des Stromverbrauchs des Rauchgaswäschers um 20 %, Minimierung des Wasser- und Rußblase-Dampfverbrauchs zur Reinigung der Heizflächen;
- Absenkung des Luftüberschusses für die Feuerung auf 15 %.
- Prozessoptimierung: 10-fach Speisewasservorwärmung mit HD-Anzapfung und 295 °C Speisewasserendtemperatur sowie diverse Schaltungsverbesserungen;

- Kondensatordruck: mit Hilfe des optimierten Naturzugkühlturms kann ein Kondensatordruck von 28,2/34,2 mbar erreicht werden;
- Abgaswärmenutzung: erstmals ist für ein Braunkohlekraftwerk die Kombination eines Luvo's mit einem Luvo-Bypass-Economizer zur Speisewasservorwärmung vorgesehen; diese beide Verfahrensschritte kühlen das Rauchgas von 350 °C auf 160 °C. Weiterhin sind der REA Abgaswärmetauscher vorgeschaltet welche zur Verbrennungsluftvorwärmung das Rauchgas auf 100 °C abkühlen;
- Kühlturmableitung: damit ist keine Wiederaufheizung der Rauchgase nach REA notwendig;
- Dampfturbine: optimierte Turbinenbeschaukelung und vergrößerter Austritt sorgen für einen Wirkungsgrad von 51 % bei den gegebenen Dampfparametern.

In Tabelle 5-88 sind die Wirkungsgradgewinne durch die Einzelmaßnahmen gegenüber einem 600 MW-Block von 1976 mit einem Wirkungsgrad von 35,5 % am selben Standort quantitativ erfasst.

Tabelle 5-88 Wirkungsgradgewinne durch die Einzelmaßnahmen

Anlagenbereich	Wirkungsgradgewinn in %-Punkten gegenüber 600 MW-Block von 1976 mit $\eta=35,5\%$
Eigenbedarf	1,5
Prozessoptimierung	1,6
Dampfungstände	1,6
Dampfturbine	2,3
Kondensatordruck	1,4
Abgaswärmenutzung	1,3
Summe	9,7

Wesentliche Umweltvorteile

Der wesentliche Vorteil der Anlage liegt im hohen elektrischen Wirkungsgrad.

Die atmosphärischen Emissionen verringern sich insgesamt analog dem Wirkungsgradgewinn und dem dadurch bedingten geringeren spezifischen Brennstoffeinsatz. Durch primäre und sekundäre Maßnahmen werden darüber hinaus die Emissionen wie bisher gemindert, so dass alle Grenzwerte sicher eingehalten werden. Sämtliche Abwasserströme werden behandelt und teilweise in den Prozessen wiederverwendet.

Anwendbarkeit

Die beschriebenen Techniken lassen sich prinzipiell beim Neubau eines Braunkohlekraftwerkes mit Staubfeuerung anwenden.

Medienübergreifende Aspekte

Bei der Rauchgasreinigung fallen folgende Stoffe an:

- Elektroabscheider: Flugasche: Zusammen mit REA-Abwasser wird ein Stabilisat erzeugt;
- REA: Abwasser (Verwertung siehe oben);
Gips (Verwertung in der Gipsindustrie oder Deponierung)

Weiterhin wird durch den Betrieb der Rauchgasreinigungsanlagen der Wirkungsgrad der Gesamtanlage reduziert.

Betriebsdaten

Einsatzstoffe

Der Block verbrennt 836 t/h Rohbraunkohle bei Nennlast. Die Qualität der Kohle ist in Tabelle 5-89 dargestellt. Die REA benötigt 72 t/h Prozesswasser und ca. 8 t/h an Kalkstein.

Tabelle 5-89: Eigenschaften der einzusetzenden Rohbraunkohle

	Mittlere Werte	mögliche Schwankungsbreiten des Tagebaus
H _u [MJ/t]	8.502	7.800 – 8.903
Wassergehalt [%]	56,2	53,8 – 57,8
Reinkohle [%]	37,9	35,1 – 39,2
Aschegehalt [%]	5,9	4,4 – 10,8

Abwasser

Der Bedarf an Kühlturmsatzwasser beträgt im Jahresmittel 1.400 t/h.

Der sich insbesondere aus der Abschlammung der Kühlkreisläufe ergebende Abwasservolumenstrom kann durch eine teilweise Verwendung als REA-Zusatzwasser erheblich reduziert werden.

Abfälle

Die Asche wird mit REA-Abwasser angefeuchtet und im Tagebau deponiert.

Der anfallende Gips (ca. 15 t/h) wird größtenteils in der Gipsindustrie verwertet. Lediglich Fehlchargen werden gemeinsam mit der Braunkohlenasche (ca. 42 t/h Flugasche, 13,7 t/h Kesselasche) als Stabilisat in einer genehmigten Deponie im Tagebau genutzt. Reaktorkorn aus der Wasseraufbereitungsanlage wird in der Kalk- und Baustoffindustrie verwertet. Die

kalkhaltigen Schlämme aus der Wasseraufbereitung sollen in der REA zur Reduzierung des Kalksteinmehlbedarfs eingesetzt werden.

Wirtschaftliche Daten

Die Gesamtinvestitionen für die Anlage werden sich auf etwa 1,2 Mrd. € (1998) belaufen. Hierin sind alle am Standort erforderlichen Maßnahmen sowie Eigen- und Fremdleistungen mit inbegriffen. Die Blockanlage alleine wird hiervon 0,93 Mrd. € benötigen.

Gründe für die Realisierung der Anlage

Die Anlage soll 6 Blöcke mit jeweils 150 MW_{el} ersetzen, welche zwischen 1954 und 1962 errichtet wurden und mit einem elektrischen Nettowirkungsgrad von ca. 30 % nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können. Die Anlage wurde konsequent auf einen hohen Wirkungsgrad ausgelegt um Erfahrung mit den hierfür notwendigen Techniken zu machen und um die Braunkohleverstromung weiter zu verbessern.

5.3.18 Zukunftstechnik: Steinkohlestaubfeuerung mit primärer und sekundärer Stickoxidminderung, sekundärer Entschwefelung sowie Abgaswärmee-nutzung

Beschreibung

Die hier beschriebene Anlage befindet sich in der Planung und soll voraussichtlich im Jahr 2003 in Betrieb gehen. Es handelt sich um ein Kondensationskraftwerk bestehend aus einem Block mit einer Feuerungswärmeleistung von 740 MW_{th}. Die weiteren Leistungs- und Betriebsdaten sind in Tabelle 5-90 dargestellt.

Tabelle 5-90: Technische Daten für den Nennbetrieb und für maximale Last

	Einheit	Nennbetrieb
FWL	MW	740
Bruttoleistung	MW	353
Nettoleistung	MW	329
Netto-Wirkungsgrad	%	47
Dampfleistung	t/h	930
Frischdampfdruck/-temperatur	bar / °C	290 / 600
HZÜ-Druck/-Temperatur	bar / °C	51 / 620
Kondensatordruck	mbar	35
Speisewassereintrittstemperatur	°C	315
Abwärmee-nutzung	°C	110

Die in diesem Block angewandte Abgasreinigungstechnik entspricht jener technischen Ausstattung, welche seit Ende der 80er Jahre in Deutschland bei Steinkohlekraftwerken

eingesetzt wird. Primäre Maßnahme zur Minderung von NO_x-Emissionen ist der Einsatz von Low-NO_x-Brennern. Weiterhin werden eine SCR-Anlage, Elektroabscheider und eine nasse Entschwefelung installiert. Durch diese Maßnahmen werden die Grenzwerte sicher eingehalten werden. Zur Vermeidung von diffusen Emissionen wird eine Reinigung der Kohlesiloabluft durchgeführt.

Der wesentliche Vorteil dieses Blocks liegt im hohen elektrischen Nettowirkungsgrad, welcher 47 % überschreiten soll. Im Einzelnen soll dies durch folgende Maßnahmen realisiert werden:

- Überkritische Dampfzustände (siehe oben): möglich durch neue Werkstoffe;
- Kühlturmableitung: damit ist keine Wiederaufheizung der Abgase nach der Entschwefelung notwendig;
- Dampfturbine: optimierte Turbinenbeschaukelungen sorgen für einen inneren Wirkungsgrad von 91 – 92 %;
- Wasser-/Dampfkreislauf mit Thermokompression;
- Optimiertes Konzept für die Rückkühlung.

Wesentliche Umweltvorteile

Der wesentliche Vorteil der Anlage liegt im hohen elektrischen Wirkungsgrad. Die atmosphärischen Emissionen werden durch primäre und sekundäre Maßnahmen gemindert und es werden alle Grenzwerte sicher einhalten. Wie hoch die tatsächlichen Emissionen sein werden kann jedoch noch nicht angegeben werden.

Anwendbarkeit

Die beschriebenen Techniken lassen sich prinzipiell beim Neubau eines Steinkohlekraftwerks mit Staubfeuerung anwenden.

Medienübergreifende Aspekte

Bei der Rauchgasreinigung fallen folgende Stoffe an:

- Elektroabscheider: Flugasche: Verwertung in der Bauindustrie
- REA: Abwasser: Behandlung durch Flockung, Fällung, Sedimentation
Gips: Verwertung in der Gipsindustrie

Weiterhin wird durch den Energiebedarf für den Betrieb der Abgasreinigungsanlagen der Wirkungsgrad der Gesamtanlage reduziert.

Betriebsdaten

Zu den geplanten Betriebsdaten liegen alleine Angaben zum Aufkommen an Abwasser vor. So sollen bei Vollast 80 m³/h an Abwasser aus der REA-Abwasseraufbereitungsanlage, der

Kühlwasseraufbereitung und der Kesselentaschung anfallen. Weiterhin sollen 2000 m³/h an Kühlturmwater abgeflutet werden.

Wirtschaftliche Daten

Die spezifischen Gesamtinvestitionen werden sich auf etwa 850 €/kW_{el} (2000) belaufen. Davon werden ca. 30 % für den Dampferzeuger benötigt.

Gründe für die Realisierung der Anlage

Die Anlage wird 2 Blöcke mit jeweils 152 MW_{el} ersetzen, welche 1963 in Betrieb gingen und nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können. Der Wirkungsgrad der Anlage wurde aus wirtschaftlichen Gründen konsequent optimiert.

5.4 Bestimmung von besten verfügbaren Techniken (BVT) für die Verbrennung von Kohle

Die Techniken, welche als BVT-konform angesehen werden, sind in diesem Abschnitt in fünf Gruppen unterteilt:

- I. Techniken zur Behandlung, Transport und Lagerung von Kohle und anderen Einsatz- und Hilfsstoffen
- II. Techniken, welche im Wasser-Dampf-Kreislauf Verwendung finden
- III. Verbrennungstechniken und Techniken zur Minderung von atmosphärischen Emissionen und Abfällen

Techniken der Kraft-Wärme-Kopplung und Techniken zur Behandlung und Reduzierung von Abwässern sind zusammenfassend in Kapitel 4 dargestellt.

Die Einteilung in diese Gruppen scheint sinnvoll, da sie vergleichsweise unabhängig voneinander sind, was z.B. bedeutet, dass Techniken zur Lagerung und zum Transport von Kohle üblicherweise mit jeder verfügbaren Verbrennungstechnik kombiniert werden können.

5.4.1 Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT für Transport, Lagerung und Verladung von Kohle und Einsatz- und Hilfsstoffen

Die wichtigsten Umweltaspekte im Zusammenhang mit diesen Verfahrensstufen sind die diffusen Luftemissionen, Fragen der Gesundheit für Mitarbeiter und Sicherheitsaspekte. Die wesentlichen Maßnahmen im Zusammenhang mit BVT umfassen:

Tabelle 5-91: BVT für Transport, Lagerung und Verladung

Verfahrensschritt	BVT	Umweltnutzen
Kohlelagerung	Offene Kohlehalden: Berieselung mit Wasser, Windschutzwände	Reduzierung der diffusen Kohlestaubemissionen
	Geschlossene Lagerung, Großraumsilos mit Luftabsaugung an den Übergabestellen und Filterung der abgesaugten Luft mit Textilfiltern	Reduzierung der diffusen Kohlestaubemissionen; geringer Flächenverbrauch
Transport und Verladung von Kohle	Geschlossene Transportsysteme, Luftabsaugung oder Wasserberieselung an den Übergabestellen, offene Bandförderer sollten mit seitlichem Windschutz ausgestattet sein; geschlossene Bandförderer; pneumatische Förderer; Greifer mit verminderten Staubemissionen, Schneckenförderer; gestufte Einwurfschächte, Ladeschlauch mit Höhenjustierung mit oder ohne Ladekopf	Reduzierung der diffusen Kohlestaubemissionen
Transport und Lagerung von Einsatz- und Hilfsstoffen	Geschlossene Lagerung von Kalk oder Kalkstein; Großraumsilos mit Luftabsaugung an den Übergabestellen und Filterung der abgesaugten Luft mit Textilfiltern; pneumatischer Transport; Verteilung von Gasen in Pipelines; Lagerung von Flüssigkeiten in Fässern oder Tanks mit Oberflächenschutz	Reduzierung der diffusen Staubemissionen;
	Speicherung von Ammoniak als wässrige Lösung und nicht druckverflüssigt, vor allem dann, wenn sich in Nähe der Anlage Wohn- oder Gewerbegebiete befinden.	Sicherheitsaspekte: falls druckverflüssigtes Ammoniak in einem Störfall als Gas freigesetzt wird besteht Gesundheitsgefährdung der Anwohner.

5.4.2 Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT für den Wasser-Dampf-Kreislauf und das Kühlsystem

Die wesentlichen Umwelteinflüsse, welche im Hinblick auf diese Techniken berücksichtigt werden müssen, sind der Verbrauch an Ressourcen, die Emissionen an Stoffen und Wärme in Gewässer und der Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen (z.B. Chemikalien zur Konditionierung des Wassers). Hinsichtlich der Maßnahmen zur Verminderung der Umwelteinflüsse kann allgemein unterschieden werden zwischen jenen, welche in neu gebauten Anlagen zum Einsatz kommen können und jenen, welche in bestehenden Anlagen im Zuge einer Modernisierung Verwendung finden können.

Tabelle 5-92: BVT für den Wasser-Dampf-Kreislauf und das Kühlsystem

Verfahrensschritt	Ein-schränkung	BVT	Umweltnutzen
Dampfzustände nach der Überhitzung	neue Kraftwerke, > 300 MW _{th}	Verwendung von fortschrittlichen Materialien erlaubt Dampfzustände von 600 °C und 300 bar für einen Benson-Kessel	ermöglicht hohe elektrische Wirkungsgrade; so kann in Kombination mit Durchlaufkühlung ein Nettowirkungsgrad von 48 % für Steinkohle erreicht werden; für Braunkohle kann ein Wert von 45 % in Kombination mit einem Naturzugkühlturm erreicht werden (Planung !)
Kühlsystem	-	<p>Der elektrische Wirkungsgrad eines Kraftwerks steigt mit abnehmendem Kondensatordruck (bis zu < 30 mbar); wenn alleine der Wirkungsgradaspekt berücksichtigt wird, so gilt folgende Klassifizierung (nach unten abnehmende Wirkungsgrade):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Durchlaufkühlung (Meerwasser oder Flusswasser) 2) Naturzugkühlturm 3) Hybridkühlturm 4) Zwangsbelüfteter Nasskühlturm 5) Trockenkühlturm <p>Details bezüglich Kühlsystemen sind im BREF zu industriellen Kühlsystemen zu finden.</p>	<p>Die Klassifizierung im Einzelfall muss durch standortabhängige Faktoren modifiziert werden, da durch gewisse Kühltechniken große Vor- oder Nachteile für die lokale Umwelt erwachsen können:</p> <p>zu 1) diese Technik führt oft zu starken Störungen der Gewässerökologie aufgrund der Wärmeimmissionen</p> <p>zu 2) hoher Flächen- und Wasserbedarf; Schattenwurf</p> <p>zu 3) im Vergleich zu 2) kleiner und geringerer Wasserbedarf; nahezu keine Kondenswolken</p> <p>zu 5) kein Wasserbedarf => wichtiger Aspekt in Trockengebieten</p>
Aufbereitung des Kühlwassers	-	Siehe BREF zu industriellen Kühlsystemen	
Aufbereitung des Kesselspeisewassers	-	Umkehrosmoseanlagen sollten zur Entmineralisierung verwendet werden; falls diese Technik nicht ausreicht kann sie mit Ionenaustauschern kombiniert werden.	Die Umkehrosmose ermöglicht geringere Salzfrachten im Abwasser als Ionenaustauscher (40 – 50 % geringer); weiterhin werden keine Salzlösungen zur Regeneration benötigt.
		Ionenaustauscher sollten im Gegenstromverfahren arbeiten	Durch diese Betriebsweise wird der Einsatz an Chemikalien und Wasser reduziert und eine höhere Wasserqualität erreicht.

Verfahrensschritt	Ein-schränkung	BVT	Umweltnutzen
		Falls Entcarbonisierung mit Hilfe von Kalk durchgeführt wird sollte der anfallende Schlamm einer Verwertung zugeführt, (z.B. als Zuschlagstoff für die Zementindustrie und die Landwirtschaft sowie als Adsorptionsmittel für die REA) und nicht deponiert werden.	Vermeidung der Abfalldeponierung
		zur Konditionierung von Kesselspeisewasser sollte im Hinblick auf eine kombinierte Fahrweise erfolgen, d.h. das Kesselspeisewasser wird mit geringe Mengen an Ammoniak (0,1 – 0,15 mg/m ³) zusammen mit 0,05 – 0,3 mg/m ³ Sauerstoff konditioniert.	Reduzierung von Stickstoff im Abwasser des Wasser-Dampf-Kreislaufs
Dampfturbine	neue und nachgerüstete Kraftwerke	Optimierte Schaufelradblätter und verbesserter Dampfeinlass/-auslass führen zu Turbinenwirkungsgraden von 91 bis 96 %	Wirkungsgraderhöhung
Regenerative Speisewassererwärmung	neues KW mit > 300 MW _{th}	Große Anzahl and Stufen zur regenerativen Speisewassererwärmung erhöht den Wirkungsgrad der Stromerzeugung; neue Kraftwerke verwenden bis zu 10 Stufen, wodurch sich Speisewassertemperaturen von 300 °C realisieren lassen.	Wirkungsgraderhöhung
Zwischenüberhitzung	neues KW mit > 300 MW _{th}	Zwei- oder mehrfache Zwischenüberhitzung führt zu einer Anhebung des Wirkungsgrades der Stromerzeugung	Wirkungsgraderhöhung

5.4.3 Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT für Verbrennungstechniken und Maßnahmen zur Verminderung von atmosphärischen Emissionen und Abfällen

Die Bestimmung der BVT für diesen Bereich erfolgt zweigeteilt (A/B). In Teil A werden die bereits in Abschnitt 5.3 detailliert beschriebenen Beispiele mit ihren Kombinationen von Verbrennungstechniken mit primären und sekundären Emissionsminderungstechniken zusammengestellt, welche als BVT-konform angesehen werden. Diesen Technikkombinationen sind die erreichbaren Wirkungsgrade und atmosphärischen Emissionen beigelegt. Weiterhin sind sie den Emissionsgrenzwerten der EU-Richtlinie 2001/80/EC für Großfeuerungsanlagen gegenübergestellt. Dabei werden für die einzelnen Schadstoffe jeweils separate Tabellen erstellt.

Teil B umfasst die BVT-Bestimmung für einzelne Verfahrensstufen und bezieht sich sowohl auf Stein- als auch auf Braunkohle.

A Emissionen und Wirkungsgrade von BVT-konformen Technikkombinationen

Als Abkürzungen werden nachfolgend verwandt:

- Leistungsklassen der EU-Richtlinie: I: 50 – 100 MW_{th}
 II: 100 – 300 MW_{th}
 III: 300 – 500 MW_{th}
 IV: > 500 MW_{th}
- PC Kohlenstaubfeuerung CP Kombinationsverfahren
 DBB Trockenfeuerung AC Activated Carbon
 WBB Schmelzkammerfeuerung SER Schwefelemissionsrate
 FBC Wirbelschichtfeuerung
- FGD Rauchgasentschwefelung SCR Selective catalytic reduction
 ws Kalk-/Kalksteinwäsche SNCR Selective non-catalytic reduction
 ds Trockensorption LNB Low NO_x Burner
 sd Sprühabsorption ESP Elektroabscheider
 FF Gewebefilter
- am Jahresmittelwert
 mm Monatsmittelwert
 dm Tagesmittelwert

Tabelle 5-93: BVT-konforme Technikkombinationen zur Minderung von Schwefeldioxid-emissionen

Kategorie	Therm. Leistung	Brennstoff	Kesseltyp	Primärmaßnahme	Sekundärmaßnahme	O ₂ Bezug [%]	Grenzwert [mg/m ³] (Statistik)	Emission [mg/m ³] (Statistik)
Neue Anlage	Klasse IV	Kohle	alle			6	EC : 200 (dm) od. 400 + SER ≤ 5 %	
Bestehend	Klasse IV	Kohle	alle			6	EC: 400 (mm)	
	IV 733	Steinkohle	PC, DBB		FGD (ws) η: 96 – 98,5 %	6	D: 100 (dm)	20 (am, 99% der dm < 60)
	IV 1820 MW _{th}	Steinkohle	PC, DBB	S Gehalt 0,7 – 0,9 %	FGD (ws) η > 85 %	6	D: 400 (dm) SER 15 %	150 (am) SER 10 %
	IV 1370 MW _{th}	Steinkohle	PC, DBB		FGD (ws) η > 95 %	6	D: 200 (dm)	52 (am)
	IV 1278 MW _{th}	Steinkohle	PC, DBB	S Gehalt 1,09 %	FGD (ws)	6	D: 400 (dm) SER 15 %	254 (am) SER 8,6 %
	IV 1892 MW _{th}	Steinkohle	PC, WBB	S Gehalt 0,8 – 1 %	FGD (ws) η: 92 – 95 %	5	D: 400 (dm) SER 15 %	185 (am) SER 11,4 %
	IV 800 MW _{el}	Braunkohle	PC, DBB	S Gehalt 0,5-1,4	FGD (ws) η > 98 %	6	D: 400 (dm) SER 5 %	66 (am) SER 1,7 %
	IV 800 MW _{el}	Braunkohle	PC, DBB	S Gehalt 0,5-1,4	FGD (ws) η > 98 %	6	D: 400 (dm) SER 5 %	70 (am) SER 1,8 %

Kategorie	Therm. Leistung	Brennstoff	Kesseltyp	Primärmaßnahme	Sekundärmaßnahme	O ₂ Bezug [%]	Grenzwert [mg/m ³] (Statistik)	Emission [mg/m ³] (Statistik)
	IV 2400 MW _{th}	Braunkohle	PC, DBB	S Gehalt 1,91	FGD (ws) η > 98 %	6	D: 400 (dm) SER 5 %	291 (mm) SER 3 %
	IV 2400 MW _{th}	Braunkohle	PC, DBB	S Gehalt 1,91	FGD (ws) η > 98 %	6	D: 400 (dm) SER 5 %	297 (mm) SER 2,9 %
	IV 1243 MW _{th}	Braunkohle	PC, DBB		FGD (ws) 94,6 %	6	D: 400 (dm) SER 15 %	211 (dm) SER 2,9 %
	IV 6x500M W _{el}	Braunkohle	PC, DBB	S Gehalt 0,5 - 1,4	FGD (ws)	6	D: 400 (dm) SER 5 %	140 - 200 (am) SER 2,7 - 5 %
Neue Anlage	Klasse III	Kohle	alle			6	EC: 200 (dm) od. 400 + SER ≤ 5 %	
Bestehend	Klasse III	Kohle	alle			6	EC: ca. 1300 - 400 linear (mm) + SER ≤ 10%	
	III 356 MW _{th}	Braunkohle	PC, DBB		AC Filter	6	D: 400 (dm) SER 10 %	5 (dm) SER < 1 %
	III 398 MW _{th}	Steinkohle	PC, WBB	S Gehalt 1,1 %	FGD (ws)	5	D: 400 (dm) SER 15 %	201 (am)
Neue Anlage	Klasse II	Kohle	alle			6	EC : 200 (dm) od. 400 + max. 5 % SER	
Bestehend	Klasse II	Kohle	alle			6	EC: 2000 – ca 1300 linear (mm) + SER ≤ 25%	
	II 278 MW _{th}	Braunkohle	PC, DBB		AC Filter	6	D: 400 (dm) SER 10 %	5 (dm) SER < 1 %
	II 183 MW _{th}	Steinkohle	PC, WBB		FGD (sd)	5	D: 250 (dm) SER 10 %	75,5 (am)
	II 119 MW _{th}	Braunkohle	AFBC	S Gehalt 1,7	Kalkzugabe	7	D: 400 (dm) SER 15 %	393 (am) SER 9 %
Neue Anlage	Klasse I	Kohle	alle			6	EC: 850 (dm) + SER ≤ 8 %	
Bestehend	Klasse I	Kohle	alle			6	EC: 2000 (mm) + SER ≤ 40 %	
	I 92 MW _{th}	Steinkohle	PC, DBB		DESONOX η: 85 %	6	D: 270 (dm)	128 (am)
	I 94 MW _{th}	Steinkohle	PC, DBB		DESONOX η: 85 %	6	D: 270 (dm)	53 (am)
	I 78,8 MW _{th}	Braunkohle	AFBC	S Gehalt < 0,8	Kalkzugabe	7	D: 500 (dm)	241 (dm, Bereich 200 - 300)

Tabelle 5-94: BVT-konforme Technikkombinationen zur Minderung von Stickoxidemissionen

Kategorie	Therm. Leistung	Brennstoff	Kesseltyp	Primärmaßnahme	Sekundärmaßnahme	O ₂ Bezug [%]	Grenzwert [mg/m ³] (Statistik)	Emission [mg/m ³] (Statistik)
Neue Anlage	Klasse IV	Kohle	alle			6	EC : 200 (dm)	
Bestehend	Klasse IV	Kohle	alle			6	EC: 500 (mm), 200 (ab 2016)	

Kategorie	Therm. Leistung	Brennstoff	Kesseltyp	Primärmaßnahme	Sekundärmaßnahme	O ₂ Bezug [%]	Grenzwert [mg/m ³] (Statistik)	Emission [mg/m ³] (Statistik)
	IV 733 MW _{th}	Steinkohle	PC, DBB	LNB	SCR	6	D: 130 (dm)	90 (am, 99% der dm < 130)
	IV 1820 MW _{th}	Steinkohle	PC, DBB	Air staging	SCR	6	D: 200 (dm)	190 (am)
	IV 1370 MW _{th}	Steinkohle	PC, DBB	LNB	SCR	6	D: 200 (dm)	167 (am)
	IV 1278 MW _{th}	Steinkohle	PC, DBB	LNB, flue gas recirculation	SCR	6	D: 200 (dm)	192 (am)
	IV 1892 MW _{th}	Steinkohle	PC, WBB	-	SCR	5	D: 200 (dm)	200 (am)
	IV 800 MW _{el}	Braunkohle	PC, DBB	Fuel + air staging	-	6	D: 200 (dm)	145 (am)
	IV 800 MW _{el}	Braunkohle	PC, DBB	Fuel + air staging	-	6	D: 200 (dm)	141 (am)
	IV 2400 MW _{th}	Braunkohle	PC, DBB	Air staging	-	6	D: 200 (dm)	121 (mm)
	IV 2400 MW _{th}	Braunkohle	PC, DBB	Air staging	-	6	D: 200 (dm)	125 (mm)
	IV 1243 MW _{th}	Braunkohle	PC, DBB	LNB, Air staging	-	6	D: 200 (dm)	149 (dm)
	IV 6x500 MW _{el}	Braunkohle	PC, DBB	Fuel + air staging, flue gas recircul.	-	6	D: 200 (dm)	164 - 188 (am)
Neue Anlage	Klasse III	Kohle	alle			6	EC: 200 (dm)	
Bestehend	Klasse III	Kohle	alle			6	EC: 600 (mm)	
	III 398 MW _{th}	Steinkohle	PC, WBB		SCR	5	D: 200 (dm)	180 (am)
Neue Anlage	Klasse II	Kohle	alle			6	EC: 300 (dm)	
Bestehend	Klasse II	Kohle	alle			6	EC: 600 (mm)	
	II 278 MW _{th}	Braunkohle	PC, DBB	LNB, Fuel + air staging	AC Filter	6	D: 200 (dm)	120 – 135 (dm)
	II 183 MW _{th}	Steinkohle	PC, WBB	Air staging	SCR	5	D: 400 (dm)	323 (am)
	II 119 MW _{th}	Braunkohle	AFBC	Air staging	-	7	D: 200 (dm)	168 (am)
Neue Anlage	Klasse I	Kohle	alle			6	EC: 400 (dm)	
Bestehend	Klasse I	Kohle	alle			6	EC: 600 (mm)	
	I 92 MW _{th}	Steinkohle	PC, DBB		DESONOX	6	D: 200 (dm)	158 (am)
	I 94 MW _{th}	Steinkohle	PC, DBB		DESONOX	6	D: 200 (dm)	155 (am)
	I 78,8 MW _{th}	Braunkohle	AFBC	Fuel + air staging, flue gas recircul.	-	7	D: 400 (dm)	272 (dm, Bereich 240 - 360)

Tabelle 5-95: BVT-konforme Technikkombinationen zur Minderung von Staubemissionen

Kategorie	Therm. Leistung	Brennstoff	Kesseltyp	Primärmaßnahme	Sekundärmaßnahme	O ₂ Bezug [%]	Grenzwert [mg/m ³] (Statistik)	Emission [mg/m ³] (Statistik)
Neue Anlage	Klasse IV	Kohle	alle			6	EC : 30 (dm)	
Bestehend	Klasse IV	Kohle	alle			6	EC: 50 (mm)	
	IV 733 MW _{th}	Steinkohle	PC, DBB		ESP, FGD	6	D: 20 (dm)	5 (am, 99% der dm <8)
	IV 1820 MW _{th}	Steinkohle	PC, DBB		ESP, FGD	6	D: 100 (dm)	< 10 (am)
	IV 1370 MW _{th}	Steinkohle	PC, DBB		ESP, FGD	6	D: 20 (dm)	3 (am)
	IV 1278 MW _{th}	Steinkohle	PC, DBB		ESP, FGD	6	D: 50 (dm)	7 (am)
	IV 1892 MW _{th}	Steinkohle	PC, WBB		ESP, FGD	5	D: 50 (dm)	5 – 10
	IV 800 MW _{el}	Braunkohle	PC, DBB		ESP, FGD	6	D: 50 (dm)	2 (am)
	IV 800 MW _{el}	Braunkohle	PC, DBB		ESP, FGD	6	D: 50 (dm)	3 (am)
	IV 2400 MW _{th}	Braunkohle	PC, DBB		ESP, FGD	6	D: 20 (dm)	2 (am)
	IV 2400 MW _{th}	Braunkohle	PC, DBB		ESP, FGD	6	D: 20 (dm)	2 (am)
	IV 1243 MW _{th}	Braunkohle	PC, DBB		ESP, FGD	6	D: 50 (dm)	14 (dm)
	IV 6x500M W _{el}	Braunkohle	PC, DBB		ESP, FGD	6	D: 50 (dm) (vor FGD)	3 (am) (nach FGD)
Neue Anlage	Klasse III	Kohle	alle			6	EC: 30 (dm)	
Bestehend	Klasse III	Kohle	alle			6	EC: 100 (mm)	
	III 398 MW _{th}	Steinkohle	PC, WBB		ESP	5	D: 50 (dm)	11 (am)
Neue Anlage	Klasse II	Kohle	alle			6	EC : 30 (dm)	
Bestehend	Klasse II	Kohle	alle			6	EC: 100 (mm)	
	II 278 MW _{th}	Braunkohle	PC, DBB		ESP, AC Filter	6	D: 80 (dm)	25-30 (dm)
	II 183 MW _{th}	Steinkohle	PC, WBB		ESP, FGD	5	D: 65 (dm)	15 (am)
	II 119 MW _{th}	Braunkohle	AFBC		ESP	7	D: 25 (dm)	10 (am)
Neue Anlage	Klasse I	Kohle	alle			6	EC: 50 (dm)	
Bestehend	Klasse I	Kohle	alle			6	EC: 100 (mm)	
	I 92 MW _{th}	Steinkohle	PC, DBB		ESP, DESONOX	6	D: 20 (dm)	k.A.
	I 94 MW _{th}	Steinkohle	PC, DBB		ESP, DESONOX	6	D: 20 (dm)	k.A.
	I 78,8 MW _{th}	Braunkohle	AFBC		FF	7	D: 50 (dm)	7 (dm, Bereich 5 – 35)

Tabelle 5-96: BVT-konforme Emissionswerte für weitere Schadstoffe

Therm. Leistung	Brennstoff	Kesseltyp	O ₂ Bezug [%]	CO Grenzwert [mg/m ³] (Statistik)	CO [mg/m ³] (Statistik)	HCl / HF Grenzwert [mg/m ³]	HCl / HF [mg/m ³]	N ₂ O [mg/m ³]
IV 733 MW _{th}	Steinkohle	PC, DBB	6	100 (dm)	16 (am)	20 / 2	2 / 0,2	-
IV 1820 MW _{th}	Steinkohle	PC, DBB	6	250 (dm)	12 (am)	100 / 15	< 30 / < 3	-
IV 1370 MW _{th}	Steinkohle	PC, DBB	6	200 (dm)	23 (am)	20 / 2	< 1,73 / < 0,2	-
IV 1278 MW _{th}	Steinkohle	PC, DBB	6	200 (dm)	17 (am)	-	-	-
IV 1892 MW _{th}	Steinkohle	PC, WBB	5	250 (dm)	27 (am)	100 / 15	3-11 / 3-10	-
IV 800 MW _{el}	Braunkohle	PC, DBB	6	250 (dm)	57 (am)	7,5 / 2,5	0,4 / 0,1	-
IV 800 MW _{el}	Braunkohle	PC, DBB	6	250 (dm)	57 (am)	7,5 / 2,5	0,4 / 0,1	-
IV 2400 MW _{th}	Braunkohle	PC, DBB	6	250 (dm)	8 (am)	15 / 5	-	-
IV 2400 MW _{th}	Braunkohle	PC, DBB	6	250 (dm)	26 (am)	15 / 5	-	-
IV 1243 MW _{th}	Braunkohle	PC, DBB	6	250 (dm)	4 (dm)	-	-	-
IV 6x500 MW _{el}	Braunkohle	PC, DBB	6	250 (dm)	164 – 200 (am)	30 / 5	< 1 / < 1	-
III 398 MW _{th}	Steinkohle	PC, WBB	5	250 (dm)	25 (am)	-	-	-
II 278 MW _{th}	Braunkohle	PC, DBB	6	250 (dm)	< 80 (dm)	30 / 10	< 0,2 / 1	-
II 183 MW _{th}	Steinkohle	PC, WBB	5	175 (dm)	6 (am)	20 / 3	0,7 / 0,05	-
II 119 MW _{th}	Braunkohle	AFBC	7	250 (dm)	0,2 (am)	150 / 10	4 / 0,5	26 (am)
I 92 MW _{th}	Steinkohle	PC, DBB	6	250 (dm)	18 (dm)	100 / 15	- / < 10	-
I 94 MW _{th}	Steinkohle	PC, DBB	6	250 (dm)	31 (dm)	100 / 15	- / < 10	-
I 78,8 MW _{th}	Braunkohle	AFBC	7	250 (dm)	9 (dm, Bereich 0 – 50)	50 / 3	0,4 – 6,8 / 0,7 – 1,3	-

B) BVT für einzelne Verfahrensschritte

Tabelle 5-97: BVT für einzelne Verfahrensstufen eines Kohlekraftwerks

Verfahrenschritt	BVT	Umweltnutzen
Reingas auf dem Weg zur Atmosphäre	Falls ein Naturzugkühlturm installiert ist sollte das Abgas über diesen emittiert werden	Hierdurch ist kein Wiederaufheizen des Rauchgas nach der REA erforderlich, wodurch der Wirkungsgrad erhöht wird; Kamin ist nicht erforderlich
	Falls die Abgase über einen Kamin abgeleitet werden, so sind Abgastemperaturen von 70 – 80 °C meist ausreichend.	Wiederaufheizen kann vermindert werden wodurch der Wirkungsgrad erhöht wird; diese Temperaturen machen eine Auskleidung der Kamininnenwände erforderlich, um die potenzielle Korrosion durch auskondensierende saure Bestandteile (SO ₃) zu verhindern.
	Die Energie im Abgas sollte so weit wie möglich genutzt werden, so wird in einem neuen Braunkohlekraftwerk das Rauchgas auf 100 °C im Economiser und Luvo abgekühlt bevor es in die REA eintritt.	in dem geschilderten Beispiel wird der el. Wirkungsgrad durch die Maßnahme um 1,2 Prozentpunkte angehoben. Probleme könne durch kondensierende, saure Bestandteile im Rauchgas entstehen.
	Für die Wiederaufheizung von Abgasen vor der SCR oder nach der REA sollten Wärmeverschiebesysteme zum Einsatz kommen.	Gegenüber einem Dreh-Luvo ist kein Austausch zwischen Rein- und Rauchgas möglich; weiterhin sind keine Neubildungen an HCl und HF möglich
Kessel	Der Wirkungsgrad von modernen Kesseln liegt bei ca. 93 %.	Wirkungsgraderhöhung
	Die Luftüberschusszahl sollte minimiert werden. (1.15 – 1.25)	Wirkungsgraderhöhung
SCR	Abscheidegrade für NO _x liegen bei 85 – 90 %; Der Ammoniakschlupf sollte 2 mg/Nm ³ nicht überschreiten.	
	Betrieb der SCR-Anlage in „High-dust“ Stellung	führt zu vermindertem Einsatz von Energie da Wiederaufheizen der Abgase entfällt. Es muss allerdings auch der erhöhte Verschleiß der Katalysatoren berücksichtigt werden, besonders für Schmelzfeuerungen.
	Katalysatoren sollten regeneriert und nicht erneuert werden wenn sie zu viel Aktivität verloren haben. (siehe Abschnitt 5.3.1)	Durch Regenerierung kann in vielen Fällen die ursprüngliche Aktivität wiederhergestellt werden; hierdurch wird schwermetallhaltiges Katalysator-material und auch Kosten eingespart.
REA	Moderne REAs können mit Abscheidegraden weit über 95 % betrieben werden.	Minderung von SO ₂ Emissionen
	Verwertung aller Reststoffe	Vermeidung von Abfalldeponierung

Verfahrenschritt	BVT	Umweltnutzen
Elektrischer Eigenverbrauch	Absenkung durch Optimierung von Ventilatoren, Saugzügen, Kohlemühlen und REA-Umwälzpumpen	Wirkungsgraderhöhung
Braunkohlevortrocknung	Der energetisch effizienteste Weg ist die Nutzung von Niedertemperaturwärme des Abgases anstatt der üblichen Hochtemperaturauskopplung aus dem Kessel, wodurch Exergie vernichtet wird. In einer Pilotanlage wird diese Technik getestet.	Die erwartete Erhöhung des Gesamtwirkungsgrades liegt bei 3 – 5 Prozentpunkten!

5	Techniken für die Verbrennung von Kohle.....	5-1
5.1	Angewandte Prozesse und Verfahren.....	5-1
5.1.1	Feuerungstechniken.....	5-1
5.1.2	Optimierung des Wirkungsgrades.....	5-7
5.1.3	Rauchgasreinigungstechniken.....	5-9
5.2	Emissions- und Konzentrationswerte.....	5-15
5.2.1	Schadstoffemissionen in die Atmosphäre.....	5-15
5.2.2	Wasserseitige Emissionen und Wasserverbrauch von Kohlekraftwerken....	5-20
5.2.3	Aufkommen und Verwertung von Nebenprodukten aus Kohlekraftwerken.	5-24
5.2.4	Schwermetallbilanzen.....	5-28
5.3	Ausgewählte Anlagen und Einzeltechnikbeschreibungen.....	5-31
5.3.1	Beispiel: Instandhaltung und Reaktivierung von SCR-Katalysatoren in steinkohlegefeuerten Kraftwerken.....	5-31
5.3.2	Beispiel: Steinkohle-Staubfeuerung mit trockenem Ascheabzug, Rauchgasreinigung und hohem Wirkungsgrad.....	5-36
5.3.3	Beispiel: Steinkohle-Staubfeuerung mit trockenem Ascheabzug und Rauchgasreinigung in einem Heizkraftwerksblock.....	5-40
5.3.4	Beispiel: Steinkohle-Trockenfeuerung mit simultaner Stickoxid-Minderung und Entschwefelung nach dem DESONOX-Verfahren.....	5-43
5.3.5	Beispiel: Trocken entaschte Steinkohlestaubfeuerung mit nachgerüsteter primärer Entstickung sowie sekundärer Entstickung und Entschwefelung.....	5-49
5.3.6	Beispiel: Trockene Steinkohlestaubfeuerung mit Entstickung, Entschwefelung und Verbundbetrieb mit einer Gasturbine.....	5-54
5.3.7	Beispiel: Steinkohle-Schmelzfeuerung mit sekundärer NO _x -Minderung und Entschwefelung.....	5-59
5.3.8	Beispiel: Steinkohle-Schmelzfeuerung mit SCR und Sprühabsorption.....	5-63
5.3.9	Beispiel: Braunkohlestaubfeuerung mit primärer Entstickung, sekundärer Entschwefelung und hohem elektrischen Wirkungsgrad.....	5-65
5.3.10	Beispiel: Braunkohlestaubfeuerung mit primärer Entstickung, sekundärer Entschwefelung und hohem elektrischen Wirkungsgrad.....	5-70
5.3.11	Beispiel: Braunkohlestaubfeuerung mit primärer Entstickung, sekundärer Entschwefelung und hohem elektrischen Wirkungsgrad.....	5-74
5.3.12	Beispiel: Ertüchtigung einer Anlage mit Braunkohlestaubfeuerung durch primäre Entstickung, sekundäre Entschwefelung und Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrades.....	5-78
5.3.13	Beispiel: Braunkohlestaubfeuerung mit nachgerüsteter primärer Entstickung und simultaner Entschwefelung/Entstickung mit zweistufigem Aktivkoksfilter.....	5-83

5.3.14	Beispiel: Braunkohlestaubfeuerung mit Entschwefelung und Verbundbetrieb mit einer GuD-Anlage	5-88
5.3.15	Beispiel: Industriekraftwerk mit zirkulierender Wirbelschichtfeuerung für Braunkohle	5-94
5.3.16	Zukunftstechniken: Braunkohletrocknung mit Niedertemperaturwärme.....	5-98
5.3.17	Zukunftstechnik: Braunkohlestaubfeuerung mit primärer Stickoxid-Minderung, sekundärer Entschwefelung und Rauchgaswärmenutzung	5-99
5.3.18	Zukunftstechnik: Steinkohlestaubfeuerung mit primärer und sekundärer Stickoxidminderung, sekundärer Entschwefelung sowie Abgaswärmenutzung.....	5-103
5.4	Bestimmung von besten verfügbaren Techniken (BVT) für die Verbrennung von Kohle	5-105
5.4.1	Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT für Transport, Lagerung und Verladung von Kohle und Einsatz- und Hilfsstoffen	5-105
5.4.2	Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT für den Wasser-Dampf-Kreislauf und das Kühlsystem	5-106
5.4.3	Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT für Verbrennungstechniken und Maßnahmen zur Verminderung von atmosphärischen Emissionen und Abfällen.....	5-108
Tabelle 5-1: Maßnahmen zur Wirkungsgradsteigerung.....		5-7
Tabelle 5-2: Bereich der Schwermetallgehalte in Steinkohle, die in EU-Kraftwerken eingesetzt wird [Brumsack 1994] [Smith 1988], und in deutscher Braunkohle (nur Alte Bundesländer) [Brumsack 1994] [Markewitz 1991].....		5-12
Tabelle 5-3: Mögliche Verminderung der Schwermetallgehalte in Kohlen durch eine der Verbrennung vorgelagerte Aufbereitung in technischen Kohleaufbereitungsanlagen [KIRCHARTZ 1995].....		5-13
Tabelle 5-4: Typische Emissionen aus Kohlenstaubfeuerungen.....		5-16
Tabelle 5-5: Typische Emissionen aus zirkulierenden Wirbelschichtfeuerungen		5-16
Tabelle 5-6: Atmosphärische Emissionskonzentrationen von Steinkohlekraftwerken		5-16
Tabelle 5-7: Atmosphärische Emissionsfaktoren von Steinkohlekraftwerken		5-17
Tabelle 5-8: Atmosphärische Emissionskonzentrationen von Braunkohlekraftwerken		5-17
Tabelle 5-9: Atmosphärische Emissionsfaktoren von Braunkohlekraftwerken.....		5-18
Tabelle 5-10: Zusammenstellung von N ₂ O Emissionswerten aus verschiedenen Untersuchungen.....		5-19
Tabelle 5-11: Schadstoffkonzentrationen im Abwasser von Steinkohlekraftwerken		5-21
Tabelle 5-12: Spezifische Schadstofffrachten im Abwasser von Steinkohlekraftwerken		5-22
Tabelle 5-13: Schadstoffkonzentrationen im Abwasser von Braunkohlekraftwerken.....		5-23
Tabelle 5-14: Spezifische Schadstofffrachten im Abwasser von Braunkohlekraftwerken...		5-23
Tabelle 5-15: Aufkommen und Verwertung von Nebenprodukten aus kohlegefeuerten Kraftwerken in Deutschland im Jahre 1999, aus [VOM BERG 2000].....		5-24

Tabelle 5-16: Reststoffaufkommen und Verwertungsraten von Steinkohlekraftwerken (Fragebogenauswertung).....	5-27
Tabelle 5-17: Reststoffaufkommen und Verwertungsraten von Braunkohlekraftwerken (Fragebogenauswertung).....	5-28
Tabelle 5-18: Schwermetallbilanzen in kohlebefeueten Kraftwerken (Eintrag mit der Kohle: 100 %) [FAHLKE 1994, MAIER 1991, RENTZ 1996]	5-30
Tabelle 5-19: Drei Beispielfahren zur Instandhaltung bzw. Reaktivierung von SCR- Katalysatoren.....	5-32
Tabelle 5-20: Regenerationsergebnisse f#r das Verfahren C.....	5-35
Tabelle 5-21: Grenzwerte und gemessene atmosph#rische Emissionen im Jahr 1999	5-38
Tabelle 5-22: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen von 1999.....	5-38
Tabelle 5-23: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom (950 m ³ /h) der K#hlturmabsalzung.....	5-39
Tabelle 5-24: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom (70 m ³ /h) der REA- Abwasseraufbereitung.....	5-39
Tabelle 5-25 : Abfallmengen im Jahr 1999.....	5-40
Tabelle 5-26: Grenzwerte und gemessene atmosph#rische Emissionen im Jahr 1999	5-42
Tabelle 5-27: Steinkohlequalit#t (Mittelwert 1999).....	5-42
Tabelle 5-28: Grenzwerte und gemessene atmosph#rische Emissionen im Jahr 1998	5-46
Tabelle 5-29: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen im Jahr 1998.....	5-47
Tabelle 5-30: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom der neutralisierten Abw#sser aus Wasseraufbereitung und DESONOX.....	5-47
Tabelle 5-31: Abfallaufkommen im Jahr 1998	5-48
Tabelle 5-32: Kostenaufteilung f#r den Betrieb einer DESONOX-Anlage (Bezugsjahr 1988)	5-48
Tabelle 5-33: Vergleich kostenrelevanter Betriebsparameter vor und nach Umbau	5-50
Tabelle 5-34: Grenzwerte und gemessene atmosph#rische Emissionen im Jahr 1999	5-51
Tabelle 5-35: Garantierte Eigenschaften der eingesetzten Steinkohle.....	5-52
Tabelle 5-36: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom (80 m ³ /h) der Kondensatreinigung sowie sonstigen Anfallstellen bei der Dampferzeugung.....	5-52
Tabelle 5-37: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom (40 m ³ /h) der REA- Abwasserbehandlungsanlage	5-52
Tabelle 5-38: Abfallmengen im Jahr 1999.....	5-53
Tabelle 5-39: Betriebsabh#ngige Leistungen.....	5-54
Tabelle 5-40: Grenzwerte und gemessene Luftemissionen im Jahr 1999.....	5-56
Tabelle 5-41: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen in 1999	5-57
Tabelle 5-42: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom (10 m ³ /h) der REA- Abwasseraufbereitungsanlage.....	5-58
Tabelle 5-43: Abfallaufkommen im Jahr 1999	5-58
Tabelle 5-44: Grenzwerte und gemessene atmosph#rische Emissionen in 1999.....	5-61

Tabelle 5-45: Eigenschaften der eingesetzten Steinkohle.....	5-61
Tabelle 5-46: Mittlere Stoffkonzentrationen im geklärten Niederschlags- und Kühlturmabflutwasser	5-62
Tabelle 5-47: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom der REA-Abwasserbehandlungsanlage	5-62
Tabelle 5-48: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom der Kondensatreinigung sowie sonstigen Anfallstellen bei der Dampferzeugung,	5-62
Tabelle 5-49: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1999	5-64
Tabelle 5-50: Stoffkonzentrationen im neutralisierten Abwasserstrom.....	5-64
Tabelle 5-51: Abfallaufkommen im Jahr 1999	5-65
Tabelle 5-52: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 2000	5-67
Tabelle 5-53: Eigenschaften der eingesetzten Rohbraunkohle	5-68
Tabelle 5-54: Voraussichtlicher Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen	5-68
Tabelle 5-55: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom folgender Quellen: Kondensatreinigung, Anfallstellen bei der Dampferzeugung und Vollentsalzungsanlage	5-69
Tabelle 5-56: Abfallaufkommen in der ersten Hälfte des Jahres 2000	5-69
Tabelle 5-57: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1999	5-72
Tabelle 5-58: Abwässer im Jahr 1999	5-72
Tabelle 5-59: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom folgender Quellen: Kühlturmabsatzung, Konzentratableitung der Umkehrosmose	5-72
Tabelle 5-60: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom der REA- Abwasseraufbereitungsanlage	5-73
Tabelle 5-61: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1999	5-76
Tabelle 5-62: Eigenschaften der eingesetzten Rohbraunkohle	5-76
Tabelle 5-63: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen im Jahr 1999.....	5-76
Tabelle 5-64: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom (904 m ³ /h) folgender Quellen: Kühlturmabsatzung, Vollentsatzung, Ascheverladung	5-77
Tabelle 5-65: Abfallaufkommen im Jahr 1999	5-77
Tabelle 5-66: Auswirkungen der einzelnen Ertüchtigungsmaßnahmen auf die Teil- und Gesamtwirkungsgrade der Einzelblöcke	5-79
Tabelle 5-67: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen in 1999.....	5-81
Tabelle 5-68: Eigenschaften der eingesetzten Rohbraunkohle	5-81
Tabelle 5-69: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen in 1999	5-81
Tabelle 5-70: Jahresmittelwerte der Stoffkonzentrationen für 1999 im behandelten Abwasserstrom (516 m ³ /h) folgender Quellen: Vollentsatzung, Kühlwasseraufbereitung, Dampferzeugung und sonstige Anfallstellen	5-82
Tabelle 5-71: Asche- und Gipsaufkommen und Verwertungswege im Jahr 1999.....	5-82
Tabelle 5-72: Aufwendungen für die Nachrüstung und Ertüchtigung.....	5-83
Tabelle 5-73: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1998	5-86

Tabelle 5-74: Elementaranalyse der Referenzkohle (Angaben in Gew.-%)	5-87
Tabelle 5-75: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen in 1998	5-87
Tabelle 5-76: Aufkommen und Verwertung von Abfällen und Reststoffen in 1998.....	5-87
Tabelle 5-77: Elektrische Wirkungsgrade und Brennstoffnutzungsgrade der Jahre 1998 - 2000	5-89
Tabelle 5-78: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1999	5-91
Tabelle 5-79: Eigenschaften des Braunkohlestaubs (langjährige Mittelwerte).....	5-93
Tabelle 5-80: Stoffkonzentrationen im unbehandelten Abwasserstrom (9 m ³ /h).....	5-93
Tabelle 5-81: Abfallaufkommen im Jahr 1999	5-94
Tabelle 5-82: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1999	5-96
Tabelle 5-83: Eigenschaften der eingesetzten Rohbraunkohle	5-96
Tabelle 5-84: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen im Jahr 1999.....	5-96
Tabelle 5-85: Bandbreite und Jahresmittelwerte der Stoffkonzentrationen für 1999 im Gesamtabwasserstrom.....	5-97
Tabelle 5-86: Prozentuale Anteile der Kostenarten an den Selbstkosten der Wärme- und Elektroenergieerzeugung.....	5-97
Tabelle 5-87: Technische Daten für den Nennbetrieb und für maximale Last	5-100
Tabelle 5-88 Wirkungsgradgewinne durch die Einzelmaßnahmen	5-101
Tabelle 5-89: Eigenschaften der einzusetzenden Rohbraunkohle.....	5-102
Tabelle 5-90: Technische Daten für den Nennbetrieb und für maximale Last	5-103
Tabelle 5-91: BVT für Transport, Lagerung und Verladung	5-106
Tabelle 5-92: BVT für den Wasser-Dampf-Kreislauf und das Kühlsystem	5-107
Tabelle 5-93: BVT-konforme Technikkombinationen zur Minderung von Schwefeldioxidemissionen.....	5-109
Tabelle 5-94: BVT-konforme Technikkombinationen zur Minderung von Stickoxidemissionen.....	5-110
Tabelle 5-95: BVT-konforme Technikkombinationen zur Minderung von Staubemissionen	5-112
Tabelle 5-96: BVT-konforme Emissionswerte für weitere Schadstoffe	5-113
Tabelle 5-97: BVT für einzelne Verfahrensstufen eines Kohlekraftwerks.....	5-114
Abbildung 5-1: Schwermetallbilanzen in kohlebefeuernden Kraftwerken, aus [RENTZ 1996]	5-29
Abbildung 5-2: Verfahrensschema der Ultraschall-Regeneration von DeNOx- Katalysatoren	5-33
Abbildung 5-3: Abhängigkeit des Aktivitäts-Zugewinns der Katalysatoren von der Aktivität vor der Reneration für das Verfahren C	5-35
Abbildung 5-4: Prinzipschema des DESONOX-Verfahren.....	5-45
Abbildung 5-5: Schematische Darstellung des Aktivkoksverfahrens.....	5-84

6 Techniken für die Verbrennung von Biomasse

6.1 Angewandte Prozesse und Verfahren

In diesem Abschnitt werden zunächst die relevanten Feuerungstechniken kurz erläutert. Anschließend wird kurz auf die technischen Aspekte bei der Energieumwandlung in Dampf und Strom und auf die Mitverbrennung von Biomasse in fossil befeuerten Kraftwerken eingegangen. Eine ausführlichere Beschreibung wird den Primär- und Sekundärmaßnahmen zur Emissionsminderung gewidmet bevor schließlich einige ausgewählte Verbrauchs-, Kosten- und Emissionswerte präsentiert werden.

6.1.1 Feuerungstechnik

Die Güte der Verbrennung von festen organischen Stoffen und damit das Emissionsverhalten sind von verschiedenen Faktoren abhängig:

- *Brennstoffparameter*: Vor allem die Holzfeuchte und Stückigkeit spielen eine Rolle. Für das Emissionsverhalten ist außerdem die chemische Zusammensetzung relevant, z.B. der Stickstoffgehalt hinsichtlich der NO_x - Emissionen oder Gehalt an Schwermetallverbindungen bezüglich der daraus zu erwarteten Emissionen.
- *brennstoffgerechte Vergasungsbedingungen*: Brennkammerbelastung, Verweilzeit des Brennstoffs im Feuerraum, Kesselleistung etc.
- *Ausbrandbedingungen*: Verweilzeit der Brenngase im Bereich hoher Temperaturen, Turbulenz zur guten Durchmischung von Brenngas mit zugeführter Luft, erreichte Spitzentemperaturen, Luftmenge und Luftführung.

Im Bereich größerer Feuerungen werden Wirbelschichtfeuerungen (stationäre oder zirkulierende Wirbelschichtfeuerungen) oder Festbettfeuerungen (Rostfeuerungen, Spreader-Stoker) mit oder ohne zusätzlicher Einblasfeuerung eingesetzt. Im Folgenden sollen die hier relevanten Feuerungstechniken näher beschrieben werden.

6.1.1.1 Festbettfeuerungen

Eine automatische Beschickung dieser Anlagen erfolgt durch mechanische oder pneumatische Fördersysteme.

Rostfeuerungen

Im Leistungsbereich um und größer als 1 MW_{th} sind Rostfeuerungen die dominierende Technologie zur Verbrennung von Biomasse. Allgemein werden Rostfeuerungen im Bereich zwischen $0,5 \text{ MW}_{\text{th}}$ bis $80 \text{ MW}_{\text{th}}$ eingesetzt, wobei der Großteil der bestehenden Anlagen zwischen 5 und $25 \text{ MW}_{\text{th}}$ liegt. Übliche Verbrennungstemperaturen liegen zwischen 1.100°C und 1.300°C . Bei der Rostfeuerung wird über ein kontinuierliches Beschickungssystem eine Brennstoffschicht auf einen Rost befördert. Dort wird der Brennstoff entzündet und verbrannt. Die verschiedenen Rostfeuerungstypen werden eingeteilt nach der Art und Weise, wie der

Brennstoff auf dem Rost durch den Brennraum zum Ascheaustrag transportiert wird. Derzeit werden Vorschubrost-, Wanderrost-, stationäre Treppenrost/ Schrägrost- und Rückschubrostfeuerungen für die Verfeuerung holzartiger Biomassen verwendet.

Hinsichtlich der Brennstoffeigenschaften ist diese Feuerungsart sehr flexibel – es können vom Gatterspan über Holzgut mit geringem Staubanteil bis zu grobstückigen Holzresten mit in weiten Grenzen schwankenden Feuchten oder auch stark staubhaltige Brennstoffe eingesetzt werden. Die Brennstoffzufuhr erfolgt bei feinkörnigem Brennstoff mit einer Stokerschnecke, bei grobstückigem Material zumeist mit Hydraulikstempel, der unter einem Füllschacht angeordnet ist.

Die Primärluft wird unterhalb, die Sekundärluft oberhalb des Rostes und vor den teilweise ausschamottierten Nachbrennzonen eingeblasen, wobei der Luftstrom durch den Rost zugleich eine Kühlungsfunktion für den Rost selbst übernimmt. Die für die Müllverbrennung entwickelten wassergekühlten Roste wurden bislang vorwiegend bei Brennstoffen mit sehr niedrigem Ascheschmelzpunkt, wie Halmgüter eingesetzt. In neueren Anlagenkonzepten wird die Wasserkühlung jedoch auch eingesetzt, um die Primärluftzufuhr genauer auf den Verbrennungsluftbedarf – und nicht vorwiegend auf den Bedarf an Kühlungsluft abstimmen zu können.

Bei stationären Rostfeuerungen bewegt sich der Brennstoff lediglich durch die schräge, abschüssige Lage des Rostes durch den Feuerraum. Nachteil dieser Technik ist, dass diese Bewegung und damit Feuerung und Ausbrand selbst schwer steuerbar sind und so zu unregelmäßiger Verbrennung und CO- Emissionsspitzen führen. Aus diesem Grund werden stationäre Rostfeuerungen heute nicht mehr gebaut.

Bei Vorschub- oder Rückschubrostfeuerungen (Abbildung 6-1) erfolgen die Bewegungen der (stationären) Rostelemente durch hydraulisch betätigte Zylinder oder Getriebemotoren mit entsprechender Mechanik. Dadurch wird der Brennstoff über den zum Ascheaustrag hin geneigten Rost befördert, während kleine Ascheteilchen bereits durch den Rost in Ascheauffangbehälter fallen können.

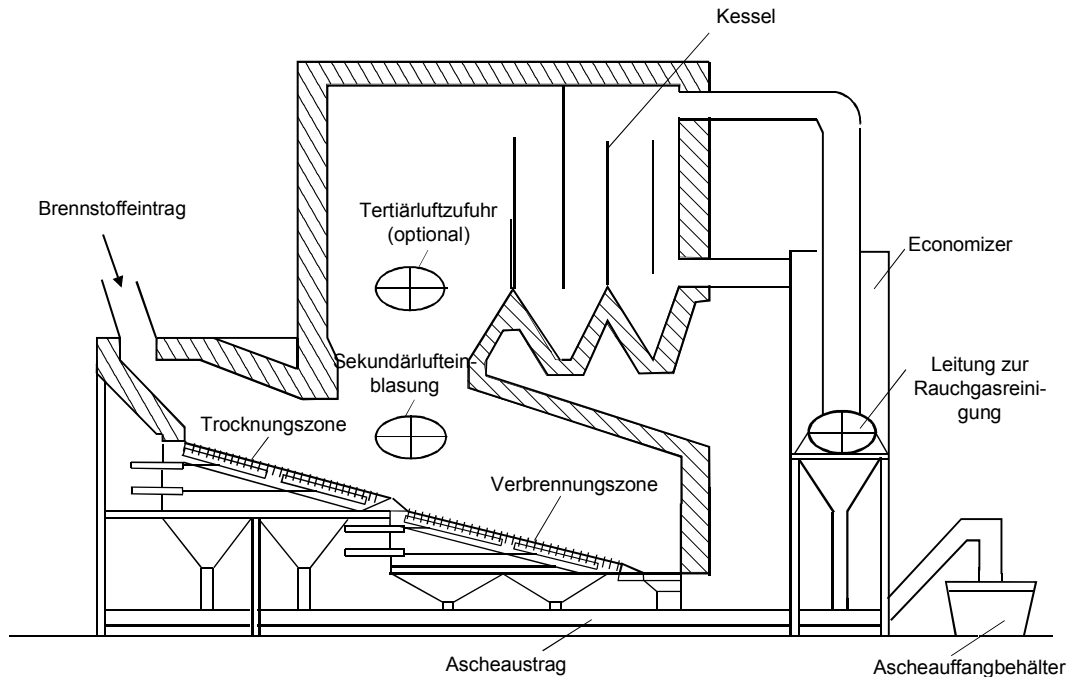


Abbildung 6-1: Vorschubrostfeuerung

Bei der Wanderrostfeuerung wird der Rost mit einem langsam laufenden, horizontalen Förderband kontinuierlich weiterbewegt. Auch hier wird die Primärluft meist durch den Rost hindurch direkt in den Brennstoff eingeblasen, während Sekundärluft oberhalb zugegeben wird.

6.1.1.2 Wirbelschichtfeuerungen

Stationäre Wirbelschichtfeuerung

Bei der stationären Wirbelschichtfeuerung wird der aufbereitete Brennstoff in einem Wirbelbett mit 95 bis 98% Inertmaterial (meist Sand) und etwa 2 bis 5% brennbarem Material bei ca. 800 bis 900°C verbrannt. Der aufwärtsgerichtete Luftstrom ist dabei so stark, dass der Feststoff in Schwebelage gehalten wird, ohne nach oben hin ausgetragen zu werden. Die Luftgeschwindigkeiten reichen dabei von 1,5 bis etwa 3,5 m/s. Der Brennstoff kann über eine Wurfbeschickung von oben auf das Wirbelbett aufgegeben werden, oder auch per Förderschnecken direkt in das Wirbelbett eingebracht werden. Dort finden die Ent- und Vergasung des Brennstoffs und der Abbrand des festen Kohlenstoffs statt. Ein großer Anteil der flüchtigen Bestandteile wird in der Nachbrennkammer unter Zugabe von Sekundärluft vollständig oxidiert [FNR 2000]. Bei der stationären Wirbelschichtfeuerung können wie bei der Rostfeuerung Holzspäne mit bis zu 90 mm Kantenlänge eingesetzt werden. Aufgrund des

hohen apparativen Aufwands wird diese Technologie erst ab ca. 10 MW_{th} in Betracht gezogen.

Zirkulierende Wirbelschichtfeuerung

Bei zirkulierenden Wirbelschichtfeuerungen wird der Luftstrom bis zu etwa 9 m/s gefahren, was dazu führt, dass der Feststoff kontinuierlich nach oben ausgetragen, über Zyklonabscheider vom Rauchgasstrom getrennt wird und wieder dem Wirbelbett zugegeben wird (Abbildung 6-2). Im Gegensatz zur stationären Wirbelschichtfeuerung ist hier eine Aufbereitung des Brennstoffs auf maximal 30 bis 50 mm Kantenlänge erforderlich. Der optimale Einsatzbereich für die zirkulierende Wirbelschichtfeuerung liegt wegen des vergleichsweise noch höheren apparativen Aufwands ab etwa 20 MW_{th}. Die prozessbedingte intensive Mischung und Verbrennung, der gute Wärmeübergang im Wirbelbett sowie die Entkoppelung der Verweilzeit der Partikel und der Rauchgase lassen hinsichtlich Feuchte, Zusammensetzung und Aufbereitung ein breites Brennstoffspektrum zu. Die Wirbelschichtfeuerung weist gegenüber der Rostfeuerung vor allem dann Vorteile auf, wenn auch Brennstoffe mit sehr hohem Wassergehalt wie Schlämme eingesetzt werden sollen [FNR 2000].

Aufgrund der niedrigen Verbrennungstemperatur der Wirbelschichtfeuerung werden Probleme der Verschlackung und Verschmutzung gemindert. Bei sehr alkalireichen Brennstoffen, wie Stroh, oder Kunststoff- oder Glasanteilen kann es jedoch zu Versinterung des Bettmaterials und Verklebungen an den Luftdüsen kommen. Trotz einer weiten Bandbreite an einsetzbaren Brennstoffen muss also bei der Aufbereitung der Brennstoffe für den störungsfreien Betrieb ein relativ großer Aufwand betrieben werden.

Die Vorteile der Wirbelschichtfeuerung liegen eindeutig in der guten Teillastregelung, guten Ausbrandbedingungen, was zu niedrigen Emissionen führt, dem großen Regelbereich sowie einer schnellen Regelanpassung. Dies rührt daher, dass sich relativ wenig Brennstoff im Brennraum befindet. Ein weiterer Pluspunkt ist die homogene Betttemperatur. Lokale Temperaturspitzen werden durch die dauernde Bewegung in der Wirbelschicht verhindert. Auch die große Bandbreite des einsetzbaren Brennstoffs spricht für die Wirbelschichtfeuerung.

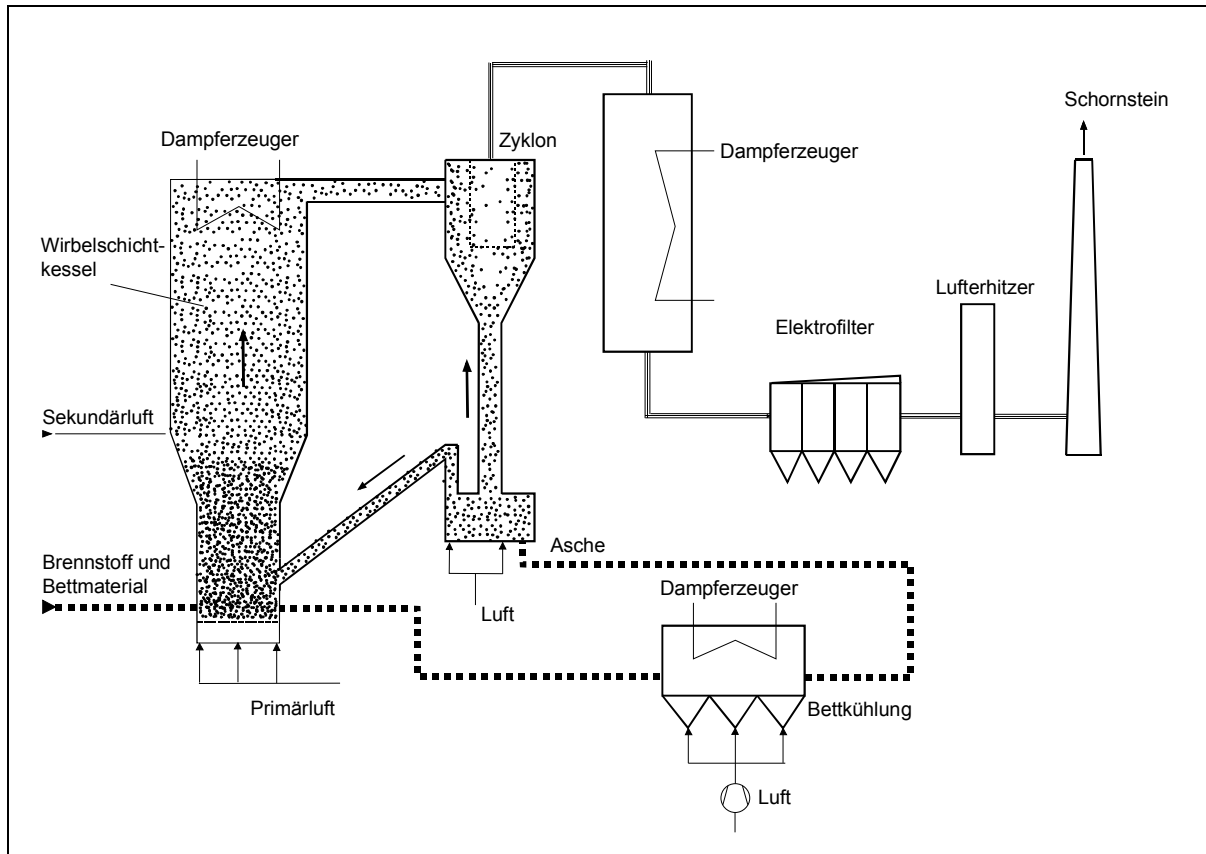


Abbildung 6-2: Zirkulierende Wirbelschicht

Ein großer Nachteil dieser Feuerungsart sind die relativ hohen spezifischen Investitionen. Auch der energetische Eigenbedarf und damit die Betriebskosten liegen deutlich höher, als bei Rostfeuerungen, da durch die Luftgebläse ständig der Feststoff in Bewegung gehalten werden muss. Auch die Entsorgung der Asche kann größere Probleme bereiten, da in der Regel der Kohlenstoffanteil in der Asche höher liegt.

6.1.1.3 Einblasfeuerungen

Bei den Einblasfeuerungen werden relativ feine Späne und Holzstäube (Partikeldurchmesser $< 1\text{ mm}$) verbrannt.

Bei der *Staubfeuerung* können nur Teilchen unter $0,5\text{ mm}$ Kantenlänge eingesetzt werden. Dieser Brenner, der oft als Zusatzfeuerung z.B. bei Rostfeuerungen verwendet wird, arbeitet zumeist mit einer zentrisch angeordneten Zünd- und Stützflamme mit Öl oder Gas. Zur Verbrennung wird ein Gemisch aus Luft und Brennstoff in den Feuerraum geblasen und dort gezündet. Die Einblasung erfolgt z.T. tangential mit Drallströmung, z.T. differenziert in einen Kernstrom mit Primärluft-Brennstoff-Gemisch und einem Mantelstrom mit Sekundärluft. Die Vergrößerung der spezifischen Reaktionsflächen verbessert die Verbrennungsbedingungen, weshalb ein Großteil des Feststoffs bereits im Flug verbrannt wird. Für nicht ausgebrannte Brennstoffteilchen muss ein Rost vorhanden sein, dem zusätzlich Sekundärluft zugeführt wird.

Staubbrenner finden sich vornehmlich bei direkt beheizten Späne- und Fasertrocknern in der Holzwerkstoffindustrie. Als Brennstoff dienen dabei die Schleif- und Siebstäube aus der Produktion [VDI 3462].

6.1.1.4 Sonstige Feuerungsarten

Bei der *Schleuderrad-Feuerung* (Wurfbeschickung oder Spreader-Stoker) werden das Prinzip der Einblas- und das der Rostfeuerung miteinander kombiniert: Durch Einbringen von fein- bis mittelstückiger Holzteile mittels eines Schleuderrades werden die Feianteile bereits im Flug verbrannt, ohne den größeren Stücken weite Ausbrandwege zu verbauen. Eingesetzt werden diese Feuerungen vorwiegend im Handwerk und in Betrieben der Möbelindustrie, wo Produktionsabfälle mit bis zu 60% Feuchte und bis zu 50 mm Kantenlänge verwertet werden können. Der Leistungsbereich liegt bei 250 kW bis etwa 70 MW_{th}.

6.1.1.5 Zukunftstechnik: Vergasung von Holz zur Stromproduktion

Bei der Vergasung wird aus dem Feststoff Holz durch Zugabe eines Oxidationsmittels unter Sauerstoffmangel ein brennbares Schwachgas erzeugt. Dieses Gas wird in einem weiteren Schritt zumeist in Gasmotoren zur Stromerzeugung verwendet.

Die Vorgänge während der Vergasung können in die Schritte

- Erwärmung und Trocknung des Holzes
 - Entgasung unter Luftmangel
 - partielle Oxidation des Holzes und partielle Reduktion der Oxidationsprodukte (CO₂ und H₂O zu CO und H₂) und zugleich Vergasung der Holzkohle zu CO
- eingeteilt werden.

Als Oxidationsmittel kann Luft, reiner Sauerstoff oder Wasserdampf verwendet werden, wobei mit letzterem zugleich eine Energiezufuhr verbunden ist.

Die Zusammensetzung des entstehenden Gases hängt von den jeweiligen Prozessbedingungen ab. Bei hohen Temperaturen wird z.B. ein hoher Anteil an Kohlenmonoxid und Wasserstoff produziert, während bei hohen Drücken vor allem Methan entsteht. Bei der Verwendung von Dampf entsteht zum Großteil Wasserstoff durch die heterogene Wassergasreaktion.

Der Wirkungsgrad der Vergasung wird an dem Energieinhalt des entstandenen Schwachgases gemessen. Beeinträchtigt wird dieser Wirkungsgrad durch unvollständige Konversion, durch die außerdem noch schwerflüchtige und feste Kohlenwasserstoffverbindungen in das Gas gelangen, durch Wärmeverluste im Reaktor und durch die fühlbare Wärme des produzierten Schwachgases.

Die Vergasung kann im Gleichstrom oder Gegenstrom in Festbettvergasern oder aber in Wirbelschichtvergasern stattfinden.

Probleme bereiten bei Festbettvergasern vor allem die hohen Temperaturen im Festbett, die strengen Anforderungen an die Abmessungen des Brennstoffs – welche zur besseren Durchströmbarkeit des Festbetts nötig sind – und die hohen Anteile an hochmolekularen Kohlenwasserstoffen im entstehenden Schwachgas.

Wirbelschichtvergaser können als stationäre oder zirkulierende Wirbelschichtreaktoren ausgeführt sein. Wie auch bei der Wirbelschichtfeuerung werden Feststoffe und Gase gut durchmischt und die einzelnen Schritte der Vergasung finden hier simultan statt. Als Bettmaterial wird auch hier inertes Material wie Sand, oder auch katalytische Substanzen zur Minderung der Teeranteile im Produktgas verwendet. Wirbelschichtvergaser können auch unter hohem Druck betrieben werden, was z.B. für die nachfolgende Nutzung der Gase in Gasturbinen den Vorteil hat, dass der erforderliche Druck bereits vorhanden ist. Zudem sind kleinere Anlagen möglich. Nachteile der Wirbelschichtvergaser sind höhere Investitionen und Betriebskosten welche den Vorteil des höheren Wirkungsgrades wieder mindern.

Für die Verwendung der entstehenden Schwachgase in Gasmotoren oder Turbinen müssen diese vor allem von den kondensierbaren organischen Substanzen, aber auch von Partikeln, alkalischen Komponenten, Schwefel- und Chlorverbindungen gereinigt werden. Diese Gasreinigung ist meist sehr aufwendig und störanfällig, z.B. durch die Gefahr der Vergiftung der Katalysatoren bei katalytischer Reinigung. Dies hat dazu geführt, dass die bislang entwickelten Anlagenkonzepte mit zu großen technischen Unsicherheiten behaftet waren, um in größeren Anlagen getestet zu werden.

Gute Ergebnisse lieferte dagegen die Mitverbrennung der entstehenden Gase als zusätzliche Brennstoffe in bestehenden Kohlefeuerungen. Bei dieser Verwendung des Schwachgases entfällt die aufwändige Gasreinigung.

6.1.2 Energieumwandlung

In dem der Feuerung nachgeschalteten Kessel findet der Wärmetausch zwischen dem Rauchgas und dem Wärmeträger statt. Bei der Ausgestaltung der Kessel müssen vor allem die Besonderheiten des jeweils eingesetzten Brennstoffs berücksichtigt werden. Der hohe Gehalt der Abgase einer Holzfeuerung an Fremdstoffen beinhaltet eine erheblich größere Verschmutzungs-, Verschleiß- und Korrosionsgefahr als beim Öl- oder Gaskessel. Als Wärmeträgermedium wird meist Wasser verwendet, das gegebenenfalls verdampft wird. In Einzelfällen kommt auch Thermoöl zum Einsatz [MARUTZKY 2000].

Kraft-Wärme-Kopplungssysteme

Bei der Kraft-Wärme-Kopplung wird mithilfe einer Druckerhöhung bei der Dampferzeugung und nachfolgender Entspannung in einer Dampfturbine oder einem Dampfmotor (jeweils mit Generator) Strom erzeugt. Zur möglichst effektiven Dampfkraftnutzung müssen Druck und Temperatur möglichst hoch liegen. Bei Holzfeuerungsanlagen können Überhitzungstemperaturen von bis zu 450°C gefahren werden, wobei mit steigender Temperatur das Problem der Hochtemperaturchlorkorrosion zunimmt. Die Verdampfungswärme des Dampfes nach dem Kraftprozess kann noch zu Heizzwecken genutzt werden, oder muss in einem luft- oder wassergekühlten Kondensator abgeführt werden.

Bei der Kraft-Wärme-Kopplung mit konventionellem Dampfkreislauf werden Gegen-druckturbinen verwendet – im Gegensatz zu den Kondensationsturbinen, die zur reinen Stromerzeugung eingesetzt werden.

Neuere Entwicklungen sind geschlossene Gasturbinen und Stirling-Motoren. Bei geschlossenen Gasturbinen wird mit einem Hochtemperaturwärmetauscher gearbeitet, der mit dem Rauchgas aus der Holzfeuerung betrieben werden kann. Die Erzeugung elektrischer Energie aus Biomasse mit geschlossenen Gasturbinen ist jedoch noch im Entwicklungsstadium. Das Hauptproblem bei der Umsetzung besteht in der Entwicklung eines geeigneten Hochtemperatur-Wärmetauschers.

Der Stirling-Prozess ist ein Prozess mit hohem thermodynamischen Wirkungsgrad, bei der die Wärme aus der Verbrennung direkt in mechanische Energie umgesetzt wird. Derzeit betriebene Anlagen haben jedoch bedeutend niedrigere Wirkungsgrade, vorwiegend aufgrund von Reibungsverlusten. Daher liegen die aktuellen elektrischen Wirkungsgrade bei unter 25 %. Wird Holz zur Wärmeerzeugung verwendet, so entstehen weitere Probleme aufgrund der hochkorrosiven Rauchgase und der niedrigen Abgastemperaturen (weitere Reduktion des erreichbaren Wirkungsgrads). Die derzeitige Entwicklung konzentriert sich auf Anlagen im Bereich zwischen 5 und 20 MW_{el}.

6.1.3 Mitverbrennung von Biomasse in Kohlefeuerungen

Die Mitverbrennung von Biomasse in Kohlefeuerungen wird meist in Erwägung gezogen, um die Betriebskosten durch den Einsatz des relativ günstigen Ersatzbrennstoffs zu senken. Es bietet noch weitere Vorteile, z.B. durch die Erhöhung des Gesamtwirkungsgrades im Vergleich zu zwei getrennten Feuerungen für Kohle bzw. Holz.

Zur Mitverbrennung von Holz in Kohlestaubfeuerungen muss das Holz auf eine mittlere Teilchengröße von 2-4 mm gemahlen werden. Dabei kann das Holz sowohl in der Kohlemühle mitgemahlen als auch in separaten Einrichtungen zerkleinert werden. Aufgrund des im Verhältnis zur Kohle großen Volumenstroms des Holzes werden bei größeren Biomasseanteilen separate Zerkleinerungseinrichtungen bevorzugt.

In Schmelzkammerfeuerungen wird der Holzstaub entweder bereits mit dem Kohlenstaub vermengt zugeführt oder über einen separaten Brenner verbrannt. In Trockenfeuerungen besteht zudem noch die Möglichkeit, das Holz auf einem zusätzlichen Rost zu verfeuern. Allgemein wird die Mitverbrennung meist eher bei Braunkohlenfeuerungen durchgeführt, da hier die Unterschiede der Heizwert zwischen Holz und Kohle geringer sind.

Die gemeinsame Verbrennung von Kohle und Holz in Wirbelschichtfeuerungen stellt technologisch keinen Unterschied zur alleinigen Verbrennung von Holz oder Altholz dar.

Der Abgasvolumenstrom ändert sich bei der Mitverbrennung nur geringfügig: so ändert sich der feuchte Abgasvolumenstrom je nach Biomasse und Feuchte um maximal ein Prozent bei einem Anteil der Biomasse an der thermischen Leistung bis zehn Prozent [HEIN 96]. Bei Trockenfeuerungen können aufgrund des niedrigeren Schmelzbereichs der Biomasseaschen je

nach Brennstoff verstärkt Probleme durch Verschlackungen im Feuerraum auftreten. Durch den erhöhten Chlorgehalt besonders bei Stroh oder Altholz mit entsprechender Beschichtung oder Behandlung kann es zu erhöhter Hochtemperaturkorrosion an den Heizflächen kommen. Ein weiteres Problem ist die Beschädigung oder Deaktivierung von Katalysatoren - z.B. bei der bei Trockenfeuerungen üblichen High-Dust-SCR - durch die erhöhten Alkali- und Erdalkalibestandteile und Phosphorverbindungen in den Biomasserauchgasen. Hierdurch kann der Katalysator „vergiftet“ werden oder auch die Poren der aktiven Katalysatorzellen verstopft werden [HEIN 96].

Die Emissionen der Hauptschadgase SO_2 und NO_x werden durch die Mitverbrennung von Biomassen im Roh-Rauchgas gemindert oder bleiben etwa gleich. Durch den geringeren Schwefelgehalt der Biomassen wird die Rauchgasentschwefelung entlastet. Trotz des höheren Gehalts an Stickstoff in Biomassebrennstoffen bleiben die NO_x - Emissionen im Rohgas gleich. Obwohl zum Beispiel für Stroh der auf den Heizwert bezogene Brennstoffstickstoff in der gleichen Größenordnung wie für Kohle liegt, verursacht die höhere Freisetzung von Pyrolyseprodukten und flüchtigen Stickstoffverbindungen eine geringere Stickoxidbildung [HEIN 96]. Bei nicht ausreichender Aufmahlung bzw. zu geringer Verweilzeit des Biomasse-Brennstoffs im Feuerraum können die CO - Emissionen ansteigen. Insgesamt bleiben bei Großfeuerungsanlagen die Emissionen im Großen und Ganzen gleich, da die Emissionsänderungen durch Nachregelung der Betriebsparameter aufgefangen werden können.

Probleme können für die Vermarktung der Aschen auftreten, da durch die Verbrennung von Biomassen ein erhöhter Anteil an Alkaliverbindungen und Unverbranntem auftreten können [HEIN 96].

Als wirtschaftlich erweisen sich besonders solche Projekte, bei denen mit möglichst geringem Umrüstungsaufwand – z.B. ohne separate Zerkleinerungseinrichtungen oder separate Lagerung - Holz mitverbrannt werden kann.

6.1.4 Emissionsminderungstechniken

Bei der Verbrennung von Holz entstehen drei Gruppen von Emissionen: Die Emissionen aus vollständiger Verbrennung (CO_2 , H_2O , NO_x), Emissionen aus unvollständiger Verbrennung (CO , Kohlenwasserstoffe, Ruß, etc.) und Emissionen aufgrund von mit dem Brennstoff eingetragenen Substanzen (SO_2 , NO_x , HCl , Schwermetalle, Feinpartikel PM_{10}).

6.1.4.1 Primärmaßnahmen

Primärmaßnahmen zur Emissionsminderung zielen vor allem darauf ab, einen möglichst vollständigen Ausbrand zu schaffen. Einen verbesserten Ausbrand kann man durch Optimierung der Feuerraumtemperaturen ($> 800^\circ\text{C}$), Gewährleistung einer ausreichenden Verweilzeit der Rauchgase im Bereich hoher Temperaturen (mindestens 2 Sekunden bei 800°C) und Optimierung der Durchmischung zwischen Verbrennungsluft und Rauchgas

erreichen. Dazu müssen sowohl die Ausgestaltung des Brennraumes, als auch Luftzufuhr und Brennstoffzufuhr auf die jeweiligen Bedingungen angepasst sein. Wichtig ist auch eine Optimierung der Regelung im Betrieb. Für vollständigen Ausbrand werden in manchen Fällen auch Additive, meist Oxidationskatalysatoren, dem Brennstoff zugefügt. Zur Überprüfung der Güte des Ausbrands werden die CO-Emissionen gemessen.

Aufgrund der vergleichsweise niedrigen Verbrennungstemperaturen werden die Stickoxide bei Holzfeuerungen vorwiegend aus Brennstoff-Stickstoff gebildet. Die wichtigsten Parameter für die NO_x-Bildung sind dabei der Stickstoffgehalt des Brennstoffs, die Sauerstoffkonzentration im Brennraum und in der Ausbrandzone sowie die Ausbrandqualität der Rauchgase. Das größte Minderungspotential besteht daher durch den Einsatz einer gestuften Verbrennungsluftzufuhr, bei der im Brennraum leicht understöchiometrisch gefahren wird, um in der Ausbrandzone mittels Sekundärluftzufuhr überstöchiometrisch einen optimalen Ausbrand zu erhalten. Bei Verbrennung von naturbelassenen Hölzern kann so eine Emissionsreduktion von bis zu 50 % erreicht werden, bei Altholz mit hohem Stickstoffgehalt können die Emissionen um bis zu 75 % reduziert werden.

Die durch Abgasrezirkulation erreichbare Temperatursenkung hat bei gleicher Ausbrandqualität nur einen geringen Einfluss auf die NO_x-Emissionen, das Minderungspotenzial liegt dabei bei ca. 10% [MARUTZKY 2000].

Primärmaßnahmen zur Minderung von Dioxin-/Furan-Emissionen (PCDD/F) zielen vor allem darauf ab, die zur De-novo-Synthese dieser Substanzen nötigen Bedingungen zu vermeiden. So können die zur Bildung von PCDD/F nötigen Temperaturen von 250°C bis 450°C vermieden werden, indem das heiße Rauchgas durch Quenchen diesen Temperaturbereich sehr schnell durchläuft und die Elektroabscheider bei unter 220°C betrieben werden. Des Weiteren kann die PCDD/F-Synthese verhindert werden, indem die Mengen der Vorläufersubstanzen reduziert werden. Durch einen möglichst geringen Anteil an Chlorverbindungen im Brennstoff und möglichst guten Ausbrand werden die zur Synthese erforderlichen Mengen an Chlor und organischen Verbindungen minimiert.

6.1.4.2 Sekundärmaßnahmen

Sekundärmaßnahmen werden bei Holzfeuerungen vorwiegend zur Minderung der Staubemissionen eingesetzt und wenn die Primärmaßnahmen zur Reduktion der Stickoxidemissionen nicht ausreichen.

Partikelabscheider

Partikel aus der Holzfeuerung können durch Zyklone, Elektroabscheider, Gewebefilter oder Nassabscheider, z.B. Wäscher aus dem Rauchgas abgeschieden werden. Nassabscheider werden bei Holzfeuerungen nur in Ausnahmefällen eingesetzt, etwa wenn aus Platzgründen ein Elektroabscheider nicht verwendet werden kann. Aufgrund der geringen Bedeutung werden sie hier nicht näher beschrieben.

Die Aufwendungen zur Entstaubung des Rauchgases sind vom Feuerungstyp und insbesondere von der verwendeten Brennstoffart abhängig. Eine Entstaubungseinrichtung, die nach einer Staubfeuerung installiert ist, wird mit annähernd der gesamten im Brennstoff enthaltenen Asche beaufschlagt. Bei einer Rostfeuerung oder Unterschubfeuerung hingegen wird der grobe Ascheanteil direkt aus der Feuerung ausgeschleust und nur die feineren Partikel gelangen in den Staubabscheider. Der im Vergleich zu fossilen Brennstoffen hohe Anteil an Alkali- und Chlorverbindungen im Biomasse-Brennstoff führt zur Entstehung von Salzen (K-, Ca-Salze), die feinste Flugaschepartikel bilden mit aerodynamischen Durchmessern $< 1\ \mu\text{m}$. Der vergleichsweise geringe Anteil an Kohlenwasserstoffen und Ruß aus unvollständiger Verbrennung von etwa 1 Gew.-% der Partikel kann bei schlechten Ausbrandbedingungen oder nicht optimaler Regelung noch erheblich ansteigen.

Nach [GAEGAUF 2000] liegen bei Holzfeuerungen rund 95% der Staubmasse im Bereich der Feinpartikelfractionen bis $0,4\ \mu\text{m}$ Mobilitätsdurchmesser. Die mittleren Korngrößen-durchmesser, die von den unterschiedlichen Staubabscheidern aus dem Rauchgasstrom abgetrennt werden können, sind sehr verschieden. Während mit Zyklonabscheidern nur gröbere Partikel (zwischen $2\ \mu\text{m}$ und $> 1.000\ \mu\text{m}$) abgeschieden werden, können mit Gewebefilter bereits Partikel ab $0,1\ \mu\text{m}$ bis $10\ \mu\text{m}$ und mit Elektroabscheidern Teilchen zwischen $0,01\ \mu\text{m}$ und $10\ \mu\text{m}$ aus dem Abgas entfernt werden [FNR 2000]. Tabelle 6-1 zeigt Partikelgrößenverteilungen im Reingasstaub bei Einsatz unterschiedlicher Abscheider.

Tabelle 6-1: Partikelgrößen im Reingasstaub von Industrieholzfeuerungen [WEESE 1999]

Partikelgröße	$\leq 1\ \mu\text{m}$	$\leq 2,5\ \mu\text{m}$	$\leq 10\ \mu\text{m}$
mit Multizyklon	52 %	70 %	97 %
mit Elektroabscheider	62 %	68 %	88 %
mit Multizyklon und Elektroabscheider	41 %	55 %	80 %
mit Multizyklon und Rauchgaskondensation	95 %	96 %	100 %

Der Entstaubungsgrad eines *Zyklons* hängt wesentlich von der Korngröße, der Partikeldichte, der Zyklongeometrie und dem Volumenstrom, mit dem sich die Gasgeschwindigkeit und der Druckverlust des Zyklons ändern, ab. Die erreichbaren Reingasstaubgehalte hinter Zyklonen von Holzfeuerungen liegen zwischen 100 und $150\ \text{mg}/\text{Nm}^3$. Mit Multizyklonen mit

mindestens fünf in Reihe geschalteten Zyklonen lassen sich zum Teil Konzentrationen unter 100 mg/Nm^3 erreichen.

Elektroabscheider haben einen hohen Abscheidegrad, und es werden allgemein Reingaskonzentrationen zwischen 10 und 50 mg/Nm^3 erreicht werden. Zum Einsatz kommen bei Holzfeuerungen meist Trockenelektroabscheider, während Nass-Elektroabscheider nur in speziellen Fällen angewandt werden. Ein Nachteil von Elektroabscheidern beim Einsatz für kleiner Anlagen liegt darin, dass relativ viel Platz benötigt wird (Bauhöhen um die 10 m).

Der Abscheidegrad von *Gewebefiltern* liegt wie bei den Elektroabscheidern sehr hoch und ist dabei im Gegensatz zu diesen unabhängig vom Volumenstrom, d.h. unabhängig vom Lastzustand der Anlage. Es werden Reingaskonzentrationen von 5 bis 20 mg/Nm^3 erreicht. Für Holzfeuerungen kommen als Filtermaterialien Polyamide, Polyphenylensulfide, Glasfasern oder PTFE (Teflon) in Frage, welche Temperaturen von 150 bis $250 \text{ }^\circ\text{C}$ erlauben. Die untere Temperaturgrenze muss eingehalten werden, um eine Taupunktunterschreitung und somit ein Verstopfen des Filters zu vermeiden.

Weiterhin besteht die Möglichkeit durch Sorptionsmittelzugabe saure Rauchgasbestandteile, Schwermetalle oder PAK und PCDD/F abzuscheiden [FNR 2000]. Bei dieser Trockensorption werden die Sorptionsmittel in den Rauchgasstrom eingedüst, reagieren zum Teil bereits in der Flugphase, vor allem aber nach Abscheidung an den Gewebefiltern mit den Rauchgasbestandteilen. Als Adsorbentien kommen für saure Abgasbestandteile (SO_2 , HCl , HF) z.B. Calciumhydroxid oder Calciumsilikat; für die Adsorption von Schwermetallen und PAK oder PCDD/F z.B. Aktivkohle in Frage [MARUTZKY 2000]. Angewandt wird diese Technik jedoch nur bei Verbrennung behandelter Hölzer oder Holzwerkstoffe in großen Anlagen.

Bei feuchten Brennstoffen können zur Wärmerückgewinnung eingesetzte *Rauchgaskondensationsanlagen* auch zur Partikelabscheidung, gegebenenfalls in Kombination mit einer nassen Entstaubung, genutzt werden. Die Rauchgase werden in einem Multizyklon vorgereinigt, und anschließend wird der Wasserdampf zur Wärmegegewinnung mittels Einspritzung einer geringen Wassermenge kondensiert. Da die Staubpartikel als Kondensationskeime wirken, werden sie mit dem Kondensat abgeschieden. Hierdurch können Reingasstaubgehalte von 40 mg/Nm^3 erzielt werden. Eine weitere Staubabscheidung durch Elektro- oder Gewebefilter kann somit entfallen. Dieses relativ aufwändige Verfahren sollte nur für sehr feuchte Biomassen über 30% Wassergehalt, vorwiegend für Hackschnitzel eingesetzt werden. Je feuchter der Brennstoff, desto besser ist die Wirtschaftlichkeit des Kondensators. Voraussetzung für den wirtschaftlichen Einsatz ist zudem eine sehr niedrige Rücklauftemperatur (ca. 30°C) im Fern- oder Nahwärmesystem, damit eine möglichst vollständige Kondensation des im Rauchgas enthaltenen Wassers stattfinden kann [FNR 2000].

Maßnahmen zur sekundären NO_x- Minderung

Als Maßnahme zur weiteren NO_x-Reduktion zur Einhaltung von Grenzwerten wird in manchen größeren Holzfeuerungsanlagen die SNCR- Technik angewandt. Diese Maßnahme kann notwendig werden, wenn durch den Einsatz von Spanplatten oder Faserplatten besonders hohe Einträge von Stickstoff mit dem Brennstoff zu erwarten sind. Die Reduktionsreaktion findet jedoch nur in einem Temperaturfenster zwischen 850 und 950 °C statt, weshalb das Reduktionsmittel meist oberhalb des Brennraums eingedüst wird. Mit SNCR lassen sich Minderungen der NO_x- Emissionen von bis zu 50 % erreichen. Um einen Ammoniak oder Harnstoff-Schlupf zu vermeiden, müssen die Substanzen exakt dosiert werden. Zudem ist für einen ausreichenden Umsatz auf die Einhaltung der erforderlichen Verweilzeiten zu achten. Um dies zu erreichen, werden z.T. zusätzliche Umlenkungen in den Rauchgasweg eingebaut.

Die selektive katalytische Reduktion (SCR) wird dagegen nur selten für Holzfeuerungen eingesetzt. Hierbei kann die Umsetzung mit Hilfe von Katalysatoren bereits bei Temperaturen zwischen 200 und 450°C stattfinden.

Sekundärmaßnahmen zur Entstickung sind für Holzfeuerungen derzeit nur bei Großfeuerungsanlagen (> 50 MW_{th}) Stand der Technik, während sie bei kleineren und mittleren Holzfeuerungen weder wirtschaftlich noch technisch ausgereift sind [MARUTZKY 1999].

6.1.5 Verwertung bzw. Entsorgung der festen Rückstände

Steigende Entsorgungskosten und rechtliche Rahmenbedingungen, wie die Einführung des Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetzes von 1996 legen seit langem den Gedanken nahe, die Holzaschen zu verwerten. Aufgrund der physikalischen Beschaffenheit und des Nährstoffgehalts sind prinzipiell folgende Verwertungswege möglich [MARUTZKY 1999]:

- Zusatz zu mineralischen Baustoffen
- Einsatz als Bodenverbesserungs- oder Düngemittel
- Kofferungsmaterial im Wege- und Straßenbau
- Streumaterial im Winter
- Schleif- und Strahlmittel
- Industrielle Verwertung, zum Beispiel Neutralisation oder Adsorption
- Füllstoff im Bergversatz

Wichtige Kriterien für den Einsatz der festen Rückstände in den unterschiedlichen Bereichen - aber auch für die Beseitigung kontaminierter Aschen - sind außer dem Nährstoffgehalt noch der Gehalt an Schadstoffen, das Eluierverhalten, das Schmelzverhalten und eventuell nötige Behandlungsverfahren zur Immobilisierung der enthaltenen Schadstoffe.

6.1.5.1 Verwertung der Holzaschen in Land- und Forstwirtschaft

Für den Einsatz von Düngern in der Landwirtschaft oder Kalk in der Forstwirtschaft ist jeweils die Beschaffenheit und der Nährstoffbedarf der vorhandenen bzw. angebauten Bäume und Pflanzen relevant.

Eignung der Aschen

Aufgrund der Versauerungserscheinungen bei Waldböden können Calciumoxid-Zugaben zusätzlich zugegeben werden, um zur Säurepufferung beizutragen [ZOLLNER 1997]. Von der Forstlichen Versuchsanstalt Freiburg (FVA) wurden Vorgaben für *Mindestmengen an Nährstoffen* für Dünger entwickelt. Danach müssen mindestens 12 Gew.-% Magnesiumoxid (MgO), 6 Gew.-% Kaliumoxid (K₂O) und 3 Gew.-% Phosphorpentoxid (P₂O₅) enthalten sein, um die Asche sinnvollerweise als Dünger verwenden zu können. Daneben sind in kalkhaltigen Düngern i.d.R. etwa 30 Gew.-% Kalziumoxid enthalten.

Somit eignen sich die Aschen relativ gut zur Verwendung gegen Versauerungserscheinungen von Waldböden. Probleme bereitet jedoch bei allen Sortimenten die Einhaltung des Richtwertes für Magnesiumoxids. Lediglich Holzaschen aus der Verbrennung von Waldholz führen annähernd zu dem geforderten Gewichtsanteil des Minerals. Aufgeteilt nach den jeweiligen Anfallsorten der Aschearten in der Feuerungsanlage ergibt sich ein ähnliches Bild : auch bei diesem Vergleich zeigen sich für Holzaschen aus Waldholz größere Anteile an für die Düngung des Bodens wertvollen Mineralien. Auch hier wird jedoch der von der FVA geforderte Mindestwert für MgO nicht erreicht. Betrachtet man jedoch die anderen Komponenten, so erscheint die Grobasche zur Nutzung des Nährstoffgehalts am geeignetsten, da hier auch der Kalziumoxidanteil hoch genug ist.

Auch für den Einsatz als Sekundärrohstoffdünger auf landwirtschaftlichen Produktionsflächen ist der Gehalt an Nährstoffen in der Asche dem Nährstoffbedarf der jeweils angebauten Pflanzensorten gegenüber zu stellen. Dabei könnten die Aschen einer Düngermischung untergemengt werden, z.B. als Ersatz für die Kalk- oder Kaliumkomponente. Problematisch beim Einsatz könnte eventuell die Überschreitung von in der Düngemittelverordnung vom 4.8.1999 (BGBl.I 1999 S. 1758) angegebenen maximalen Werten für Phosphat (0,5 Gew.-% TS) und Kaliumoxid (0,5 Gew.-% TS). Stoffe, deren Gehalte diese Werte übersteigen, und die „nicht nur in geringen Mengen zur Aufbereitung organischen Materials oder in geschlossenen Systemen eingesetzt werden (...) dürfen nicht als Stoffe nach §1 Nr. 3 bis 5 (Kalidünger, Kali- und Magnesiumdünger, Calcium-, Magnesium-, und Schwefeldünger, Sekundärnährstoffdünger) des Düngemittelgesetzes gewerbsmäßig in den Verkehr gebracht werden“ [UMWELT-ONLINE 2000]. Das Gesetz gilt jedoch nicht für Forstflächen und in Gewächshäusern genutzte Flächen.

Problematisch können die hohen *Schwermetallgehalte der Aschen* werden, wenn diese als Sekundärrohstoffdünger eingesetzt werden. Bei Ausbringung im Wald bedenklich ist die Tatsache, dass sich hier Schadstoffe in Gebieten anreichern, in denen eine Vielzahl der Trinkwassergewinnungsgebiete in Deutschland liegen [ZOLLNER 1997].

Bei den Aschegemischen, die aus Grobasche, Flugasche und Feinstflugasche bestehen, zeigt sich ein im Vergleich zu den Grenzwerten der Düngemittelverordnung zu hoher Gehalt an Zink und Cadmium. Keine der bei einem Mitverbrennungsversuch für externe Biomassen untersuchten Ascheproben dürfte also als Düngemittel gewerblich in den Umlauf gebracht werden. Bei der Betrachtung der einzelnen Aschefraktionen zeigt sich jedoch ein anderes Bild. Die Grobaschen aus der Verbrennung von naturbelassenen Hölzern und Waldholzhackschnitzeln halten zum Großteil die Grenzwerte der Düngemittelverordnung und zum Teil auch die Vorsorgewerte der Bundes-Bodenschutz-Verordnung ein. Aschen aus der thermischen Verwertung von Gebrauchtholz und mit Holzschutzmitteln behandeltem Material können jedoch auch bei den Grobaschen nicht die Anforderungen für die landwirtschaftliche Nutzung einhalten.

Durch die Anlagerung der Schwermetalle an feine Partikel im Abgasstrom ist die Schadstoffbelastung der Flugaschen und Feinstflugaschen selbst bei unbehandelten Hölzern und Waldholz meist zu hoch für einen Einsatz als Düngemittel oder Bodenverbesserer.

Die Schwermetallbelastung der Waldböden ist bereits durch jahrelange Einträge, vor allem über den Luftpfad, auf einem hohen Niveau. Die bayrische Waldbodeninventur zeigt zum Beispiel erhöhte Werte an Blei, Cadmium, Zink, Kupfer und Nickel [ZOLLNER 1997]. Daher ist in der Bundes-Bodenschutz-Verordnung das Konzept der „Frachten“ festgelegt, das bestimmt, dass über die jährlichen unvermeidbaren Schwermetalleinträge z.B. über den Luftpfad hinaus nur gewisse Mengen dem Boden zusätzlich zugeführt werden dürfen. Ein Vergleich der Verhältnisse in Wingst, im Harz und in Solling zeigt, dass bei Ausnutzung der maximalen zusätzlichen Fracht zwischen 1 und 6 t/ha (bei ein- bis zweimaliger Ausbringung pro Umtriebszeit) nach der Bundes-Bodenschutz-Verordnung vertretbar sind [ZOLLNER 1997]. Des weiteren ergab eine Bilanz über die mit Holzernte und Holzascheausbringung ein- und ausgetragenen Schwermetallmengen, dass bei Ausbringung lediglich der Grobaschen, durch den geringen Schwermetallgehalt dieser Fraktion insgesamt die Schadstoffbelastung des Waldes abnehmen müsste [ZOLLNER 1997].

Die Anteile an *organischen Schadstoffen* kann zur Begrenzung der Ausbringmengen bei landwirtschaftlicher oder forstwirtschaftlicher Nutzung der Aschen führen. Aus den Grenzwerten der Klärschlammverordnung von 1992 lassen sich z.B. nach [RÖSCH 1996] maximal mögliche Ausbringmengen von Grobasche aus der Verbrennung von naturbelassenem Holz zwischen 12 und 33 t TS/ha*a und von Flugasche zwischen 9 und 26 t TS/ha*a errechnen. Diese Werte sind so hoch, dass sich zumindest für naturbelassenes Holz aus den Grenzwerten keine Einsatzbeschränkung ergibt. Anders sieht die Rechnung jedoch bei Althölzern und Holzwerkstoffen aus, die neben höheren Schwermetallanteilen auch z.T. erheblich höhere Gehalte an organischen Schadstoffen aufweisen.

Für die Ausbringung auf Waldböden sind die aggressiven *Branntkalkeigenschaften* der Holzaschen nicht unproblematisch. Die Organismen der Humusschicht sind optimal an das jeweils vorliegende chemische Milieu angepasst, weshalb eine rasche, starke Veränderung durch Ausbringung der reinen Aschen das Gleichgewicht empfindlich stören kann.

Untersuchungen haben gezeigt, dass eine Anhebung der Bodenreaktion die Umsetzungsprozesse der organischen Substanz im und auf dem Boden so stark fördern kann, dass Nährstoffverluste auftreten und Beeinträchtigungen der Qualität der Sickerwässer eintreten können [ZOLLNER 1997]. Bei Lagerung der Holzaschen im Freien reagieren diese jedoch mit dem Kohlendioxid der Luft und bilden dabei Karbonate. Dadurch werden die Branntkalkeigenschaften der Holzasche abgemildert und es werden pH-Werte zwischen 8 und 9 erreicht. Der Gehalt an freien Elektrolyten wird soweit gesenkt, dass die elektrische Leitfähigkeit sich den Waldbodenverhältnissen annähert [ZOLLNER 1997], [VERSCHEURE 1998].

Technik der Ausbringung

Zur Verwertung der Holzaschen müssen diese zunächst zu dem jeweiligen Verwertungsort transportiert und dort von Grobanteilen und Steinen bereinigt werden. Im Fall der Verwendung als Sekundärrohstoffdünger auf dem Feld werden die Aschen zur Vervollständigung des Düngedarfs der Pflanzen mit anderen Düngerbestandteilen vermengt und mit einem Schleuderstreuer auf das Feld ausgebracht.

Die Ausbringungstechnik im Wald ist dagegen u.a. von der Befahrbarkeit der Waldstücke abhängig. Je nach vorhandenen Geräten oder üblicher Kalkungsverfahren kann das Material ebenfalls mit Schleuderstreuern, Verblasegeräten oder mit dem Hubschrauber verteilt werden. Bei der Ausbringung über die Luft ist allerdings zuvor noch ein Granulierschritt nötig, um zu große Verwehungen der Partikel zu vermeiden.

6.1.5.2 Verwertung als Zusatz in Baustoffen, Straßenbelägen, Bergversatzmaterial

Wie die Flugaschen von Steinkohlefeuerungen können auch die Holzaschen als Zuschlagstoffe für mineralische Baustoffe genutzt werden.

Zementwerkstoffen können etwa 10 bis 20 % Asche beigefügt werden, ohne dass die Festigkeit beeinträchtigt würde [MARUTZKY 1999]. Durch die Einbindung der Schadstoffe – vor allem der Schwermetalle – in die Zementmatrix werden diese immobilisiert. Die jeweilige Schadstoffmenge in der Holzasche spielt daher eine untergeordnete Rolle [MARUTZKY 1999].

Für eine Zulassung von Zement oder Beton mit Holzaschenanteilen ist eine Zulassung durch das Deutsche Institut für Bautechnik DIBt erforderlich [SCHNEIDER 1997]. Für Flugaschen aus Steinkohleverbrennung wurden 1996 in der Richtlinie zur „Verwendung von Flugasche nach DIN EN 450 im Betonbau“ chemische und physikalische Anforderungen festgelegt (s. Tabelle 6-2).

Tabelle 6-2: Stoffliche Anforderungen an Steinkohlenflugaschen nach DIN EN 450 [SCHNEIDER 1997]

	Eigenschaft	Anforderung
chemische Anforderungen	Glühverlust	≤ 5,0 Gew.-%
	Choridgehalt	≤ 0,10 Gew.-%
	Schwefeltrioxid	≤ 3,0 Gew.-%
	freies Calciumoxid CaO	≤ 1,0 Gew.-%
	freies CaO mit Prüfung der Raumbeständigkeit	≤ 2,5 Gew.-%
physikalische Anforderungen	Feinheit R-% bei 0,045mm	≤ 40 Gew.-%
	max. Abweichung vom Mittelwert der Feinheit	± 10 Gew.-%
	Aktivitätsindex nach 28 Tagen	≥ 75 %
	Aktivitätsindex nach 90 Tagen	≥ 85 %
	Raumbeständigkeit	≤ 10 mm
	Kornrohddichte, Mittelwert	± 150 kg/m ³

Auch wenn die Verhältnisse für Aschen aus Biomasseverbrennungen nicht direkt mit den Steinkohleflugaschen vergleichbar sind (v.a. bezüglich der Schwermetallgehalte), zeigt jedoch z.B. der Wert für den Glühverlust von 5 Gew.-%, dass Holzaschen in der Regel nicht ohne weitere Aufbereitungsschritte verwertbar sein dürften. Da bisher noch keine Erfahrungen über die Beimengung von Holzaschen zu Zement oder Beton vorliegen, wären umfangreiche Untersuchungen über die Auswirkungen auf den Baustoff Zement/Beton und über Umweltverträglichkeit nötig [EFFELS 2000]. Angesichts der meist relativ geringen Mengen erscheint die Verwertung als Zuschlagstoff in Zement oder Beton daher derzeit nicht wirtschaftlich.

Für den Einsatz als Bergversatzmaterial müssen die Aschen gewisse Kriterien erfüllen, um sicherzustellen, dass auch langfristig bei eintretendem Grubenwasser keine Umweltgefährdung besteht. Derzeit werden allgemein vier verschiedene Einbringungsverfahren im Versatz-Bergbau angewandt [WALBAUM 1998]:

- *offene Handhabung* von erdfeuchtem Material: Das Material wird auf Bändern in die Gruben transportiert, auf Transportfahrzeuge umgeladen und direkt in den Abbauhohlräumen abgekippt
- *Spülversatz*: In einer Mischanlage wird der Abfall mit der Transportflüssigkeit versetzt (bergwerkseigene Sole) und in Falleleitungen und Rohrleitungsnetzen in den

Abbauhohlraum geführt. Das Versatzgut sedimentiert, während die Spülflüssigkeit in ein Sammelbecken abfließt und wieder nach übertage gepumpt wird.

- *Pumpversatz*: Das dickflüssige Abfall- Flüssigkeitsgemisch wird in den Hohlraum gefördert und bindet dort ab. Durch den sich aufbauenden Druck in der Schachtleitung sind keine zusätzlichen Pumpstationen nötig, um das Material zum Versatzort zu fördern [ZILLESSEN 1995]. Es entsteht dabei keine Überschussflüssigkeit und die Schadstoffe werden in eine Matrix fest eingebunden.
- *Big Bag- Versatz*: Die Abfälle (Schüttgüter ≤ 50 mm Korngröße) werden in einer Konditionierungsanlage aufbereitet und in Big Bags gefüllt. Diese werden nach Aushärtung des Materials mittels Förderkorb nach untertage gebracht und in den zu verfüllenden Hohlräumen eingestapelt. Die Hohlräume zwischen den Big Bags werden mit Feinsalz oder hydraulischem Versatz gefüllt.

Für die Verwertung nicht abbindender Reststoffe kommen vor allem der Pumpversatz und Big-Bag-Versatz zum Einsatz. Dabei werden die Aschen mit abbindenden Materialien versetzt, wie z.B. Zemente und in geringerem Umfang auch REA-Gips oder Alphahalbhydrat [ZILLESSEN 1995].

Die derzeitige Praxis der Verwertung von Abfällen als Bergversatz in Hohlräumen ehemaliger Salz-, Erz- und Kohlebergwerke ist nicht unumstritten [ZADLER 1998], [STENGLER 2000], [BMU 1999], [UMWELTSERVICE 2000]. Kritikpunkte liegen bei der Verbringung in Erz- und Kohlebergwerke, bei der allgemein langfristig der Kontakt mit dem Grundwasser nicht ausgeschlossen werden kann und die bisher in Deutschland vorherrschende Einstufung des Bergversatzes als Verwertung. Zudem werden die rechtlichen Vorschriften zur Zeit in den Bundesländer sehr unterschiedlich umgesetzt. Um klare Rechtsvorschriften zu schaffen hat das Bundesumweltministerium eine Bergversatz-Verordnung angekündigt [BMU 1999].

6.1.5.3 Entsorgung auf Deponien

In Tabelle 6-3 sind die für die Entsorgung auf den verschiedenen Deponiearten relevanten Kriterien aufgeführt. Von den Holzaschen werden z.T. die pH- Grenzwerte und Grenzwerte der Eluatgehalte von Cr(IV) für alle drei Deponiearten überschritten. Je nach Beschaffenheit der jeweiligen Aschen ergibt sich also die Notwendigkeit, die Holzaschen zu lagern oder anderweitig zu behandeln, um die Schwermetallverbindungen zu immobilisieren, bevor eine Entsorgung auf Deponien möglich ist.

Tabelle 6-3: Zuordnungswerte für die Ablagerung von Abfällen nach Anhang B der TA Siedlungsabfall (TASie) und Anhang D der TA Abfall [MARUTZKY 1999]

Eluatkriterien	Einheit	TASie Deponieklasse I	TASie Deponieklasse II	TA Abfall, Teil 1 Sonderabfalldeponie
pH-Wert	-	5,5-13	5,5-13	4-13
el. Leitfähigkeit	mS/cm	<10	≤ 50	≤ 100
Blei	mg/l	<0,2	≤ 1	≤ 3
Zink	mg/l	< 2	≤ 5	≤ 10
Cr(VI)	mg/l	< 0,05	≤ 0,1	≤ 0,5
Glühverlust	Gew.-%	<3	≤ 5	≤ 10

6.1.5.4 Sonstige Wege

Ein weiterer möglicher Nutzungsweg ist die Beimischung von Holzaschen zu Biokomposten. Hierdurch wird der Nährstoffgehalt verbessert und der pH-Wert erhöht. Das Problem der geringen Anfallmengen an Holzasche stellt sich hier nicht [MARUTZKY 1999]. Wie bei dem Einsatz als Sekundärrohstoffdünger können jedoch nur von den Schadstoffgehalten her unbedenkliche Verbrennungsrückstände verwendet werden.

In [POHLANDT 1994] wurden außerdem Versuche zum Adsorptionsverhalten der Aschen bezüglich Schwermetallen in Abwässern untersucht. Aufgrund der Gehalte an SiO₂, Al₂O₃ und CaO besitzen die Aschen ein gewissen Adsorptionspotential. Theoretisch einsetzbar sind für diese Anwendung ebenfalls nur die Grobaschen, da möglichst geringe Schwermetallkonzentrationen nötig sind. Dabei besteht bei dieser Aschenfraktion der Nachteil, dass die Korngrößenverteilung relativ grob ist (gemessene mittlere Korngröße z.B. 100µm) und die Grobaschen für die Anwendung als Adsorptionsmittel aufgemahlen werden müssten [POHLANDT 1994]. Die Adsorptionsfähigkeit der Aschen liegt besonders für Cadmium, Cobalt, Kupfer, Nickel und Blei- Ionen auf ähnlich hohem Niveau wie bei Aktivkohle. Ein Hindernis für den Einsatz als preiswerte Alternative zu Aktivkohle ist die Erhöhung des pH-Wertes und des Salzgehaltes durch Aschen.

Für Aschen aus der Verbrennung von mit Holzschutzmitteln belastetem Gebrauchtholz schlägt [POHLANDT 1994] zur Minderung der Schadstoffgehalte und Rückgewinnung der Inhaltsstoffe eine Extraktion vor. Anhand von Extraktionsversuchen mit verschiedenen Lösemitteln wurde nachgewiesen, dass insbesondere die Elemente Kupfer und Chrom gut aus den Aschen extrahierbar sind. Zur vollständigen Rückgewinnung müssen die Metalle aus dem Extraktionsmittel abgeschieden werden, während die teilweise von Schadstoffen abgereicherten Aschen weiterhin beseitigt werden müssen. Aufgrund der geringen Mengen an Asche aus einheitlich belasteten Althölzern und der preiswerteren Deponierungsmöglichkeiten wird ein solches Verfahren zur Zeit nicht in der Praxis angewandt.

Ein Verfahren zur Reduzierung der erhöhten Chrom-VI- Gehalte zu Chrom-III könnte auch in der Zugabe von Holzaschen in den Faulturn von Kläranlagen bestehen [KOLB 1998]. Im Faulturn findet eine anaerobe Fermentation statt. Durch die Bildung von Merkaptanen, Schwefelwasserstoff und Fe-II- Verbindungen herrschen reduzierende Bedingungen, die zum Abbau von Chromat zu Chrom-III führen. Als problematisch könnte sich dabei lediglich die Toxizität hoher Chromatgehalte für die Mikroorganismen erweisen. Schädlichkeitsschwellen für E.coli und Methanbakterien liegen bei 0,7 mg/l bzw. 1,5 mg/l Cr(VI). In [KOLB 1998] wurden Versuche bei 0,3 mg/l und 0,8 mg/l Cr(VI)- Ausgangskonzentration in der Fermentationslösung durchgeführt. Trotz der Überschreitung der Schädlichkeitsschwelle wurde in beiden Fällen die Cr(VI)- Konzentration innerhalb von 7 Tagen auf unter die Nachweisgrenze (0,05 mg/l) reduziert. Zu untersuchen ist dabei noch, inwiefern der Chromat- Gehalt der Klärschlämme dabei ansteigt bzw. in welchen Mengen die Holzaschen zugegeben werden können.

6.1.6 Verbrauchs- und Emissionswerte

Angaben hierzu sind in den Beschreibungen der Einzelanlagen enthalten (Abschnitte 6.2.1 und 6.2.2).

6.2 Einzelanlagen- bzw. Einzeltechnikbeschreibungen

Die nachfolgend aufgeführten Anlagenbeispiele entstammen der Erhebung des Umweltbundesamtes mittels Fragebögen.

6.2.1 Beispiel: Spreader-Stoker-Anlage mit Rest- und Altholz als Hauptbrennstoff

Beschreibung

Die hier behandelte Spreader-Stoker Technik wird anhand nahezu identischer Anlagenbeispiele in drei deutschen Spanplattenwerken erläutert. In Tabelle 6-4 sind die wesentlichen Leistungsparameter der drei Feuerungen aufgeführt. Die Anlagen dienen vor allem zur Entsorgung der anfallenden Holzreste und Schleifstäube und zur Deckung des Wärmebedarfs der Spanplattenproduktion. Diese sichert eine kontinuierliche, hohe Nachfrage.

Tabelle 6-4: Daten und Leistungswerte der drei Anlagenbeispiele

Anlagenbeispiel	I	II	III
Jahr der Inbetriebnahme	1994	1997	2000
Feuerungswärmeleistung [MW]	50	73,5	57,7 MW (Rost, davon maximal 28 MW von Holzstaub-brennern) + 6,7 MW (Thermoölkessel: Holzstaub + HEL)
el. Leistung brutto [MW]		16,6 (Maximal) 11 (Jahres-durchschnitt, netto)	13,3
Verfügbarkeit	Reisezeiten > 5.000 h, Verfügbarkeit 99,8 %	Reisezeiten > 5.000 h	Reisezeiten > 5.000 h
maximale Wärmeleistung [MW]		63	35 + 6,7
Brennstoffnutzungsgrad, brutto [%]		96,6 max.	ca. 85 %
Frischdampfparameter		450 °C, 67 bar	455 °C, 70 bar
Hauptbrennstoffe	Produktionsreste, Altholz, Bahnschwellen, usw.		

Die folgende Technikbeschreibung gilt für alle drei Anlagenbeispiele, soweit nicht anders spezifiziert. Bei der Spreader-Stoker Technik handelt sich um eine luftgekühlte Wanderrostfeuerung, bei der über ein Einblas-Wurfbeschickungssystem stückige Brennstoffe gleichmäßig auf die Rostfläche verteilt werden. Während die größeren Teile gleichmäßig in einem Festbett auf dem Rost brennen, zünden die feineren Fraktionen in einem Schwebebett deutlich abgegrenzt darüber im Feuerraum (dies gilt für etwa 50 % des Brennstoffs). Dies schafft gute Ausbrandbedingungen und Verweilzeiten von vier bis fünf Sekunden. Die Luftzahl kann somit klein gehalten werden (O_2 -Gehalt im Rohgas < 3 %), wodurch die NO_x -Bildung reduziert wird.

Die Bildung des Schwebebetts wird ermöglicht durch Brenngasgeschwindigkeiten, wie sie auch in Wirbelschichtanlagen auftreten. Die Ausbildung des Schwebebetts bedeutet weiterhin eine Brennstoffstufung, wodurch die Low- NO_x -Fahrweise unterstützt wird. Auch die niedrige Maximaltemperatur von 1.250 °C trägt hierzu bei.

Die Luft wird zur Hälfte über den Düsenboden zugeführt, die andere Hälfte wird mit hohem Druck über Düsen an den Wänden eingeblasen. Dadurch wird eine gestufte Verbrennung mit Unterstöchiometrie am Boden und gleichzeitig eine hohe Turbulenz erzielt.

Die Spreader-Stoker Anlage hat in einem sehr breiten Brennstoffband eine intensive und warme Verbrennung, die durch kontrollierte Einmischung von rezirkuliertem Rauchgas auf dem optimalen Temperaturniveau gehalten werden kann. Die ideale adiabatische Feuerraumtemperatur zur gleichzeitigen Minimierung von CO und NO_x liegt bei 1.300 – 1.400°C. Die tatsächliche Temperatur liegt etwa 150°C darunter. Eine Auskleidung der Wände mit Mauerwerk zur thermischen Isolierung ist nicht notwendig, wodurch auch die Schlackebildung verhindert wird und lange Reisezeiten (> 5.000 h) erreicht werden.

Für die Verbrennung von Schleifstaub sind in Anlage III 4 Staubbrenner mit Ringbrenndüsen mit einer maximalen Feuerungswärmeleistung von 28 MW installiert. Diese können auch mit Heizöl EL betrieben werden.

Die Wärme wird vor allem zur Trocknung der Holzspäne eingesetzt. In Anlage II werden bis zu 26 t/h Späne in rotierenden Trommeln getrocknet, d.h. der Wassergehalt wird von 60 – 100 % auf ca. 2 % reduziert. Die Trocknung erfolgt indirekt über 180°C heiße, dampfbeheizte Rohrbündel. Weiterhin wird die Wärme über 240°C warmes Thermoöl zur beheizten Endpresse geleitet und dient dort zur Trocknung und zur Verfestigung der Platten. Hierbei entsteht ein Gemisch aus Luft, Wasser und Ausgasungsbestandteilen, welches als Verbrennungsluft der Feuerung zugeführt wird und 30 % der benötigten Kesselluft bereitstellt. Diese Auslegung ermöglicht hohe Brennstoffausnutzungsgrade und eine Nachverbrennung der Emissionen aus der Trocknung. Auch die Abluft aus der Spänetrocknung wird zum Teil dem Kessel zugeführt.

Alle Anlagen sind zur Einhaltung der Staubgrenzwerte mit einer Schlauchfilteranlage ausgerüstet. Anlage III ist zusätzlich mit einer SNCR-Einrichtung ausgestattet. Als Reduktionsmittel dient Ammoniakwasser mit 25 Gew.-% NH₃, welches in einem 40 m³ Edelstahltank oberirdisch gelagert wird. Weiterhin sind die Anlagen mit Adsorptionsfilteranlagen ausgerüstet. Bei dieser kombinierten Flugstromadsorption (Trockensorption) wird ein gemahlenes Gemisch aus Aktivkohle / Aktivkoks und Kalkhydrat (= Adsorbens) in den Abgasstrom eingeblasen und im Gewebefilter wieder abgeschieden. Während dieser Zeit werden Stäube, HCl, HF, SO_x, Schwermetalle, polychlorierte Dioxine und Furane adsorbiert und somit dem Abgas entzogen. Dadurch können alle Sortimente von Altholz in der Anlage mitverbrannt werden.

Wesentliche Umweltvorteile

Durch die Verwendung der Biomasse Holz kann von einer nahezu ausgeglichenen CO₂-Bilanz ausgegangen werden. Durch die gleichzeitige Nutzung von Strom und Wärme kann ein hoher Brennstoffausnutzungsgrad von ca. 85 – 96,6 % erreicht werden. Abwässer fallen nur in geringem Maße durch die Wasseraufbereitung für den Wasser-Dampf-Kreislauf an.

Die Feuerungstechnik erlaubt gleichzeitig niedrige NO_x- und CO-Emissionen im Rohgas. Zusammen mit sekundären Minderungstechniken wie Schlauchfilter, SNCR und Adsorptionsfilteranlage sind sehr niedrige Konzentrationen für alle Schadstoffgruppen erreichbar.

Anwendbarkeit

Die Spreader-Stoker Technik hat sich für den Einsatz eines breiten Brennstoffbandes bewährt und ist besonders beim Einsatz von Brennstoffen mit stark heterogener Stückigkeit und größeren Verunreinigungen (z.B. Metallteile) der Wirbelschichttechnik überlegen.

Die hier vorgestellten Anlagen sind insbesondere für den Einsatz in der Spanplatten- und MDF-Industrie ausgelegt und können dort aufgrund der zu verwertenden Holzreste und der

kontinuierlichen Wärmenachfrage wirtschaftlich betrieben werden. Für Standorte mit ähnlichen Voraussetzungen kann diese Technik somit ebenfalls sinnvoll eingesetzt werden.

Medienübergreifende Aspekte

Es fallen größere Mengen Asche an. Weiterhin entstehen Abwässer bei der Wasseraufbereitung. Bei der Rauchgasreinigung fällt beladenes Adsorbens an.

Betriebsdaten

Anlage II erreichte im Jahr 2000 eine Vollaststundenzahl von 8400 bei 8464 Betriebsstunden. Dabei wurden 93,2/81,4 GWh_{el} (brutto/netto) Strom erzeugt.

Die atmosphärischen Emissionen für Anlage II sind in Tabelle 6-5 wiedergegeben.

Tabelle 6-5: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen der Anlage II im Jahr 2000/2001

	Messung	Statistik	Grenzwert (11 % O ₂)	Messwert (11 % O ₂)
Staub [mg/Nm ³]	kont.	TMW	10	3,4 - 4,3**
CO [mg/Nm ³]	kont.	TMW	80	46,7 - 58,3**
NO _x [mg/Nm ³]	kont.	TMW	200	183,9 - 190,7**
C gesamt [mg/Nm ³]	kont.	TMW	10	1,1 - 1,2**
HCl [mg/Nm ³]	kont.	TMW	10	8**
Hg (gasf.) [mg/Nm ³]	kont.	TMW aus 2-Stunden-MW	0,03	0,001**
Dioxine/Furane [ng TE/Nm ³]	kont. Probenahme, Einzelmessungen	20-Tage-Mittel	0,025*	0,0019
PAK [mg/Nm ³]	kont. Probenahme, Einzelmessungen	4-Tage-Mittel	0,02*	0,0003
Cd [mg/Nm ³]	kont. Probenahme, Einzelmessungen	4-Tage-Mittel	0,01*	0,0005
Σ As/Pb/Cu/Ni/Sn (im Staub) [mg/Nm ³]	kont. Probenahme, Einzelmessungen	4-Tage-Mittel	0,5*	0,053
As [mg/Nm ³]	kont. Probenahme, Einzelmessungen	4-Tage-Mittel	0,1*	0,0005

* Vorsorgewert

** Intervalle gebildet aus drei Tagesmittelwerten (TMW) im Januar 2001

Für Anlage III wird ein Jahresverbrauch von 120.000 t Holz prognostiziert. In Anlage II werden die einzelnen Brennstofffraktionen mit den in Tabelle 6-6 dargestellten Anteilen verbrannt.

Tabelle 6-6: Anteile der Brennstofffraktionen am Gesamtbrennstoffeinsatz in Anlage II

Brennstoff	Schleifstäube	Platten- verschnitt	Abfällhölzer aus Verpackung / Verladung	Sonderbrenn- stoffe (Bahn- schwellen)	Bauholz	Biomasse Pellets
Anteil an Gesamtbrenn- stoffeinsatz	30 %	10 %	10 %	max. 20 %	variabel	variabel, ca 15.000 t/a

Die Größe der Holzstücke sollte 100 mm nicht überschreiten. Einzelne Stücke dürfen jedoch bis zu 250 mm messen. Diese Begrenzung resultiert aus den Transportvorrichtungen wie Schnecken. Um den gesamten Brennstoff einer 60 MW Anlage mit Hilfe eines Zerkleinerers aufzubereiten werden Kosten von 1 DM/t angegeben.

Die anfallenden Filterstäube (Anlage II: 5500 t im Jahr 2000) finden Verwendung als Versatzmaterial. Die Rostasche (Anlage II: 6000 t im Jahr 2000) wird deponiert.

Das Aufkommen an Abwasser im Jahr 2000 betrug für Anlage II 3287 m³ aufgrund von Regenerierung der Speisewasseraufbereitung (= 1,5 m³/TJ_{Brennstoff}) und 3690 m³ aufgrund der Abschlammung des Kessels (= 1,7 m³/TJ_{Brennstoff}).

Wirtschaftliche Daten

Die Investitionen für Anlage II beliefen sich auf 36 Mio. €.

Gründe für die Realisierung der Anlage

Die Gründe liegen in der möglichen Nutzung der eigenen Produktionsreste und in der wirtschaftlichen Entsorgung von Altholzsortimenten.

6.2.2 Beispiel: Zirkulierende atmosphärische Wirbelschichtfeuerung mit Holz als Hauptbrennstoff

Beschreibung

Es handelt sich um zwei identische Blöcke (Feuerungswärmeleistung: 54/72 MW; genehmigt 90,5 MW), welche seit 1992 bzw. 1996 in einem Holzverarbeitendem Betrieb zur Produktion von Strom und Prozesswärme genutzt werden. Die elektrische Leistung beträgt 19,8 MW_{el} brutto und 13 MW_{el} netto bei einem elektrischen Nettowirkungsgrad von 18 % im Auslegungspunkt. Die Kühlung erfolgt über Luftkondensatoren mit einer Lufttemperatur < 30 °C. Als alleinige Anlage zur Rauchgasreinigung dient eine Reihenschlauch-Direktimpuls-Filteranlage zur Minderung der Staubemissionen.

Die NO_x-Grenzwerte können alleine durch die geringe Verbrennungstemperatur bei der Wirbelschichtfeuerung und die stufenweise Verbrennungsluftzuführung (Primär-, Sekundär- und Tertiärluftzugabe) eingehalten werden. Aufgrund des schwefelarmen Brennstoffs Holz ist auch eine Kalkzugabe nicht erforderlich, ist jedoch als Stand-By vorhanden. Die Prozesswärme wird über Thermalöl zu den Produktionsstätten transportiert.

Wesentliche Umweltvorteile

Durch die Verwendung der Biomasse Holz kann von einer nahezu ausgeglichenen CO₂-Bilanz ausgegangen werden. Besonders da alleine Holz zum Einsatz kommt, welches an Ort und Stelle bei der Holzverarbeitung anfällt. Es handelt sich ausschließlich um nicht kontaminiertes Holz. Durch die gleichzeitige Nutzung von Strom und Wärme kann ein hoher Brennstoffausnutzungsgrad von ca. 85 % erreicht werden. Abwässer fallen nur in geringem Maße durch die Wasseraufbereitung für den Wasser-Dampf-Kreislauf (0,3 m³/h) an und werden in die kommunale Kläranlage geleitet.

Anwendbarkeit

Die Wirbelschichttechnik ist für den Einsatz eines breiten Brennstoffbandes bekannt. Daher sollte es für die Anwendbarkeit hinsichtlich des Brennstoffs keine Einschränkung geben. Wirbelschichtfeuerungen haben einen vergleichsweise geringen Platzbedarf.

Medienübergreifende Aspekte

Bei der Staubabscheidung fallen größere Mengen Asche an.

Betriebsdaten

Im Jahr 1999 wurden 102.589 MWh_{el,netto} und 634223 MWh Wärme (entspricht 741.456 t Dampf) erzeugt. Der Brennstoffausnutzungsgrad betrug somit 85 % und der elektrische Nettowirkungsgrad 15,8 %. Die Blöcke waren 8.021 bzw. 6.038 Stunden in Betrieb.

Es wurden folgende atmosphärische Emissionen gemessen:

Tabelle 6-7: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1999

	Anzahl Messungen / Jahr	Grenzwert (7 % O ₂)	JMW* bezogen auf 7 % O ₂	
			Block 1a	Block 1b
O ₂ -Gehalt [%]			5 – 5,5	6,5 – 7,5
Staub [mg/Nm ³]	kontinuierlich	17	4	2,2
SO ₂ [mg/Nm ³]	kontinuierlich	165	2,9**	2,3**
NO _x [mg/Nm ³]	kontinuierlich	350	164	339
CO [mg/Nm ³]	kontinuierlich	200	147	178
HCl [mg/Nm ³]	kontinuierlich	25	7,3	8,8
HF [mg/Nm ³]	Einzelmessungen	1,7	0,04	0,1
Dioxine/Furane [ng TE/m ³]	quasi kontinuierlich	0,1	0,013	0,006
Summe Cd,Ti [mg/Nm ³]	Einzelmessungen	0,1	0,004	0,003
Hg [mg/Nm ³]	Einzelmessungen	0,1	0,001	0,001
Summe Schwermetalle [mg/Nm ³]	Einzelmessungen	0,8	0,015	0,006
Org. C [mg/Nm ³]	Einzelmessungen	40	2,0	2,0

*: Jahresmittelwerte (JMW) fast identisch mit Tagesmittelwerten, da Anlage nahezu unterbrechungsfrei in Betrieb ist

** Die geringen SO₂-Werte sind eine Einzelercheinung da stark abhängig vom Einsatzbrennstoff. Werte bis zu 50 mg sind durchaus möglich.

In 1999 wurden die in Tabelle 6-8 aufgeführten Brennstoffe in den gezeigten Mengen eingesetzt.

Tabelle 6-8: Einsatzmengen und Charakteristika der Brennstoffe für 1999

Primärenergieträger	Erdgas	HEL	Holz
Einsatzmenge Brennstoff	170.000	3.943	360.916
Einheit	Nm ³ /a	t/a	t/a
Kommentar	Anfahrfeuerung	Anfahrfeuerung	
H_u	31,736	42,705	14,7
H_u-Einheit	MJ/Nm ³	MJ/kg	MJ/kg
Wassergehalt [%]			18
Schwefelgehalt [%]	< 0,1	< 0,2	< 0,1
Aschegehalt [%]		< 0,01	4

Das Holz wird zum einen aus zwei Holzspänebunkern dem Kessel zugeführt. Als weitere Quelle dienen zwei Holzstaubbunker.

Es fiel 2592 m³ neutralisiertes Abwasser an (entsprechend 0,3 m³/h), welches in die öffentliche Kanalisation geleitet wurde.

Abfälle fallen als Asche in den in Tabelle 6-9 aufgezeigten Mengen an.

Tabelle 6-9: Ascheaufkommen im Jahr 1999

Abfallbezeichnung	Bettasche	Flugasche
Aufkommen [t/a]	1.314	7.726
Menge pro Produktmenge [g/kWh _{el}]	13	75
Verwertungs-/Beseitigungsverfahren	Haldenabdeckung	Füllstoff im Untertagebau
Marktwert [€/t]	- 25	- 50

Die gesetzlichen Lärmschutzaufgaben für die Wohngebiete in 400 m bzw. 800 m Entfernung vom Kraftwerk können durch Schalldämpfer, Einhausung und Dämmung gewährleistet werden. An den Immissionspunkten herrscht somit ein Pegel von 25 dB (A) in 400m bzw. 18 dB (A) in 800 m Entfernung.

Wirtschaftliche Daten

Es handelt sich um eine Anlage, die bei Errichtung des 1. Blocks mit Fördermitteln für strukturschwache Gebiete unterstützt wurde. Die Gesamtinvestitionen beliefen sich auf 51,3 Mio. €. Der Eigenkostenanteil des Erbauers liegt bei 21,8 Mio € für Kessel 1a bzw. 20,8 Mio. € (inkl. Entwicklungsbeteiligung des Herstellers) für Kessel 1b. Die fixen Kosten beliefen sich im Jahr 1999 auf 6,9 Mio. €, die variablen auf 3,06 Mio. EUR.

Die Kosten für die Erzeugung von Dampf betragen 8.46 €/t, für Strom 0.077 €/kWh_{el}.

Gründe für die Realisierung der Anlage

Der Standort ist für das errichtete Span- und Faserplattenwerk durch die Nähe zu großen Waldgebieten interessant. Um die ansässige Forstwirtschaft zu stärken, wurde die Errichtung des Werkes finanziell gefördert.

Die Gründe für die Errichtung der Großfeuerungsanlage liegen in der möglichen thermischen Nutzung der eigenen Span- und Faserplattenreste, sofern der Gebrauchs-/Stoffwert nicht mehr vorhanden ist.

Mit der Anlage wird die benötigte Prozesswärme für die Produktion erzeugt. Zum Einsatz gelangen sinnvollerweise eigene Reststoffe, wie auch Waldrestholz und Rinden sowie weitere nicht kontaminierte Gebrauchshölzer.

6.3 Bestimmung von besten verfügbaren Techniken (BVT) für die Verbrennung von Biomasse

Die Techniken, welche als BVT-konform angesehen werden, sind in diesem Abschnitt in fünf Gruppen unterteilt:

- I. Techniken zur Behandlung, Transport und Lagerung von Biomasse und anderen Einsatz- und Hilfsstoffen
- II. Verbrennungstechniken und Techniken zur Minderung von atmosphärischen Emissionen
- III. Wiederverwertung und Deponierung von Asche

Techniken der Kraft-Wärme-Kopplung und Techniken zur Behandlung und Reduzierung von Abwässern sind zusammenfassend in Kapitel 4 dargestellt.

Die Einteilung in diese Gruppen scheint sinnvoll, da sie vergleichsweise unabhängig voneinander sind, was z.B. bedeutet, dass Techniken zur Lagerung und zum Transport von Biomasse üblicherweise mit jeder verfügbaren Verbrennungstechnik kombiniert werden können.

6.3.1 Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT für Transport, Lagerung und Verladung von Biomasse und Einsatz- und Hilfsstoffen

Die wichtigsten Umweltaspekte im Zusammenhang mit diesen Verfahrensstufen sind die diffusen Emissionen, Fragen der Gesundheit für Mitarbeiter und Sicherheitsaspekte. Weiterhin kann durch geeignete Aufbereitung des Brennstoffs der Schadstoffeintrag in den Brennraum verringert werden und somit auch die atmosphärischen Emissionen und die Belastung der Reststoffe. Die wesentlichen Maßnahmen im Zusammenhang mit BVT umfassen:

Tabelle 6-10: BVT für Transport, Lagerung und Verladung von Biomasse und Einsatz- und Hilfsstoffen

Verfahrensschritt	BVT	Umweltnutzen
Brennstoffaufbereitung	Aufbereitung des Holzmaterials in mehreren Stufen, um Verunreinigungen auszusortieren und Metallgegenstände zu entfernen; Klassifizierung des Brennstoffmaterials nach Stückgröße und Schadstoffgehalt; geschlossene Systeme mit Luftabsaugung an den Übergabestellen und Reinigung der abgesaugten Luft in Gewebefiltern	Reduzierung der diffusen Staubemissionen
Brennstofflagerung	Geschlossene Lagerung mit Belüftung; Separate Lagerung für Brennstoffe mit unterschiedlichen Brennstoffqualitäten, insbesondere hinsichtlich Wasser- und Schadstoffgehalt	Reduzierung der diffusen Emissionen; Optimierung der Verbrennungsführung und damit geringere Emissionen
Brennstofftrocknung	Trocknung mit Abwärme der Feuerung, falls dies nicht möglich ist, kann z.B. auch durch Ventilation des Brennstofflagers Trocknung durchgeführt werden	Effiziente Nutzung von Ressourcen
	für Hölzer mit einem Wassergehalt > 35 % ist Trocknung notwendig um Feuerraumtemperatur nicht zu stark abzusenken	Geringer Energieverlust über Brüden; optimale Feuerraumbedingungen sichern niedrige Emissionen

6.3.2 Verbrennungstechniken und Techniken zur Minderung von atmosphärischen Emissionen

Die wesentlichen Umwelteinflüsse, welche im Hinblick auf diese Techniken berücksichtigt werden müssen, sind der Verbrauch an Ressourcen und die atmosphärischen Emissionen.

Die besten verfügbaren Verbrennungstechniken hängen maßgeblich von der Qualität, insbesondere von Form, Größe und Wasser- und Schadstoffgehalt der eingesetzten Brennstoffe ab. Dabei muss besonders berücksichtigt werden, dass in einer Anlage meist Brennstofffraktionen mit schwankender Qualität eingesetzt werden.

In Tabelle 6-11 sind die als BVT angesehenen Verbrennungstechniken mit den geeigneten Brennstoffqualitäten zusammengestellt. Weiterhin sind die erzielbaren elektrischen Wirkungsgrade sowie primäre Minderungsmaßnahmen aufgeführt.

schließlich zeigt die den Verbrennungstechniken zugeordneten Emissionswerte und die als BVT angesehenen Sekundärmaßnahmen aus den Anlagenbeispielen. Gleichzeitig wurden die Grenzwerte der EU-Richtlinie 2001/80/EC mit in die Darstellung aufgenommen.

Tabelle 6-11: BVT bezüglich Verbrennungstechniken, elektrischer Wirkungsgrade sowie primärer Minderungsmaßnahmen

Verbrennungstechnik	Thermische Nennleistung [MW _{th}]	Elektrischer Wirkungsgrad (brutto)	Geeignete Brennstoffqualität	Primäre Minderungsmaßnahmen	Bemerkungen
Rostfeuerung	0,5 bis 80 (meist 5 bis 25)	ca. 20 % (≥ 50 MW _{th} , Dampfparameter: 60 bar, 450 °C)	< 60 % Wassergehalt, Holzstückgröße : 10-300 mm, auch Holzbrennstoffe mit hohem Asche- und Schadstoffgehalt; Problematisch sind feine Partikel und Holzstaub	<ul style="list-style-type: none"> - Gestufte Verbrennung (bis 50 % Minderung), Luftstufung und Rauchgasrezirkulation zur NO_x-Reduktion - Wassergekühlte Roste versprechen weiteres NO_x-Minderungspotential 	<ul style="list-style-type: none"> - große Bandbreite an Brennstoffqualitäten einsetzbar - ungenügender Ausbrand möglich - nur geringe Lastwechselgeschwindigkeit möglich
Wirbelschichtfeuerung	stationär > 5 zirkulierend > 10	bis zu 28 % (≥ 50 MW _{th} , Dampfparameter: 60 bar, 510 °C)	< 40 % Wassergehalt, Holzstückgröße bis zu 20 mm Zirkulierende WSF: unempfindlich gegenüber Heizwertschwankungen	<ul style="list-style-type: none"> - niedrige Temperaturen verhindern Bildung von thermischem NO_x - ZWSF im Vergleich zu SWSF: aufgrund längerer Aufenthaltszeit werden in der ZWSF höhere SO₂-Abscheideraten erzielt - Anwendung von Sorbentia im Feuerraum 	<ul style="list-style-type: none"> - Verschmelzung und Agglomeration von Asche möglich - Große Aschemengen haben hohe Entsorgungskosten zur Folge
Staubbrenner	bis zu 15		Holzstäube mit geringem Wassergehalt	<ul style="list-style-type: none"> - Low-NO_x-Brenner: 3 – 10 % Minderungspotential, - Rauchgasrezirkulation: 20 – 35 % Minderungspotential - Luftstufung: bis zu 85 % Minderungspotential 	<ul style="list-style-type: none"> - Es werden meist zusätzliche Brenner (fossil gefeuert) benötigt - Ideale Technologie für Holzstaub
Spreader-Stoker Feuerung	≥ 5	bis zu 23 % Bruttowirkungsgrad, Dampfparameter: 455 °C, 70 bar	Geeignet für Mix aus Brennstoffen verschiedener Größenklassen	<ul style="list-style-type: none"> - Wirbelschicht bewirkt Verbrennungsstufung - Rauchgasrezirkulation - niedriger Luftüberschuss - niedrige Temperaturen (<1250 °C) 	<ul style="list-style-type: none"> - Ideal für Mix aus Brennstoffen verschiedener Größenklassen wie Hackschnitzel und Holzstaub

Tabelle 6-12: Verbrennungstechniken und zugeordnete sekundäre Minderungsmaßnahmen und Emissionswerte

Kategorie	Therm. Leistung	Brennstoff	Kesseltyp	Primärmaßnahme	Sekundärmaßnahme	O ₂ Bezug [%]	Grenzwert [mg/m ³] (Statistik)	Emission [mg/m ³] (Statistik)
Schwefeldioxid								
Neue Anlage	50-100 MW _{th}	Bio-masse	alle			6	EC: 200 (dm)	
Bestehend	50-100 MW _{th}	Bio-masse	alle			6	EC: 2000 (mm) + SER ≤ 40 %	
	90,5 MW _{th}	Holz	AFBC	-	-	7	D: 165 (dm)	29 (am)
Stickstoffdioxid								
Neue Anlage	50-100 MW _{th}	Bio-masse	alle			6	EC: 400 (dm)	
Bestehend	50-100 MW _{th}	Bio-masse	alle			6	EC: 600 (mm)	
	90,5 MW _{th}	Holz	AFBC	Air staging, flue gas recirculation	-	7	D: 350 (dm)	164 (am) 339 (am)
	73,5 MW _{th}	Holz	Rost-feuerung	Air staging	-	11	D: 200 (dm)	184 – 191 (dm)
Staub								
Neue Anlage	50-100 MW _{th}	Bio-masse	alle			6	EC: 50 (dm)	
Bestehend	50-100 MW _{th}	Bio-masse	alle		ESP, FF	6	EC: 100 (mm)	
	90,5 MW _{th}	Holz	AFBC		FF	7	D: 17 (dm)	2 – 4 (am)
	90,5 MW _{th}	Holz	Rost-feuerung		FF	11	D: 10 (dm)	3 – 4 (dm)

Abkürzungen: vgl. Abschnitt 5.4.3

6.3.3 Wiederverwendung und Deponierung von Asche

Die BVT bezüglich des Umgangs mit den anfallenden Aschefractionen sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst. Insbesondere zu den möglichen Entsorgungs- und Verwertungswegen wird jedoch auf die detaillierten Ausführungen in Abschnitt 6.1.5 verwiesen.

Tabelle 6-13: BVT bezüglich des Umgangs mit den anfallenden Aschefractionen

Prozessschritt	BVT	Umweltaspekt
Ascheausttrag	Die Kesselasche sollte separat, und nicht zusammen mit Filter- oder Zyklonasche ausgetragen werden	Abhängig von ihrem Nähr- und Schadstoffgehalt können die einzelnen Aschefractionen unterschiedlichen Verwertungs- bzw. Entsorgungswegen zugeführt werden.
Transport und Lagerung	Asche kann in „big bags“ oder geschlossenen Silos gelagert werden.	Vermeidung von Staubemissionen

Prozessschritt	BVT	Umweltaspekt
Entsorgung / Verwertung	Aschefractionen mit einem hohen Nährstoffgehalt und geringem Schadstoffgehalt können zur Düngung von Waldböden verwendet werden, wenn deren Qualität dies als sinnvoll erscheinen lässt.	Schließen des Nährstoffkreislauf; Minderung des Einsatz von Kunstdünger
	Aschefractionen mit hohem Schadstoffgehalt sollten deponiert werden.	Persistente Schadstoffe, vor allem Schwermetalle, befinden sich in konzentrierter Form in den Aschen und können somit einer Senke zugeführt werden.

6	Techniken für die Verbrennung von Biomasse	6-1
6.1	Angewandte Prozesse und Verfahren	6-1
6.1.1	Feuerungstechnik	6-1
6.1.2	Energieumwandlung.....	6-7
6.1.3	Mitverbrennung von Biomasse in Kohlefeuerungen	6-8
6.1.4	Emissionsminderungstechniken	6-9
6.1.5	Verwertung bzw. Entsorgung der festen Rückstände	6-13
6.1.6	Verbrauchs- und Emissionswerte.....	6-20
6.2	Einzelanlagen- bzw. Einzeltechnikbeschreibungen	6-20
6.2.1	Beispiel: Spreader-Stoker-Anlage mit Rest- und Altholz als Hauptbrennstoff...	6-20
6.2.2	Beispiel: Zirkulierende atmosphärische Wirbelschichtfeuerung mit Holz als Hauptbrennstoff.....	6-24
6.3	Bestimmung von besten verfügbaren Techniken (BVT) für die Verbrennung von Biomasse	6-28
6.3.1	Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT für Transport, Lagerung und Verladung von Biomasse und Einsatz- und Hilfsstoffen	6-28
6.3.2	Verbrennungstechniken und Techniken zur Minderung von atmosphärischen Emissionen	6-29
6.3.3	Wiederverwendung und Deponierung von Asche	6-31
	Tabelle 6-1: Partikelgrößen im Reingasstaub von Industrieholzfeuerungen [WEESE 1999]	6-11
	Tabelle 6-2: Stoffliche Anforderungen an Steinkohlenflugaschen nach DIN EN 450 [SCHNEIDER 1997]	6-17
	Tabelle 6-3: Zuordnungswerte für die Ablagerung von Abfällen nach Anhang B der TA Siedlungsabfall (TASie) und Anhang D der TA Abfall [MARUTZKY 1999]	6-19
	Tabelle 6-4: Daten und Leistungswerte der drei Anlagenbeispiele	6-21
	Tabelle 6-5: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen der Anlage II im Jahr 2000/2001	6-23
	Tabelle 6-6: Anteile der Brennstofffraktionen am Gesamtbrennstoffeinsatz in Anlage II ...	6-24
	Tabelle 6-7: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1999	6-26
	Tabelle 6-8: Einsatzmengen und Charakteristika der Brennstoffe für 1999	6-26
	Tabelle 6-9: Ascheaufkommen im Jahr 1999	6-27
	Tabelle 6-10: BVT für Transport, Lagerung und Verladung von Biomasse und Einsatz- und Hilfsstoffen.....	6-29
	Tabelle 6-11: BVT bezüglich Verbrennungstechniken, elektrischer Wirkungsgrade sowie primärer Minderungsmaßnahmen	6-30

Tabelle 6-12: Verbrennungstechniken und zugeordnete sekundäre Minderungsmaßnahmen und Emissionswerte.....	6-31
Tabelle 6-13: BVT bezüglich des Umgangs mit den anfallenden Aschefraktionen.....	6-31
Abbildung 6-1: Vorschubrostfeuerung.....	6-3
Abbildung 6-2: Zirkulierende Wirbelschicht.....	6-5

7 Techniken für die Verbrennung von flüssigen Brennstoffen

7.1 Angewandte Prozesse und Verfahren

In diesem Kapitel werden die aus deutscher Sicht wichtigen Techniken beschrieben. Dies umfasst Gasturbinen zur Nutzung von HEL im Spitzenlastbetrieb und Kessel zur Verfeuerung von schwerem Heizöl bzw. schweren flüssigen Rückständen aus Raffinerien. Es wird nicht auf Otto- oder Dieselmotoren eingegangen, da diese im relevanten Leistungsbereich in Deutschland keine Rolle spielen.

7.1.1 Gasturbinen

Der Einsatz von HEL in Gasturbinen erfolgt entweder in Spitzenlastkraftwerken oder in gasgefeuerten Anlagen als Reservebrennstoff. Gasturbinen können mit nur geringen technischen Modifikationen für die Verbrennung von Gas als auch Öl ausgelegt werden. Der wesentliche Unterschied besteht in der unterschiedlichen Brennertechnik. Für Öl muss dafür gesorgt werden, dass ein feiner, schnell verdampfender Ölnebel entsteht. Dies wird meist mit Hilfe von Diffusionsbrennern realisiert.

Die ausführliche Beschreibung der ansonsten identischen Technik gasbefeuerter Gasturbinen findet sich in Abschnitt 8.1.

Primäre Maßnahmen zur NO_x-Minderung an ölbefeuerten Gasturbinen

Die bei neuen, gasbefeueren Gasturbinen üblichen Vormischbrenner (auch: Hybridbrenner) zur Senkung der Verbrennungstemperatur und somit des thermischen NO_x werden an ölbefeuerten Gasturbinen erst seit kurzem getestet. Bisher üblich ist die Eindüsung von Dampf oder Wasser zur Temperaturabsenkung, wobei die Wassereindüsung zu einem geringeren Wirkungsgradverlust führt.

Ausführliche Erläuterungen zu diesen Techniken finden sich in Abschnitt 8.2.

7.1.2 Ölgefeuerte Kessel

Prinzipiell unterscheiden sich die im Kapitel 5 beschriebenen Kessel zur Kohleverbrennung nur gering von ölgefeuerten Kesseln. Gleiches gilt für die eingesetzten Primärmaßnahmen zur NO_x-Minderung. Wesentlicher Unterschied ist die Technik zur Einbringung des Brennstoffs in den Feuerraum. Bei der Verwendung von schwerem Heizöl oder anderen schweren Rückständen ist eine Vorwärmung des Brennstoffs erforderlich um die benötigte Viskosität von ca. $10^{-5} \text{ m}^2/\text{s}$ zu erreichen. Anschließend wird das Öl den Brennern zugeführt. Dort wird mit Hilfe von Zerstäubern (Druckzerstäuber, Rücklauf-Druckzerstäuber oder Dampfdruck-

zerstäuber) ein feiner Ölnebel mit Tröpfchendurchmessern von 60 – 100 µm erzeugt.

Bei der Verbrennung von Heizöl bildet sich neben thermischem NO_x auch Brennstoff-NO_x, insbesondere gilt dies für HS. So liegt der N-Gehalt von HEL zwischen 0,01 und 0,07 %, der von HS hingegen bei 0,2 – 0,5 %. Zur NO_x-Minderung können folgende Primärmaßnahmen ergriffen werden [EFFENBERGER 2000]:

- Verbrennung mit niedrigem Luftverhältnis ($\lambda=1,02-1,08$),
- Vermeidung hoher Verbrennungslufttemperaturen (< 250 °C),
- Rauchgasrezirkulation,
- NO_x-arme Brenner mit folgenden Gestaltungsmerkmalen: mehrstufige Luftzugabe, Einmischung rückgeführter Rauchgase in die gestufte Luftmenge, veränderte Zerstäubung des Heizöls, Brennstoffstufung mit asymmetrischen Brennstoffdüsen oder Mehrwinkeldüsen,
- Luftstufung in der Brennkammer.

Diese Techniken werden ebenfalls bei der Kohleverbrennung eingesetzt. Daher findet sich eine ausführlichere Erläuterung dieser Techniken im Kapitel 5.

Ein Unterschied zu Kohlekesseln besteht in der niedrigen Luftzahl von ca. 1,05. Diese wird in erster Linie so niedrig gewählt, um die Bildung von SO₃ gering zu halten, da dieses die Hauptursache für die Korrosionen am kalten Ende des Dampferzeugers darstellt.

Als problematisch können sich auch die Ni- und V-Gehalte im Brennstoff erweisen, da bereits bei Temperaturen < 600 °C geschmolzene Verbindungen dieser Elemente vorliegen können, welche zu Hochtemperaturkorrosionen führen können.

Sekundärmaßnahmen zur Emissionsminderung aus ölgefeuerten Kesseln

Für schwerölgefeuerte Kessel ist im Leistungsbereich ab 300 MW_{th} im Allgemeinen eine Rauchgasentschwefelungsanlage erforderlich um die gesetzlichen Emissionswerte einzuhalten. Dies kann durch die in Abschnitt 4.1.2 beschriebenen Techniken realisiert werden. In den Abschnitten 7.3.1 bis 7.3.4 werden zwei Kalksteinwäscher und eine Anlage nach dem Wellman-Lord-Verfahren beschrieben.

Die Entstickung kann, wie auch schon für die Kohlekraftwerke beschrieben mittels SCR- bzw. SNCR-Anlagen erfolgen, wobei für Großanlagen im Allgemeinen die effektivere SCR-Technik Verwendung findet.

Für die Entstaubung werden die beschriebenen Elektroabscheider und Gewebefilter eingesetzt (Abschnitt 4.1.1). Beim Einsatz von Elektroabscheidern sind allerdings einige Besonderheiten zu beachten. So liegt bei Ölfeuerungen der Staubwiderstand mit Werten um 10⁸ Ω·cm bereits unterhalb des optimalen Abscheidebereiches, was niedrige Abscheidegrade zur Folge hat. Trotzdem ist es im Allgemeinen möglich, bedingt durch die geringen Rohgasstaubgehalte, Reingasstaubkonzentrationen zwischen 10 und 20 mg/Nm³ zu erreichen [Kreitmeier 91].

Im Gegensatz zu Kohlefeuerungen liegen bei ölbefeuerten Verbrennungsanlagen aus diesem Grund auch die Abscheidegrade von elektrischen Abscheidern für Staub und partikelförmige

Schwermetalle nur bei 80 - 90% [Kreitmeier 91].

7.2 Verbrauchs- und Emissionswerte

In den folgenden Tabellen werden die Ergebnisse der Fragebogenauswertung wiedergegeben. Tabelle 7-1 enthält die Emissionskonzentrationen der erfassten Kraftwerke und Tabelle 7-2 die Emissionsfaktoren sowie Wirkungsgradangaben.

Tabelle 7-1: Atmosphärische Emissionskonzentrationen von ölgefeuerten Kraftwerken

Technik	Kessel (HEL)	Kessel (HS)	Kessel (schwere Rückstände)	Kessel (schwere Rückstände)	GuD (HEL)	
Anlagentyp	KW (Spitzenlast)	KW (Spitzenlast)	KWK (Grundlast- Industrie)	KWK (Grundlast- Industrie)	KW (Spitzenlast)	
Minderungsmaßnahmen		ESP / nass- REA / SCR	ESP / Wellman-Lord / SCR	nass-ESP / nass-REA / SCR	nur Primär- maßnahme: Wasser- eindüsung	
Anzahl der berücksichtigten Anlagen	Angabe in Klammern	2 Blöcke einer Anlage	1	3 Blöcke einer Anlage	1	
Bezugssauerstoffgehalt [%]	3	3	3	3	15	
Emissionen in die Luft [mg/Nm ³]	Staub	0,01 - 3,89 (2)	10 - 15	11	3,9 – 6,6	
	SO ₂	126 (1)	50 - 250	363	134 – 159	
	NO _x	1,1 - 141 (2)	121 - 131	127	114 – 118	259,67
	CO	1 - 14,69 (2)	50	7	9,2 – 22,1	129,75
	HCl		0,1 - 0,2	15	2,0	
	HF		< 0,1	0,4	< 0,2	
	Ni			0,02		
V			0,02			

Tabelle 7-2: Atmosphärische spezifische Emissionen von ölgefeuerten Kraftwerken

Technik	Kessel (HS)	Kessel (schwere Rückstände)	Kessel (schwere Rückstände)	Kessel (HEL)	GuD (HEL)	
Anlagentyp	KW (Spitzenlast)	KWK-Grundlast-Industrie)	KWK-Grundlast-Industrie)	KW (Spitzenlast)	KW (Spitzenlast)	
Minderungsmaßnahmen	ESP / nass-REA / SCR	ESP / Wellman-Lord / SCR	nass-ESP / nass-REA / SCR		nur Primärmaßnahme: Wassereindüsung	
Anzahl der berücksichtigten Anlagen	2 Blöcke einer Anlage	1	3 Blöcke einer Anlage		1	
Elektrischer Wirkungsgrad [%]	39,7 (net.)	29,4 (br.)	20,4 (br.)			
Gesamtnutzungsgrad [%]	39,7	73 (max)	k.A..			
Emissionsfaktor [kg/TJ _{Brennstoff}]	Staub	2,3 – 3,4	3,2	1,7 – 2,9	0,25	
	SO ₂	5,8 – 26,1	110	58,5 – 69,9	88,42	
	NO _x	36,8 – 39,4	36,7	49,9 – 51,7	70,89	83
	CO	2,3	2,0	4,0 – 9,7	0,7	42
	HCl	0,004 – 0,009	4,3	0,9		
	HF		0,1	< 0,09		
	Ni		0,007			
	V		0,007			

Tabelle 7-3: Wasserseitige Emissionskonzentrationen von ölgefeuerten Kraftwerken

Quelle der Abwässer		Kalksteinwäscher	Kondensat- und Speisewasserbehandlung	Kondensat- und Speisewasserbehandlung
Abwasserbehandlung		Filtration / Flockung / Fällung / Sedimentation / Neutralisation	Neutralisation / Sedimentation	Neutralisation / Sedimentation
Spezifischer Abwasserstrom [m ³ /MWh _{th}]		0,11	0,056	0,32
Elektrischer Wirkungsgrad		39,7 (net.)	39,7 (net.)	
Konzentration im Abwasser [mg/l]	Cl	9,2		
	AOX		1	0,031
	CSB	27,9		16,5
	P _{total}			0,16
	N _{total}	85	840	43,5
	Zn	0,01		0,078
	Cr	< 0,1		0,0038
	Cd	< 0,005		0,0003
	Cu	< 0,1		0,0044
	Pb	< 0,1		0,0053
	Ni	0,028		0,0036
	V	0,03		
	Abfiltrierbare Stoffe	7,3	17	
	Sulfat	2130		
	Sulfit	< 20		
	Fluoride	3,3		
Hg	0,002			

Tabelle 7-4: Wasserseitige spezifische Emissionen von ölgefeuerten Kraftwerken

		Kessel (HS)		GuD (HEL)
Quelle der Abwässer		Kalksteinwäscher	Kondensat- und Speisewasserbehandlung	Kondensat- und Speisewasserbehandlung
Abwasserbehandlung		Filtration / Flockung / Fällung / Sedimentation / Neutralisation	Neutralisation / Sedimentation	Neutralisation / Sedimentation
Spezifischer Abwasserstrom [m³/MWh_{th}]		0,11	0,056	0,32
Elektrischer Wirkungsgrad		39,7 (net.)	39,7 (net.)	
Spezifische Emissionen im Abwasser [g/TJ_{fuel}]	Cl	281		
	AOX			2,76
	CSB	852		1467
	P_{total}			14,2
	N_{total}	2597	13044	3867
	Zn	0,36		7
	Cr	3,6		0,34
	Cd	153		0,027
	Cu	3,6		0,39
	Pb	3,6		0,47
	Ni	0,86		0,32
	V	0,92		
	Abfiltrierbare Stoffe	223	264	
	Sulfat	65800		
	Sulfit	611		
	Fluoride	100		
Hg	0,06			

Werte zu den Reststoffaufkommen sind teilweise in den nachfolgenden Anlagenbeschreibungen enthalten.

7.3 Einzelanlagen- bzw. Einzeltechnikbeschreibungen

In den folgenden Abschnitten werden insgesamt vier ölbeheizte Kraftwerke anhand der erhobenen Daten beschrieben. Es handelt sich dabei um ein schwerölbeheiztes Reserve- und Spitzenlastkraftwerk mit nachgerüsteter REA, ein HEL-beheiztes GuD-Kraftwerk mit nachgerüsteter Wassereindüsung zur NO_x-Minderung und zwei neue Kraftwerke zur Verwertung von vorwiegend schweren Raffinerierückständen.

7.3.1 Beispiel: Kraftwerk mit Heizöl S – Feuerung mit nachgerüsteten Rauchgasreinigungsanlagen

Beschreibung

Es handelt sich um zwei identische Blöcke zur Deckung der Spitzen- und Mittellast (2 x 420 MW_{el,brutto}, 2 x 386 MW_{el,net}, FWL = 2 x 1007 MW). Der elektrische Nettowirkungsgrad im Auslegungspunkt liegt bei 39,7 %.

Das über Pipelines angelieferte Rohöl wird in den nahegelegenen Raffinerien weiterverarbeitet, wobei unter anderem das eingesetzte schwere Heizöl anfällt.

Die im Jahr 1973 und 1974 in Betrieb gegangenen Blöcke wurden 1990 bzw. 1994 mit Rauchgasreinigungsanlagen nachgerüstet (Kalksteinnasswäsche mit Wärmeverschiebesystem zur Entschwefelung mit Abscheidegraden > 90 % und DeNO_x nach dem SCR-Verfahren in „High-Dust-Schaltung“ dem Luvo vorgeschaltet mit Abscheidegraden > 80 %). Weiterhin wurde durch eine GFK-Innenverkleidung des 180 m hohen Schornsteins das Problem des Auswurfs von sauren Tröpfchen und Partikeln beseitigt.

Der Benson-2-Zug-Kessel mit ist mit 14 NO_x-armen Bodenbrennern, Oberluftfahrweise, Gaszündbrennern und Verbrennungsluftvorwärmung mit Warmwasserluvo und Drehluvo ausgestattet. Die Brennstoffversorgung erfolgt aus 5 Schweröltanks mit insgesamt 340.000 m³ Speichervolumen. In zwei wärmeisolierten Tanks wird das Öl warm gelagert.

Die Elektroabscheider erreichen zusammen mit der REA einen Gesamtabscheidegrad von > 80 %.

Wesentliche Umweltvorteile

Die nachgerüsteten Rauchgasreinigungsanlagen ermöglichen niedrige SO₂- und NO_x- Werte. Die GFK-Innenverkleidung des Schornsteins führt zu stark verminderten Immissionen an sauren Tröpfchen und Partikeln in unmittelbarer Nachbarschaft (Abstand < 1,5 km) zur Anlage.

Anwendbarkeit

Die Rauchgasreinigungsanlagen lassen sich prinzipiell in schwerölbefeuerten Kraftwerken nachrüsten. Ob eine GFK-Verkleidung des Schornsteins zur Verminderung von sauren Emissionen führen kann, muss im Einzelfall geprüft werden. Entscheidend hierbei sind die SO₃-Gehalte im Reingas. Diese verursachen die sauren Ablagerungen im Abgasweg, welche schließlich als Tröpfchen oder Partikel emittiert und in unmittelbarer Nachbarschaft vom Kraftwerk abgelagert werden. Im Allgemeinen wird dieser Effekt durch Kalksteinnasswäscher verstärkt, da hierdurch die SO₃-Emissionen nur um 20 – 30 % reduziert werden, die Temperatur des Reingases jedoch reduziert und der Feuchtegehalt erhöht wird. Die beiden letzten Effekte fördern die Ablagerung von saurem Kondensat im Rauchgasweg.

Medienübergreifende Aspekte

Bei der Rauchgasreinigung fallen folgende Stoffe an:

- Elektroabscheider: Flugasche
- REA: Abwasser, Gips

Weiterhin wird durch den Betrieb der Rauchgasreinigungsanlagen der Wirkungsgrad der Gesamtanlage reduziert.

Betriebsdaten

Im Jahr 1998 wurden von Block 3 443,5 GWh_{el,netto} in 1.544 Betriebsstunden und von Block 4 299 GWh_{el,netto} in 1.017 Betriebsstunden erzeugt. Der elektrische Nettowirkungsgrad lag im Jahresmittel bei 36,7 %. Für die gesamte Anlage errechnet sich eine Volllaststundenzahl von 961.

Im Jahr 1998 wurden folgende atmosphärische Emissionen gemessen:

Tabelle 7-5: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1998

	Anzahl Messungen / Jahr	Grenzwert (3% O ₂)	Messwerte bezogen auf 3 % O ₂		Spezifische Emissionen [g/MWh _{el}]	
			Block 3	Block 4	Block 3	Block 4
O ₂ -Gehalt Abgas	kontinuierlich		0,045 ¹⁾	0,045 ¹⁾		
Abgasvolumenstrom [m ³ /h]	kontinuierlich		1,3E6 (Volllast)	1,3E6 (Volllast)		
Staub [mg/Nm ³]	kontinuierlich	50	10 ¹⁾	15 ¹⁾	20,5	30,2
SO ₂ [mg/Nm ³]	kontinuierlich	400	50 – 250 ¹⁾	50 – 250 ¹⁾	52	235
NO _x [mg/Nm ³]	kontinuierlich	150	121 ¹⁾	131 ¹⁾	331	355
CO [mg/Nm ³]	kontinuierlich	175	50 ¹⁾	50 ¹⁾	20,5	20,7
HCl [mg/Nm ³]	Einzel	30	0,2 ²⁾	0,1 ²⁾	0,08	0,04
HF [mg/Nm ³]	Einzel	5	< 0,1 ²⁾	< 0,1 ²⁾	< 0,04	< 0,04
NH ₃ [mg/Nm ³]	Einzel					

1) Jahresmittelwert

2) Mittelwert der Einzelmessungen

Es wurden 179 Kilotonnen schweres Heizöl (entsprechend 0,242 kg/kWh_{el}) mit folgender Qualität eingesetzt:

Tabelle 7-6: Eigenschaften des eingesetzten Heizöl S im Jahr 1998

	Werte im Bezugsjahr
H _u [MJ/kg]	40 – 41
Viskosität [mm ² /s]	< 450
Schwefelgehalt [%]	< 3,5 %
Aschegehalt [%]	0,056

Die Verbräuche der wichtigsten Einsatz- und Hilfsstoffe in 1998 sind in Tabelle 7-7 wiedergegeben.

Tabelle 7-7: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen im Jahr 1998

Einsatz- und Hilfsstoff	Menge [t/a]	spezifische Menge [g/MWh _{el}]	Charakteristika
Salzsäure, 30 %	122	160	ätzend
Natronlauge, 50 %	41	36	ätzend
Kalkhydrat	20	27	ätzend
Kalksteinmehl	9.900	13.500	
FeCl ₃ -Lösung, 40 %	12,6	19	reizend
Natronlauge, 25 %	9,8	10	ätzend
Ammoniak, 100 %	458	620	giftig, umweltgefährdend

Der Wasserbedarf für die Durchlaufkühlung betrug 97.149.872 m³, d.h. bei Volllast beider Blöcke wurden etwa 72.000 m³/h benötigt. Abwässer fielen zum einen bei der Regenerieren und Spülen der Vollentsalzungsanlage an. Diese wurden nach pH-Einstellung mit einer AOX –Belastung von < 1 mg/l (entspricht < 0,015 g/MWh_{el}) mit einem Volumenstrom von 12 m³/h bei Volllast in den Vorfluter geleitet. Weiterhin fielen Abwässer beim Betrieb der REA an (max. ca. 15 m³/h bei Volllast).

Die nach der Behandlung hierin enthaltenen Stoffkonzentrationen zeigt Tabelle 7-8.

Tabelle 7-8: Stoffkonzentrationen im behandelten REA-Abwasser

	Grenzwerte	Messwerte	Statistik des Wertes	Fracht pro Produktionsmenge [g/MWh _{el}]
pH-Wert		9,2	Jahresmittelwert	
CSB [mg/l]	150	27,9	Jahresmittelwert	0,83142
Stickstoff, gesamt [mg/l]		85	Einzelmessung	2,533
Zink [mg/l]	1	0,01	6 Messungen	0,000298
Chrom [mg/l]	0,1	< 0,1	Einzelmessung	< 0,0003
Cadmium [mg/l]	0,05	< 0,005	Jahresmittelwert	< 0,00015
Kupfer [mg/l]	0,5	< 0,1	Einzelmessung	< 0,0003
Blei [mg/l]	0,1	< 0,1	Einzelmessung	< 0,0003
Nickel [mg/l]	0,5	0,028	Jahresmittelwert	0,0008344
Vanadium [mg/l]		0,03	Jahresmittelwert	0,000894
abfiltrierbare Stoffe [mg/l]	30	7,3	Jahresmittelwert	0,21754
Sulfat [mg/l]	2000	2130	Jahresmittelwert	63,474
Sulfit [mg/l]	20	< 20		< 0,6
Fluorid [mg/l]	30	3,3	12 Messungen	0,09834
Quecksilber [mg/l]	0,05	0,002	Jahresmittelwert	0,0000596
Fischgiftigkeit		< 2		

Um die wasserseitigen Emissionen zu Senken wurde Regenerierabwasser der Kationenfilter der Kondensatentsalzungsanlagen in den Kessel eingedüst.

Durch Umstellung auf kombinierte Fahrweise, d.h. durch gemeinsame Dosierung von Sauerstoff und Ammoniak, kann die Ammoniak-Konzentration im Wasser/Dampfkreislauf abgesenkt werden. Dadurch erschöpfen die Filter nicht so schnell und müssen folglich weniger oft regeneriert werden wodurch der Wasserverbrauch gesenkt wird. Durch den Austausch der Anionenharze in der Vollentsalzungsstraße III konnte ein Betrieb mit einem geringeren Regenerierabwasserverbrauch realisiert werden.

Durch Kondensatrückführung und teilweise Rückführung von Filtrat aus der Gipsentwässerung in den REA-Kreislauf konnte der Wasserbedarf weiter gesenkt werden.

Abfälle fallen vor allem als Asche und Gips in den in Tabelle 7-9 aufgezeigten Mengen an.

Tabelle 7-9: Abfallaufkommen im Jahr 1998

Abfallbezeichnung	Isoliermaterial (Mineralfaserabfälle)	Kesselasche	Flugasche	REA-Gipsabfälle und Gipsbriketts
Klassifizierung nach dem deutschen Krw-/AbfG	besonders überwachungs- bedürftig	Nicht überwachungsbedürftige Abfälle		
Aufkommen [t/a]	12,4	17,7	113,8	1767
Menge pro Produktmenge [g/kWh _{el}]	1,08	0,0018	0,0118	1,8
Verwertungs- /Beseitigungsverfahren	Verwertung	Bergbauversatz	Bergbauversatz	Gips- und Zementindustrie;

Die gesetzlichen Lärmschutzaufgaben für die Wohngebiete in 530 – 1200 m Entfernung vom Kraftwerk können durch Schalldämmung der Sicherheitsventile sowie durch Einhausung der Trafos und der gesamten Anlage gewährleistet werden. Am Immissionsort herrschen somit Schalldruckpegel zwischen 26 und 46 dB(A).

Wirtschaftliche Daten

Die Investitionen für die Rauchgasreinigungsanlagen (REA und DeNO_x) beliefen sich auf insgesamt 256 Mio. € zwischen 1990 und 1994.

Gründe für die Realisierung der Anlage

Gründe für die Realisierung der Entstickung und Entschwefelung liegen in der Emissionsminderung, welche aus den gesetzlichen Auflagen resultieren.

Die nachträgliche Innenverkleidung des Schornsteins mit GFK-Material erfolgte zum einen aufgrund von Problemen mit der benachbarten Wohnbevölkerung durch Emission von sauren Tröpfchen und Partikeln. Zum anderen brachte der Einbau auch verminderte Korrosion der Schornstein-Innenwand und somit eine Senkung der Betriebskosten.

7.3.2 Beispiel: Kessel und Gasturbine zur Verfeuerung von leichtem Heizöl mit der Möglichkeit des Kombibetriebs

Beschreibung

Bei dem gewählten Beispiel handelt es sich um ein Kombikraftwerk zur Deckung der Spitzenlast, bestehend aus einer Gasturbine (Feuerungswärmeleistung 260 MW_{th}, elektrische Leistung 60 MW_{el}) und einem Kessel (FWL im Frischlüfterbetrieb 838 MW_{th} und 655 MW_{th} im Kombibetrieb). Der Dampfturbosatz kann eine elektrische Leistung von bis zu 265 MW_{el} abgeben.

Im Kombibetrieb werden die Abgase der Gasturbine als Verbrennungsluft im Kessel genutzt.

Die Anlage wurde 1972 gebaut und 1993 der Brennstoff von schwerem Heizöl auf Heizöl EL umgestellt. 1994 wurde sowohl die Gasturbine als auch der Kessel mit einer Wassereindüsung nachgerüstet, um die NO_x-Grenzwerte von < 150 mg/Nm³ einzuhalten. Bei der Gasturbine wurde zusätzlich die Brennkammer und der Brenner ausgetauscht. Die Eindüsung von entmineralisiertem Wasser erfolgt über Lanzen mit Kegeldüsen. Der Wasserdruck liegt, je nach Last, bei 3 bis 22 bar. Beim Kessel werden bis zu 50 m³/h und bei der Gasturbine bis zu 18,7 m³/h Wasser eingedüst.

Wesentliche Umweltvorteile

Die Wassereindüsung mindert die NO_x-Emissionen sowohl für die Gasturbine als auch für den Kessel.

Anwendbarkeit

Die Technik der Wassereindüsung findet vor allem dann Verwendung, wenn bestehende HEL-Feuerungen nachträglich mit NO_x-Minderungstechniken ausgerüstet werden sollen.

Medienübergreifende Aspekte

Bei der eingesetzten Primärtechnik zur Emissionsminderung entstehen weder Abwässer noch Abfälle. Es sind jedoch recht große Mengen an aufbereitetem Frischwasser notwendig. Weiterhin wird der elektrische Wirkungsgrad verringert, da die aufgewendete Verdampfungsenthalpie nicht zurückgewonnen wird.

Betriebsdaten

Im Jahr 1998 wurden 6.976 MWh_{el} von der Dampfturbine und 118 MWh_{el} von der Gasturbine erzeugt (jeweils brutto). Die Anlage war 74 Stunden in Betrieb.

Im Jahr 1998 wurden folgende atmosphärische Emissionen ermittelt:

Tabelle 7-10: Grenzwerte und atmosphärische Emissionen des Kessels im Frischlüfterbetrieb für das Jahr 1998

	Art der Messung	Grenzwert (3 % O ₂)	Tagesmittelwerte bezogen auf 3 % O ₂	Spezifische Emissionen [kg/TJ Input]
O ₂ -Gehalt im Abgas [%]	kont.		3	
Abgasvolumenstrom [m ³ /h]			853.523	
Staub [Rußzahl]		1	< 1	
NO _x [mg/Nm ³]	kont.	150	143,3	40,5
CO [mg/Nm ³]	kont.	100	4,77	1,35

Tabelle 7-11: Grenzwerte und atmosphärische Emissionen im Kombibetrieb für 1998

	Art der Messung	Grenzwert (3 % O ₂)	Tagesmittelwerte bezogen auf 3 % O ₂	Spezifische Emissionen [kg/TJ Brennstoff]
O ₂ -Gehalt im Abgas [%]	kont.		3	
Abgasvolumenstrom [m ³ /h]			965.000	
Staub [Rußzahl]		1	< 1	
NO _x [mg/Nm ³]	kont.	ca. 240* bei Volllast	259,7	76
CO [mg/Nm ³]	kont.	ca. 160** bei Volllast	129,8	38

*) Grenzwert wird berechnet nach folgender Formel: $(mGT \times 450 + mK \times 150) / (mGT + mK)$

***) Grenzwert wird berechnet nach folgender Formel: $(mGT \times 300 + mK \times 100) / (mGT + mK)$

wobei mGT, mK: Brennstoffmassenströme Gasturbine, Kessel

Es wurden 2.012,1 t Heizöl EL im Kessel sowie 47,85 t Heizöl EL in der Gasturbine eingesetzt. Der Wasserbedarf der Anlage resultiert vor allem aus der Durchlaufkühlung, welche ca. 40.000 m³/h Flusswasser benötigt. Die bei der Abflutung des primären Kühlkreislaufes entstehenden Abwässer und die Regenerate der Kondensatentsalzung werden indirekt eingeleitet. Das Abwasser der Wasseraufbereitungsanlage (ca. 250 m³/h) wird nach Neutralisation in den angrenzenden Fluss geleitet. Die Stoffkonzentrationen dieses Abwasserstroms sind in Tabelle 7-12 gezeigt.

Tabelle 7-12: Stoffkonzentrationen im neutralisierten Abwasser der Wasseraufbereitungsanlage im Jahr 1998

	Einzelmessungen (max. 2 im Bezugsjahr) [mg/l]	Grenzwerte [mg/l]
AOX	0,023 - 0,039	1
CSB	10 – 23	30 – 80
P	0,12 – 0,2	1,5 – 5
N	42 – 45	10
Zink	0,078	1
Chrom	0,0038	0,5
Cadmium	0,0003	0,05
Kupfer	0,0044	0,5
Blei	0,0053	0,1
Nickel	0,0036	0,5

Neben Schmiermitteln für die Turbinen und Schlämmen aus der Wasseraufbereitung fallen keine Abfälle an.

Wirtschaftliche Daten

Die Gesamtinvestitionen für die Nachrüstung der Anlage mit der Wassereindüsung beliefen sich auf 12,8 Mio. €. Davon entfielen 10,25 Mio € auf die Gasturbine und 5 Mio. DM auf den Kessel.

Gründe für die Realisierung der Anlage

Die Wassereindüsung wurde nachgerüstet, um die NO_x-Grenzwerte einhalten zu können.

7.3.3 Beispiel: Kraftwerk zur Verwertung von Konversionsrückständen der Rohölverarbeitung – SCR und REA nach Wellman-Lord

Beschreibung

Das hier beschriebene Kraftwerk wurde 1998 in Betrieb genommen und besteht aus 2 Kesseln (2 x 510 MW_{th}, 2 x 150 MW_{el}, 2 x 620 t/h Dampf mit 90 bar, 520 °C) zur Verbrennung von Rückständen aus der High-Soaker-Conversion-Anlage (HSC-R). Weiterhin können andere flüssige Brennstoffe (Visbreaker-Rückstand, Vakuum-Rückstand, Heizöl S) als Brennstoffe eingesetzt werden. Außerdem können bis zu 6 t/h Heizgas aus dem raffinerieinternen Heizgasnetz verfeuert werden.

Der maximale elektrische Bruttowirkungsgrad liegt bei 29,4 %. Dieser wird jedoch nur selten erreicht, da die Anlage wärmegeführt betrieben wird, da die Deckung der Dampfnachfrage im Vordergrund steht. Der maximale Brennstoffnutzungsgrad liegt bei 73 %.

Neben der Versorgung der Raffinerie mit Strom und Dampf wird auch der örtliche Energieversorger mit Strom sowie die Stadt mit Fernwärme beliefert.

Die Feuerungsanlage für die Rückstandsöle ist als Frontfeuerung ausgeführt und besteht je Kessel aus 9 Dampfzerstäuberölanzen in 3 verschiedenen Ebenen. Die Brenner der mittleren Ebene verfügen über einen Gasdüseninsatz zur Verbrennung des Raffineriegas. Durch Low-NO_x-Brenner und eine gestufte Verbrennungsluftzuführung werden die Stickoxidkonzentrationen im Rohgas reduziert.

Nach dem Kessel durchströmen die Rauchgase zunächst den Economizer und anschließend eine SCR-Anlage, wodurch die NO_x-Konzentration von max. 800 mg/Nm³ auf max. 150 mg/Nm³ reduziert wird. Dabei werden ca. 145 kg/h an Ammoniak verbraucht.

Im Rauchgasweg folgt der Luvo bevor der Elektroabscheider und schließlich die Abgasentschwefelungsanlage durchlaufen werden. Diese arbeitet nach dem Wellman-Lord-Verfahren. Im Absorber werden die Rauchgase zunächst durch Eindüsung von Wasser gekühlt. Danach strömen sie durch drei Füllkörperstufen. Dort erfolgt die SO₂-Absorption durch Reaktion mit einer Natriumsulfidlösung. Die entschwefelten Rauchgase werden wieder aufgeheizt und gelangen über den Schornstein mit etwa 115 °C in die Atmosphäre. Die mit SO₂ beladene Lauge wird zu zentralen Regeneration gepumpt, wo Schwefel gewonnen wird.

Dieser Prozessschritt erforderte eine Umrüstungen der Schwefelgewinnungsanlage der Raffinerie, da diese in erster Linie Schwefel aus H₂S gewinnt.

Die maximale SO₂-Konzentration im Reingas beträgt 400 mg/Nm³.

Wesentliche Umweltvorteile

Die Anlage bietet eine energetische Nutzung von Reststoffen des Raffineriebetriebs mit einem hohen Brennstoffnutzungsgrad, da sowohl Dampf und Wärme als auch Strom im Raffinerieprozess eingesetzt werden. Weiterhin können niedrige Emissionswerte für NO_x, SO₂, SO₃ und Staub erreicht werden.

Anwendbarkeit

Die Rauchgasreinigungsanlagen lassen sich prinzipiell in schwerölbefeuerten Kraftwerken nachrüsten. Ob eine energiesparende High-Dust-Schaltung der SCR-Anlage realisiert werden kann, ist im Einzelfall zu prüfen.

Medienübergreifende Aspekte

Bei der Rauchgasreinigung fallen folgende Stoffe an:

- Elektroabscheider: Flugasche
- REA: elementarer Schwefel, Salze, welche Sulfate enthalten, feste Rückstände aus der Waschwasseraufbereitung

Weiterhin wird durch den Betrieb der Rauchgasreinigungsanlagen der Wirkungsgrad der Gesamtanlage reduziert.

Betriebsdaten

Im Jahr 2000 war die Anlage 8760 Stunden in Betrieb und erzeugte 4660 GWh Dampf und Wärme und 1848 GWh_{el} Strom (brutto). Der elektrische Nettowirkungsgrad lag bei ca. 20 %, der Brennstoffausnutzungsgrad bei ca. 64 %.

Im Jahr 2000 wurden folgende atmosphärische Emissionen gemessen:

Tabelle 7-13: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen der drei Ölkessel im Jahr 1999

	Anzahl Messungen / Jahr	Grenzwert (3% O ₂)	Konzentrationen im Rohgas	Tagesmittelwerte bezogen auf 3 % O ₂ im Reingas	Spezifische Emissionen [kg/TJ _{in}]
O ₂ -Gehalt Abgas	kontinuierlich			3,5	
Abgasvolumenstrom [m ³ /h]				781.000	
Staub [mg/Nm ³]	kontinuierlich	50	< 1.000	11	3,2
SO ₂ [mg/Nm ³]	kontinuierlich	400	< 6.400	363	110
Schwefelemissionsgrad [%]		15		7,9	
NO _x [mg/Nm ³]	kontinuierlich	150	ca. 800	127	36,7
CO [mg/Nm ³]	kontinuierlich	175		7	2,0
HCl [mg/Nm ³]	Einzel	30		15	4,3
HF [mg/Nm ³]	Einzel	5		0,4	0,1
Ni [mg/Nm ³]	Einzel			0,02	0,007
V [mg/Nm ³]	Einzel			0,02	0,007

Die diffusen Emissionen an Kohlenwasserstoffen aus Dichtelementen werden auf < 1 kg/h abgeschätzt.

Im Bezugsjahr wurden 580 kt Rückstände mit einem mittleren Heizwert von 38,7 MJ/kg und einem Schwefelgehalt zwischen 2,6 und 3,1 % eingesetzt. Im Einzelnen sind die Charakteristika der flüssigen Brennstoffe in Tabelle 7-14 wiedergegeben.

Tabelle 7-14: Technische Daten der flüssigen Brennstoffe

	HSC-R	Visbreaker- Rückstand	Vakuum- Rückstand	Heizöl S
C [Gew.-%]	87,0 – 87,5	86,5 – 87,0	85,5 – 86,0	85,0
H [Gew.-%]	8,3 – 8,8	9,3 – 9,8	10,1 – 10,6	11,0
S [Gew.-%]	2,8 – 3,4	2,7 – 3,4	2,7 – 3,3	3,0
N [Gew.-%]	0,7 – 1,3	0,6 – 0,9	0,6 – 0,8	0,6
Asche [Gew.-%]	0,1	0,1	0,08	0,1
V [mg/kg]	300 – 410	150 – 260	130 – 220	130 – 190
Ni [mg/kg]	100 – 135	50 – 90	75 – 80	60 – 90
Hu [MJ/kg]	38,7	39,6	40,0	40,2
Dichte [kg/dm³]	1,06 – 1,07	1,02 – 1,04	1,01 – 1,02	0,955
Anlieferungstemperatur [°C]	260 - 280	195	195	125

Die Abwässer der Anlage werden gemeinsam mit den Abwässern der Raffinerie erfasst und in einer mechanischen, chemischen und biologischen Reinigung unterzogen. Abwässer fallen bei der Deionatherstellung, der Dampferzeugung und der REA- Regeneration an (insgesamt 75 m³/h). Zu diesen Abwässern liegen kein Frachten vor, da sie gemeinsam mit den Raffinerieabwässern behandelt werden.

Weiterhin werden 160 m³/h Abwasser aus der Kühlturmabschlammung unbehandelt direkt in den Vorfluter geleitet. Die Stoffkonzentrationen in diesem Abwasserstrom sind in Tabelle 7-15 wiedergegeben.

Tabelle 7-15: Stoffkonzentrationen im unbehandelten Kühlturmabschlammwasser

	Grenzwerte [mg/l]	Jahresmittelwerte aus 6 behördlichen Messungen [mg/l]	Fracht pro Energieeinsatz [g/TJ_{in}]
Chlor	0,2 – 0,3	< 0,3	< 8
AOX	0,15 – 1	0,066	1,65
CSB	30 – 80	35	875
Phosphor	1,5 – 5	0,24	6
Stickstoff	10	37	925
Zink	1	< 50	< 1250
Chrom	0,5	< 10	< 250
Cadmium	0,05	< 5	< 125
Kupfer	0,5	< 10	< 250
Blei	0,1	< 10	< 250
Nickel	0,5	< 10	< 250
Vanadium		< 10	< 250

Abfälle fallen vor allem als Asche und Gips in den in Tabelle 7-16 aufgezeigten Mengen an.

Tabelle 7-16: Abfallaufkommen im Jahr 2000

Abfallbezeichnung	Feste Salze, die Sulfat enthalten	Feste Rückstände aus Waschwasseraufbereitung (mit Ni-Gehalt)	Flugasche mit Gehalt an Ni und V	Verunreinigte Aktivkohle
Klassifizierung nach dem deutschen Krw-/AbfG	überwachungsbedürftig	nicht überwachungsbedürftig	besonders überwachungsbedürftig	
Aufkommen [t/a]	10.330	295	1.180	100
Menge pro Produktmenge [g/kWhel]				
Verwertungs-/Beseitigungsverfahren	stoffliche Verwertung von Natriumsulfat; Rest als Bergversatz	Untertagedeponierung	Untertagedeponierung	Verbrennung

Wirtschaftliche Daten

Die gesamten Investitionen beliefen sich auf 376 Mio. € (1998). Davon entfielen alleine auf die Anlagen zur Emissionsminderung 145 Mio. €. Die Betriebskosten, einschließlich Kapitaldienst und Entsorgungskosten, beliefen sich auf 23,6 Mio. DM im Jahr 2000.

Gründe für die Realisierung der Anlage

Zu Beginn der 90er-Jahre fiel die Entscheidung für den Bau der beiden neuen Blöcke, weil die sechs alten Kessel den modernen Umwelтанforderungen nicht mehr gerecht wurden. Gründe für die Realisierung der Entstickung und Entschwefelung liegen in der Emissionsminderung, welche aus den gesetzlichen Auflagen resultieren. Das vergleichsweise aufwändige Wellman-Lord-Verfahren zur Entschwefelung wurde gewählt, da der bei der alternativen nassen Rauchgasentschwefelung anfallende Gips im näheren Umreis keinen Abnehmer gefunden hätte. Weiterhin war unklar, ob die Gipsqualität ausreichend für eine Weiterverarbeitung gewesen wäre. Die wahrscheinliche Belastung mit Schwermetallen hätte evtl. zu einer Deponierung des Gipses gezwungen.

7.3.4 Beispiel: Kraftwerk zur Verwertung von Destillations- und Konversionsrückständen einer Raffinerie, Entstickung (SCR) und Abgaswäsche

Beschreibung

Das hier beschriebene Kraftwerk einer Raffinerie wurde im Dezember 1996 in Betrieb genommen und besteht aus 3 Ölkesseln ($3 \times 130 \text{ MW}_{\text{th}}$, $3 \times 162 \text{ t/h}$ Dampf mit 101 bar, $505 \text{ }^\circ\text{C}$) zur Verbrennung von Visbreaker- Rückstand und Slurry und einem Spitzenlast-Gaskessel ($1 \times 130 \text{ MW}_{\text{th}}$, $1 \times 155 \text{ t/h}$ Dampf mit 100 bar / $505 \text{ }^\circ\text{C}$) zur Verbrennung von Synthesegas und Heizgas. Als Reservebrennstoff findet in den Ölkesseln REB-Rückstand und im Gaskessel leichtes Heizöl Verwendung. Es sind drei Dampfturbinen auf jeweils verschiedenen Druckstufen installiert mit einer gesamten elektrischen Leistung von $106 \text{ MW}_{\text{el}}$. Hieraus resultiert ein vergleichsweise niedriger Bruttowirkungsgrad von $20,4 \%$, welcher sich jedoch mit den speziellen Brennstoffeigenschaften und der starken Nutzung des Dampfes als Prozessdampf erklären lässt.

Das Kraftwerk liefert an die Raffinerie Dampf auf drei verschiedenen Druckstufen (Hoch-, Mittel-, und Niederdruckdampf) sowie Strom auf 110-kV-Niveau, Hochdruck- und Niederdruckspeisewasser, Prozesswasser, Servicewasser, Kühlwasser, Druckluft und Instrumentenluft. Neben der Raffinerie wird weiterhin eine räumlich getrennte POX-Anlage mit Dampf, Strom und Kesselspeisewasser versorgt. Diese Anlage dient zur Erzeugung von Methanol mittels der Vergasung von hochviskosen Ölen. Je nach Betriebszustand der Anlage kann auch Dampf in das Kraftwerk zurückgespeist werden.

Die Feuerungsanlage für die Rückstandsöle besteht je Ölkessel aus sechs Dampfzerstäuberbrennern, die an der Vorderwand jeweils paarweise in drei Ebenen übereinander liegend angeordnet sind. Die Feuerung ist so ausgelegt, dass Kessellast mit fünf Brennern erreicht werden kann. Besondere Behandlung erfordert der Brennstoff Visbreaker- Rückstand. Da dieser erst bei 150°C pumpfähig ist und erst bei 230°C die für die Verbrennung nötige Zerstäubungseigenschaften besitzt, muss für Vorwärmung und Warmhaltung des Brennstoffs gesorgt werden.

Nach dem Kessel durchströmen die Rauchgase zunächst eine SCR- Anlage. Eine derartige High-Dust-Schaltung wurde hier erstmals in einer Schwerölf Feuerung realisiert. Es befinden sich relativ hohe Mengen an Vanadium im Brennstoff. Dieses wird in der Feuerung zu Vanadiumpentoxid oxidiert und soll zu einer Erhöhung der Leistungsfähigkeit der Katalysatoren führen, welche allerdings bisher noch nicht beobachtet wurde. Weiterhin beschleunigt es die Oxidation von SO_2 zu SO_3 . Es wurde eine Konversionsrate von 10% veranschlagt, was auch entscheidend die Auslegung der nassen Abgasreinigungsanlage beeinflusste. Da SO_3 im Wesentlichen als Aerosol im Abgasstrom vorliegt, ist eine Abscheidung mittels Nasswaschverfahren nur bedingt möglich. Daher wurden Nass-elektroabscheider installiert, die dem SO_2 -Wäscher vorgeschaltet sind. Um die Rauchgase jederzeit sicher mit einer entsprechenden Temperatur zuführen zu können, ist diesen Anlagen

eine Quenche vorgeschaltet. Hier wird das Rauchgas durch Eindüsen von Wasser gekühlt. Chlor- und Fluorbestandteile werden dabei ebenfalls abgeschieden.

Nach der Abgasentschwefelung mittels Kalksteinwäsche in dem im Gleichstrom durchströmten GFK-Wäscher erfolgt die Erhitzung des Reingases in einem Dampf-Gas-Vorwärmer und die Ableitung über den Kamin.

Wesentliche Umweltvorteile

Die Anlage bietet eine energetische Nutzung von Reststoffen des Raffineriebetriebs mit einem hohen Brennstoffnutzungsgrad, da sowohl Dampf, Wärme als auch Strom vollständig im Raffinerieprozess eingesetzt werden. Weiterhin können niedrige Konzentrationswerte für NO_x , SO_2 , SO_3 und Staub im Abgas erreicht werden.

Anwendbarkeit

Die Abgasreinigungsanlagen lassen sich prinzipiell in schwerölbefeuerten Kraftwerken nachrüsten. Ob eine energiesparende High-Dust-Schaltung der SCR-Anlage realisiert werden kann, ist im Einzelfall zu prüfen.

Medienübergreifende Aspekte

Bei der Abgasreinigung fallen folgende Stoffe an:

- nasser Elektroabscheider und Quenche: Abwasser mit einem sehr niedrigen pH-Wert (< 1) sowie mit Schwermetall- und Sulfatbelastung
- REA: Abwasser, Gips

Weiterhin wird durch den Energieverbrauch beim Betrieb der Abgasreinigungsanlagen der Wirkungsgrad der Gesamtanlage reduziert.

Betriebsdaten

Im Jahr 1999 wurden $558 \text{ GWh}_{\text{el,netto}}$ in durchschnittlich 7.704 Betriebsstunden (Mittelwert für die 4 Blöcke) erzeugt. Der elektrische Nettowirkungsgrad lag im Jahresmittel bei ca. 16 %. Für die gesamte Anlage errechnet sich eine Volllaststundenzahl von 6.687 h.

Im Jahr 1999 wurden folgende atmosphärische Emissionen gemessen:

Tabelle 7-17: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen des Gaskessels im Jahr 1999

	Art der Messung	Grenzwert (3% O ₂)		Jahresmittelwerte bezogen auf 3 % O ₂	Spezifische Emissionen [kg/TJ Brennstoff]
		für Fuelgas / Synthesegas	für HEL		
O ₂ -Gehalt Abgas [%]	kontinuierlich			3	3
Abgasvolumenstrom [m ³ /h]				130.000	130.000
Staub [mg/Nm ³]	kontinuierlich	5	50	0,01	0,0028
SO ₂ [mg/Nm ³]	einzel	35		< 1,9	< 0,53
NO _x [mg/Nm ³]	kontinuierlich	100	150	94	26,1
CO [mg/Nm ³]	kontinuierlich	100	100	14,7	4,1

Tabelle 7-18: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen der drei Ölkessel im Jahr 1999

	Anzahl Messungen / Jahr	Grenzwert (3% O ₂)	Konzentrationen im Rohgas ¹⁾	Jahresmittelwerte bezogen auf 3 % O ₂ im Reingas	Spezifische Emissionen [kg/TJ _{Brennstoff}]
O ₂ -Gehalt Abgas [%]	kontinuierlich			3	
Abgasvolumenstrom [m ³ /h]				205.000	
Staub [mg/Nm ³]	kontinuierlich	50	220 ²⁾ / 400 ³⁾	3,9 – 6,6	1,7 – 2,9
SO ₂ [mg/Nm ³]	kontinuierlich	400	6500	133,5 – 158,9	58,5 – 69,9
Schwefelemissionsgrad [%]				4,23	
SO ₃ [mg/Nm ³]	Einzel		650	< 10	
NO _x [mg/Nm ³]	kontinuierlich	150	800 ⁴⁾	114 – 118	49,9 – 51,7
CO [mg/Nm ³]	kontinuierlich	175		9,2 – 22,1	4,0 – 9,7
HCl [mg/Nm ³]	Einzel	30		2,0	0,9
HF [mg/Nm ³]	Einzel	5		< 0,2	< 0,09
NH ₃ [mg/Nm ³]	Einzel	5			
Schwermetalle [mg/Nm ³]	Einzel			0,1 (1998)	0,04

¹⁾ nach Luvo, soweit nicht spezifiziert

²⁾ ohne Rußblasen

³⁾ mit Rußblasen

⁴⁾ vor DENOX

Im Gaskessel wurden 290 GWh Fuelgas und Synthesegas eingesetzt. In den Ölkesseln wurden insgesamt 235,5 kt FCC-Slurry eingesetzt. Die Qualität dieses Brennstoffs zeigt Tabelle 7-19. Dieser Brennstoff ist schwerem Heizöl sehr ähnlich. Für die Verbrennung der anderen aufgeführten Brennstoffe sind die Kessel ebenfalls ausgelegt.

Tabelle 7-19: Eigenschaften des eingesetzten FCC-Slurry im Jahr 1999

	Visbreaker-Rückstand	FCC-Slurry	REB-Rückstand
Hu [MJ/kg]	38,7	40,0	39,5
Ascheschmelzpunkt	> 1100	> 1100	> 1100
Zündtemperatur	> 450	> 300	> 300
Stockpunkt	65	-1	47
Elementaranalyse			
Wasser [Gew.-%]	10-7	trocken	0,5
Asche [Gew.-%]	0,1	0,15	< 0,1
C [Gew.-%]	87,3	88	85,3
H [Gew.-%]	8,5	9	11,3
S [Gew.-%]	< 3,7	< 1,65	< 3,3
N [Gew.-%]	0,89	0,19	0,7
O [Gew.-%]	0,05		0,04
Cl [mg/kg]	30	< 50	21
Ni [mg/kg]	110	< 200	80
V [mg/kg]	320	300	235

Die Abwässer der vier Kessel werden gemeinsam erfasst und behandelt. Abwässer fallen zum einen beim Regenerieren und Spülen der Vollentsalzungsanlage und der Kondensatreinigungsanlage an (ca. 11,7 m³/h bei Volllast). Diese werden nach Neutralisation mit einer AOX-Belastung von < 1 mg/l und mit 27 mg/l abfiltrierbaren Stoffen in den Vorfluter geleitet. Weiterhin fielen Abwässer beim Betrieb der REA an (ca. 20 m³/h bei Volllast). Hierbei ist zu beachten, dass in der RAA (Rauchgasreinugungs-Abwasserbehandlungsanlage) sowohl die schwachsauren Abwässer aus dem Wäscher als auch die stark sauren Abwässer aus der Quenche und dem Nass-Elektroabscheider mit einem pH-Wert < 1 behandelt werden. Die nach der Behandlung (Fällung, Flockung, Sedimentation, Sandfilter) hierin enthaltenen Stoffkonzentrationen zeigt Tabelle 7-20.

Tabelle 7-20: Stoffkonzentrationen im behandelten REA-Abwasser

	Grenzwerte [mg/l]	Jahresmittelwerte [mg/l]	Messhäufigkeit	Fracht pro eingesetzter Brennstoffenergie [g/TJ _{Brennstoff}]
CSB	150	57	täglich	3,58E+02
Zink	1	0,09	monatlich	5,64E-01
Chrom	0,5	0,002	monatlich	1,25E-02
Cadmium	0,05	0,0001	monatlich	6,27E-04
Kupfer	0,5	0,006	monatlich	3,76E-02
Blei	0,1	0,0001	monatlich	6,27E-04
Nickel	0,5	0,09	monatlich	5,64E-01
abfiltrierbare Stoffe	30	16	täglich	1,00E+02
Sulfat	2000	1565	monatlich	9,82E+03
Sulfit	20	10	monatlich	6,27E+01

Fluorid	30	0,1	monatlich	6,27E-01
Quecksilber	0,05	0,00001	monatlich	6,27E-05
Sulfid	0,2	< 0,0001	monatlich	6,27E-04

Die Kühlturmabflutung (ca. 440 m³/h bei Vollast) enthält die in Tabelle 7-21 gezeigten Verunreinigungen.

Tabelle 7-21: Stoffkonzentrationen im Kühlturm-Abwasser

	Grenzwerte [mg/l]	Jahresmittelwerte [mg/l]	Messhäufigkeit	Fracht pro eingesetzter Brennstoffenergie [g/TJ _{Brennstoff}]
AOX	0,15	0,14	monatlich	32,4
CSB	150	57	täglich	13288,9
Phosphor	3	0,84	monatlich	195,6
Zink	1	0,09	monatlich	20,9

Weiterhin werden pro Jahr 1,5*10⁶ m³ Abwasser aus der Umkehrosroseanlage ohne Behandlung direkt in den Vorfluter geleitet (entspricht ca. 210 m³ bei Vollast). Diese Menge entspricht etwa 67 % der bei dem Prozess der Umkehrosrose anfallenden Wassermenge. Das restliche Drittel bildet das entsalzte Wasser für den Wasser-Dampf-Kreislauf.

Für Störfälle ist eine Abwasservorsorgeanlage installiert, über welche bis zu 438.000 m³ Abwasser pro Jahr abgeleitet werden dürfen. Im Bezugsjahr wurde diese Anlage jedoch nicht benötigt.

Abfälle fallen vor allem als Asche und Gips in den in Tabelle 7-22 aufgezeigten Mengen an.

Tabelle 7-22: Abfallaufkommen im Jahr 1998

Abfallbezeichnung	Gipsschlamm aus REA- Abwasseraufbereitung	REA-Gips	RAA ¹ -Substanz	KZA ² -Schlämme
Klassifizierung nach dem deutschen Krw-/AbfG	überwachungsbedürftig	nicht überwachungsbedürftig		
Aufkommen [t/a]	2.810	32.150	5.550	6.800
Menge pro eingesetzter Brennstoffenergie [kg/TJ _{Brennstoff}]	222	2578	442	542
Verwertungs- /Beseitigungsverfahren	Deponierung	Verwertung	Verwertung	Verwertung

¹⁾ RAA: Rauchgasreinigungs- Abwasserbehandlungsanlage

²⁾ KZA: Kühlturmzusatzwasserbehandlungsanlage

Die gesetzlichen Lärmschutzaufgaben für die Wohngebiete in ca. 1.000 m Entfernung vom Kraftwerk können durch Schalldämmung, Einhausung und Schalldämpfer gewährleistet

werden Am Immissionsort herrschen somit Schalldruckpegel zwischen 30 (nachts) und 45 dB(A) (tagsüber).

Wirtschaftliche Daten

Die Investitionen beliefen sich auf 332 Mio. € (1996) für die gesamte Anlage.

Gründe für die Realisierung der Anlage

Gründe für die Realisierung der Entstickung und Entschwefelung liegen in der Emissionsminderung, welche aus den gesetzlichen Auflagen resultieren. Die konkrete Verfahrenskombination ergab sich zum einen aus der Erfordernis, die von schwerölbefeuerten Anlagen bekannten SO₃-Emissionen zu begrenzen. Dies machte folgende Optionen möglich:

- 1) Zugabe basischer Absorptionsmittel vor einem Gewebefilter, Nasswäsche, Dampf-Gasvorwärmer
- 2) Rohgas-Wärmetauscher, Zugabe basischer Absorptionsmittel vor einem Gewebefilter, Nasswäsche, Reingas-Wärmetauscher
- 3) Gaskühler, Nasselektroabscheider, Nasswäsche, Dampf-Gasvorwärmer

Die letzte Option wurde schließlich wegen den im Vergleich geringsten Betriebskosten gewählt, obwohl die höchsten Investitionen erforderlich waren.

7.4 Bestimmung von Besten verfügbaren Techniken für die Verbrennung von flüssigen Brennstoffen

Die Techniken, welche als BVT-konform angesehen werden, sind in diesem Abschnitt in fünf Gruppen unterteilt:

- I. Techniken zum Transport und Lagerung von flüssigen Brennstoffen und anderen Einsatz- und Hilfsstoffen
- II. Techniken, welche im Wasser-Dampf-Kreislauf Verwendung finden
- III. Verbrennungstechniken und Techniken zur Minderung von atmosphärischen Emissionen und Abfällen

Techniken der Kraft-Wärme-Kopplung und Techniken zur Behandlung und Reduzierung von Abwässern sind zusammenfassend in Kapitel 4 dargestellt.

Die Einteilung in diese Gruppen scheint sinnvoll, da sie vergleichsweise unabhängig voneinander sind, was z.B. bedeutet, dass Techniken zur Lagerung und zum Transport von flüssigen Brennstoffen üblicherweise mit jeder verfügbaren Verbrennungstechnik kombiniert werden können.

7.4.1 Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT für Transport und Lagerung von flüssigen Brennstoffen und Einsatz- und Hilfsstoffen

Die wichtigsten Umweltaspekte im Zusammenhang mit diesen Verfahrensstufen sind die diffusen Luftemissionen, Fragen der Gesundheit für Mitarbeiter und Sicherheitsaspekte. Die wesentlichen Maßnahmen im Zusammenhang mit BVT umfassen:

Tabelle 7-23: BVT für Transport und Lagerung

Verfahrensschritt	BVT	Umweltnutzen
Lagerung von flüssigen Brennstoffen	Lagertanks sollten sich in ausgekleideten Rückhaltebecken befinden, welche die gesamte Brennstoffmenge aufnehmen können	Vermeidung der Kontaminierung von Grundwasser, Boden und Gewässern
Transport und Lagerung von Einsatz- und Hilfsstoffen	Speicherung von Kalk bzw. Kalkstein in Silos und pneumatischer Transport; Verteilung von Gasen mit Pipelines; Lagerung von Flüssigkeiten in ausgekleideten Fässern oder Tanks.	Minimierung der diffusen Emissionen; Einhaltung von Gesundheits- und Sicherheitsmaßnahmen
	Speicherung von Ammoniak als wässrige Lösung und nicht druckverflüssigt, vor allem dann, wenn sich in Nähe der Anlage Wohn- oder Gewerbegebiete befinden.	Sicherheitsaspekte: falls druckverflüssigtes Ammoniak in einem Störfall als Gas freigesetzt wird, besteht Gesundheitsgefährdung der Anwohner.

7.4.2 Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT für den Wasser-Dampf-Kreislauf und das Kühlsystem

Die hier beschriebenen Techniken sind alleine relevant für den Einsatz von Dampfkesseln. Die wesentlichen Umwelteinflüsse, welche berücksichtigt werden müssen, sind der Verbrauch an Ressourcen, die Emissionen an Stoffen und Wärme in Gewässer und der Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen (z.B. Chemikalien zur Konditionierung des Wassers). Hinsichtlich der Maßnahmen zur Verminderung der Umwelteinflüsse kann allgemein unterschieden werden zwischen denen, welche in neu gebauten Anlagen zum Einsatz kommen können und denen, welche in bestehenden Anlagen im Zuge einer Modernisierung Verwendung finden können.

Tabelle 7-24: BVT für den Wasser-Dampf-Kreislauf und das Kühlsystem

Verfahrensschritt	Ein-schränkung	BVT	Umweltnutzen
Dampfzustände nach der Überhitzung	neue Kraftwerke	Verwendung von fortschrittlichen Materialien erlaubt hohe Dampfzustände	ermöglicht hohe elektrische Wirkungsgrade
Dampfturbine	neue und nach-gerüstete Kraftwerke	Optimierte Schaufelradblätter und verbesserter Dampfeinlass/-auslass führen zu Turbinenwirkungsgraden von 91 bis 96 %	Wirkungsgraderhöhung
Regenerative Speisewasser-erwärmung	neues KW mit > 300 MW _{th}	Große Anzahl von Stufen zur regenerativen Speisewassererwärmung erhöht den Wirkungsgrad der Stromerzeugung; neue Kraftwerke verwenden bis zu 10 Stufen, wodurch sich Speisewassertemperaturen von 300 °C realisieren lassen.	Wirkungsgraderhöhung
Zwischenüberhitzung	neues KW mit > 300 MW _{th}	Zwei- oder mehrfache Zwischenüberhitzung führt zu einer Anhebung des Wirkungsgrades der Stromerzeugung	Wirkungsgraderhöhung
Kühlsystem	-	<p>Der elektrische Wirkungsgrad eines Kraftwerks steigt mit abnehmendem Kondensatordruck (bis zu < 30 mbar); wenn alleine der Wirkungsgradaspekt berücksichtigt wird, so gilt folgende Klassifizierung (nach unten abnehmende Wirkungsgrade):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Durchlaufkühlung (Meerwasser oder Flusswasser) 2) Naturzugkühlturm 3) Hybridkühlturm 4) Zwangsbelüfteter Nasskühlturm 5) Trockenkühlturm <p>Details bezüglich Kühlsystemen sind im BREF zu industriellen Kühlsystemen zu finden.</p>	<p>Die Klassifizierung im Einzelfall muss durch standortabhängige Faktoren modifiziert werden, da durch gewisse Kühltechniken große Vor- oder Nachteile für die lokale Umwelt erwachsen können:</p> <p>zu 1) diese Technik führt oft zu starken Störungen der Gewässerökologie aufgrund der Wärmeimmissionen zu 2) hoher Flächen- und Wasserbedarf; Schattenwurf zu 3) im Vergleich zu 2) kleiner und geringerer Wasserbedarf; nahezu keine Kondenswolken zu 5) kein Wasserbedarf => wichtiger Aspekt in Trockengebieten</p>
Aufbereitung des Kühlwassers	-	Siehe BREF zu industriellen Kühlsystemen	

Verfahrensschritt	Ein-schränkung	BVT	Umweltnutzen
Aufbereitung des Kesselspeisewassers	-	Umkehrosmoseanlagen sollten zur Entmineralisierung verwendet werden; falls diese Technik nicht ausreicht kann sie mit Ionenaustauschern kombiniert werden.	Die Umkehrosmose ermöglicht geringere Salzfrachten im Abwasser als Ionenaustauscher (40 – 50 % geringer); weiterhin werden keine Salzlösungen zur Regeneration benötigt.
		Ionenaustauscher sollten im Gegenstromverfahren arbeiten	Durch diese Betriebsweise wird der Einsatz an Chemikalien und Wasser reduziert und eine höhere Wasserqualität erreicht.
		Falls Entcarbonisierung mit Hilfe von Kalk durchgeführt wird sollte der anfallende Schlamm einer Verwertung zugeführt, (z.B. als Zuschlagstoff für die Zementindustrie und die Landwirtschaft sowie als Adsorptionsmittel für die REA) und nicht deponiert werden.	Vermeidung der Abfalldeponierung
		zur Konditionierung von Kesselspeisewasser sollte im Hinblick auf eine kombinierte Fahrweise erfolgen, d.h. das Kesselspeisewasser wird mit geringen Mengen an Ammoniak (0,1 – 0,15 mg/m ³) zusammen mit 0,05 – 0,3 mg/m ³ Sauerstoff konditioniert.	Reduzierung von Stickstoff im Abwasser des Wasser-Dampf-Kreislaufs

7.4.3 Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT für Verbrennungstechniken und Maßnahmen zur Verminderung von atmosphärischen Emissionen und Abfällen

In diesem Abschnitt werden die Kombinationen von Verbrennungstechniken mit primären und sekundären Emissionsminderungstechniken vorgestellt, welche als BVT-konform angesehen werden. Diesen in Tabelle 7-25 zusammengestellten Technikkombinationen sind die erreichbaren Wirkungsgrade und atmosphärischen Emissionen beigelegt. In Tabelle 7-26 werden die BVT aufgezählt, welche für einzelne Verfahrensschritte bei der Verfeuerung von schweren Ölfractionen in Kesseln relevant sind. Die zugehörigen Emissionskonzentrationen sind den Grenzwerten der EU-Richtlinie 2001/80/EC für Großfeuerungsanlagen gegenübergestellt.

Tabelle 7-25: BVT-konforme Technikkombinationen zur Minderung von Schwefeldioxid, Stickoxid- und Staubemissionen

Kategorie	Therm. Leistung	Brennstoff	Kesseltyp	Primärmaßnahme	Sekundärmaßnahme	O ₂ Bezug [%]	Grenzwert [mg/m ³] (Statistik)	Emission [mg/m ³] (Statistik)
Schwefeldioxid								
Neue Anlage	> 500 MW _{th}	flüssig	alle			3	EU: 200 (dm)	
Bestehend	> 500 MW _{th}	flüssig	alle			3	EU: 400 (mm)	
	1007 MW _{th}	Schweröl	Kessel	S-Gehalt < 3.5 %	FGD (ws) η > 90 %	3	400 (dm)	50 - 250
	1007 MW _{th}	Schweröl	Kessel	S-Gehalt < 3.5 %	FGD (ws) η > 90 %	3	400 (dm)	50 - 250
	510 MW _{th}	Rückstände	Kessel	S-Gehalt < 3.4 %	FGD (Wellman Lord)	3	400 (dm) SER 15 %	363 (dm) SER 7,9
Neue Anlage	100 – 300 MW _{th}	flüssig	alle			3	EU: 400 - 200 (dm) linear	
Bestehend	100 – 300 MW _{th}	flüssig	alle			3	EU: 1700 (mm)	
	130 MW _{th} (3x)	Rückstände	Kessel	S-Gehalt < 3.7 %	FGD (ws)	3	400 (dm)	133,5 – 158,9 (am) SER 4,23
Stickoxide								
Neue Anlage	> 100 MW _{th}	flüssig	Kessel			3	EU: 200 (dm) EU: 400 (dm)	
Bestehend	> 100 MW _{th} 50-100	flüssig	Kessel			3	EU: 400 (mm) EU: 450 (mm)	
	1007 MW _{th}	Schweröl	Kessel	LNB, over fire air	SCR	3	150 (dm)	121 (am)
	1007 MW _{th}	Schweröl	Kessel	LNB, over fire air	SCR	3	150 (dm)	131 (am)
	510 MW _{th}	Rückstände	Kessel	LNB, fuel staging	SCR	3	150 (dm)	127 (dm)
	130 MW _{th} (3x)	Rückstände	Kessel		SCR	3	150 (dm)	49,9 – 51,7 (am)
	838 MW _{th}	Heizöl EL	Kessel	Wassereindüsung		3	150 (dm)	143,3 (dm)
Neue Anlage	-	flüssig	GT			3	EU: 120 (dm)	
	260 + 655 MW _{th}	Heizöl EL	CC GT + Kessel	Wassereindüsung		3	240 at full load (dm) (GT: 450 B: 150)	259,7 (dm)
	340 MW _{th} GT 1	Heizöl EL	CC GT	LNB, Wassereindüsung	-	15	150 (dm)	80 (dm)
	340 MW _{th} GT 2	Heizöl EL	CC GT	LNB, Wassereindüsung	-	15	150 (dm)	131 (dm)
	53 + 25 MW _{th} (2x) GT 1	Heizöl EL	CC GT	Wassereindüsung	-	15	200 (dm)	221 (dm)
	1 53 + 25 MW _{th} (2x) GT 2	Heizöl EL	CC GT	Wassereindüsung	-	15	200 (dm)	201 (dm)

Kategorie	Therm. Leistung	Brennstoff	Kesseltyp	Primärmaßnahme	Sekundärmaßnahme	O ₂ Bezug [%]	Grenzwert [mg/m ³] (Statistik)	Emission [mg/m ³] (Statistik)
Staub								
Neue Anlage	> 100 MW _{th} 50-100	flüssig	Kessel		ESP, FF	3	30 (dm) 50 (dm)	
Bestehend	alle	flüssig	Kessel			3	50 (mm)	
	1007 MW _{th}	Schweröl	Kessel		ESP, FGD	3	50 (dm)	10 (am)
	1007 MW _{th}	Schweröl	Kessel		ESP, FGD	3	50 (dm)	15 (am)
	510 MW _{th}	Rückstände	Kessel		ESP, FGD	3	50 (dm)	11 (dm)
	130 MW _{th} (3x)	Rückstände	Kessel		Wet ESP, FGD	3	50 (dm)	3.9 - 6.6 (am)
	340 MW _{th} GT 1	Heizöl EL	CC GT		-	15	2 (dm)	0.5 (dm)
	340 MW _{th} GT 2	Heizöl EL	CC GT		-	15	2 (dm)	0.5 (dm)

Abkürzungen: vgl. Abschnitt 5.4.3

Auf die Nutzung von flüssigen Brennstoffen als Stütz- und Reservebrennstoff wird in diesem Kapitel nicht eingegangen. Die Nutzung von HEL in offenen Gasturbine ohne Abhitzenutzung zur Dampferzeugung wird nicht als BVT angesehen und wird daher ebenfalls nicht in diesem Kapitel beschrieben.

Tabelle 7-26: BVT für einzelne Verfahrensschritte bei der Verfeuerung von schweren Ölfractionen in Kesseln

Verfahrenschritt	BVT	Umweltnutzen
Reingas auf dem Weg zur Atmosphäre	Falls ein Naturzugkühlturm installiert ist sollte das Abgas über diesen emittiert werden	hierdurch ist kein Wiederaufheizen des Rauchgas nach der REA erforderlich, wodurch der Wirkungsgrad erhöht wird; Kamin ist nicht erforderlich
	Falls die Abgase über einen Kamin abgeleitet werden, so sind Abgastemperaturen von 70 – 80 °C meist ausreichend.	Wiederaufheizen kann vermindert werden wodurch der Wirkungsgrad erhöht wird; diese Temperaturen machen eine Auskleidung der Kamin-Innenwände erforderlich, um die potentielle Korrosion durch auskondensierende saure Bestandteile (SO ₃) zu verhindern.
	Die Energie im Abgas sollte so weit wie möglich genutzt werden	el. Wirkungsgrad wird angehoben. Probleme könne durch kondensierende, saure Bestandteile im Rauchgas entstehen.

Verfahrenschritt	BVT	Umweltnutzen
	Für die Wiederaufheizung von Abgasen vor der SCR oder nach der REA sollten Wärmeverschiebesysteme zum Einsatz kommen.	Gegenüber einem Dreh-Luvo ist kein Austausch zwischen Rein- und Rauchgas möglich; weiterhin sind keine Neubildungen an HCl und HF möglich
Kessel	Der Wirkungsgrad von modernen Kesseln liegt bei ca. 95 %.	Wirkungsgraderhöhung
	Die Luftüberschusszahl sollte minimiert werden.	Wirkungsgraderhöhung
SCR	Abscheidegrade für NO _x liegen bei 80 – 90 %; Der Ammoniakschlupf sollte 5 mg/Nm ³ nicht überschreiten.	
	Betrieb der SCR-Anlage in „High-dust“ Stellung	führt zu vermindertem Einsatz von Energie da Wiederaufheizen der Abgase entfällt. Es muss allerdings auch der erhöhte Verschleiß der Katalysatoren berücksichtigt werden, besonders für Schmelzfeuerungen.
	Katalysatoren sollten regeneriert und nicht erneuert werden wenn sie zu viel Aktivität verloren haben. (siehe Abschnitt 5.3.1)	Durch Regenerierung kann in vielen Fällen die ursprüngliche Aktivität wiederhergestellt werden; hierdurch werden schwermetallhaltiges Katalysatormaterial und auch Kosten eingespart.
REA	Moderne REAs können mit Abscheidegraden weit über 90 % betrieben werden.	Minderung von SO ₂ Emissionen
	Verwertung aller Reststoffe	Vermeidung von Abfalldeponierung
Elektrischer Eigenverbrauch	Absenkung durch Optimierung von Ventilatoren, Saugzügen, Kohlemühlen und REA-Umwälzpumpen	Wirkungsgraderhöhung

7	Techniken für die Verbrennung von flüssigen Brennstoffen	7-1
7.1	Angewandte Prozesse und Verfahren	7-1
7.1.1	Gasturbinen	7-1
7.1.2	Ölgefeuerte Kessel	7-1
7.2	Verbrauchs- und Emissionswerte	7-3
7.3	Einzelanlagen- bzw. Einzeltechnikbeschreibungen	7-6
7.3.1	Beispiel: Kraftwerk mit Heizöl S – Feuerung mit nachgerüsteten Rauchgasreinigungsanlagen	7-7
7.3.2	Beispiel: Kessel und Gasturbine zur Verfeuerung von leichtem Heizöl mit der Möglichkeit des Kombibetriebs	7-11
7.3.3	Beispiel: Kraftwerk zur Verwertung von Konversionsrückständen der Rohölverarbeitung – SCR und REA nach Wellman-Lord	7-14
7.3.4	Beispiel: Kraftwerk zur Verwertung von Destillations- und Konversionsrückständen einer Raffinerie, Entstickung (SCR) und Abgaswäsche	7-19
7.4	Bestimmung von Besten verfügbaren Techniken für die Verbrennung von flüssigen Brennstoffen	7-24
7.4.1	Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT für Transport und Lagerung von flüssigen Brennstoffen und Einsatz- und Hilfsstoffen	7-25
7.4.2	Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT für den Wasser-Dampf-Kreislauf und das Kühlsystem	7-25
7.4.3	Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT für Verbrennungstechniken und Maßnahmen zur Verminderung von atmosphärischen Emissionen und Abfällen	7-27
	Tabelle 7-1: Atmosphärische Emissionskonzentrationen von ölgefeuerten Kraftwerken	7-3
	Tabelle 7-2: Atmosphärische spezifische Emissionen von ölgefeuerten Kraftwerken	7-4
	Tabelle 7-3: Wasserseitige Emissionskonzentrationen von ölgefeuerten Kraftwerken	7-5
	Tabelle 7-4: Wasserseitige spezifische Emissionen von ölgefeuerten Kraftwerken	7-6
	Tabelle 7-5: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1998	7-8
	Tabelle 7-6: Eigenschaften des eingesetzten Heizöl S im Jahr 1998	7-9
	Tabelle 7-7: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen im Jahr 1998	7-9
	Tabelle 7-8: Stoffkonzentrationen im behandelten REA-Abwasser	7-10
	Tabelle 7-9: Abfallaufkommen im Jahr 1998	7-11
	Tabelle 7-10: Grenzwerte und atmosphärische Emissionen des Kessels im Frischlüfterbetrieb für das Jahr 1998	7-12
	Tabelle 7-11: Grenzwerte und atmosphärische Emissionen im Kombibetrieb für 1998	7-13
	Tabelle 7-12: Stoffkonzentrationen im neutralisierten Abwasser der Wasseraufbereitungsanlage im Jahr 1998	7-13
	Tabelle 7-13: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen der drei Ölkessel im Jahr 1999	7-16

Tabelle 7-14: Technische Daten der flüssigen Brennstoffe	7-17
Tabelle 7-15: Stoffkonzentrationen im unbehandelten Kühlturmabschlammwasser	7-17
Tabelle 7-16: Abfallaufkommen im Jahr 2000	7-18
Tabelle 7-17: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen des Gaskessels im Jahr 1999	7-21
Tabelle 7-18: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen der drei Ölkessel im Jahr 1999	7-21
Tabelle 7-19: Eigenschaften des eingesetzten FCC-Slurry im Jahr 1999	7-22
Tabelle 7-20: Stoffkonzentrationen im behandelten REA-Abwasser	7-22
Tabelle 7-21: Stoffkonzentrationen im Kühlturm-Abwasser	7-23
Tabelle 7-22: Abfallaufkommen im Jahr 1998	7-23
Tabelle 7-23: BVT für Transport und Lagerung	7-25
Tabelle 7-24: BVT für den Wasser-Dampf-Kreislauf und das Kühlsystem	7-26
Tabelle 7-25: BVT-konforme Technikkombinationen zur Minderung von Schwefeldioxid, Stickoxid- und Staubemissionen	7-28
Tabelle 7-26: BVT für einzelne Verfahrensschritte bei der Verfeuerung von schweren Ölfraktionen in Kesseln	7-29

8 Techniken für die Verbrennung von gasförmigen Brennstoffen

8.1 Angewandte Prozesse und Verfahren

Dieser Abschnitt behandelt vor allem Gasturbinen und deren mögliche Einbindung in ein Kraftwerk. Weiterhin werden Primärmaßnahmen zur Emissionsminderung näher erläutert. Die Verbrennung von Gasen in Kesseln wird nahezu ausschließlich für Prozessgase (z.B. Hüttengase) durchgeführt und findet nur als Beispiel in Abschnitt 8.4.4 Eingang in dieses Kapitel.

Zurzeit existieren zwei unterschiedliche Gasturbinenauslegungskonzepte, die in unterschiedlichen Anwendungsfeldern eingesetzt werden. Man unterscheidet die sogenannten industriellen Gasturbinen in Schwerlastbauweise (Heavy-duty „HD“) und die von Flugtriebwerken abgeleiteten Gasturbinen (aeroderivative „AD“). Die Entwicklung der beiden Baureihen erfolgte nun während eines längeren Zeitraumes nebeneinander und weitgehend unabhängig voneinander, weil die Stationärturbinen meist von den Dampfturbinen-Herstellern, die Flugtriebwerke von den Flugmotorenfirmen gebaut wurden. Die zuletzt genannten Gasturbinen stellen eine Weiterentwicklungen der Flugzeugtriebwerke dar und zeichnen sich demzufolge vor allem durch hohe Leistung bei geringem Gewicht aus. AD-Gasturbinen erreichen Einheitenleistungen bis ca. 40 MW und Wirkungsgrade zwischen 38 und 40%. HD-Gasturbinen hingegen werden derzeit in Einheitenleistungen bis ca. 240 MW hergestellt.

Bei Grundlastanlagen, bei denen es auf höchste Wirkungsgrade beziehungsweise Brennstoffausnutzungsfaktoren ankommt, d.h., wenn dem Gasturbosatz ein hochwertiger Dampfprozess mit einem Abhitzeessel für hohe Dampfparameter und ein Dampfturbosatz nachgeschaltet werden soll, wird meist eine HD-Gasturbine bevorzugt. Für Prozesse, bei denen die Gasturbine als Spitzenlastaggregat läuft und bei solchen, wo wohl ein Abhitzeessel für Prozess- und Heizdampf, aber nicht unbedingt ein Dampfturbosatz eingesetzt werden soll, wird eher eine AD-Turbine eingesetzt [MADER 1998].

Eine Gasturbine besteht aus vier Hauptkomponenten: dem Verdichter, der Brennkammer, der Turbine und dem Generator.

Die im Bereich der Stromerzeugung eingesetzten Gasturbinen verfügen über mehrstufige axiale Verdichter. Die Anzahl der Verdichterstufen variiert bei industriellen Gasturbinen in Schwerlastbauweise zwischen 15 und 20, während bei von Flugtriebwerken abgeleiteten Konstruktionen eine noch höhere Anzahl von Verdichterstufen eingesetzt wird, um den Forderungen nach einem hohen Druckverhältnis Rechnung zu tragen. Luft wird aus der Umgebung angesaugt und entsprechend dem Druckverhältnis verdichtet. Der ideale

Gasturbinenvergleichsprozess nimmt isentrope Verdichtung an. In der Realität nimmt die Entropie jedoch aufgrund der Irreversibilitäten (ein Teil der Arbeit wird durch Reibung in Wärme umgewandelt) zu.

Im Bereich der Brennkammer werden Verbrennungsluft und Brennstoff vermischt und die Verbrennung findet bei annähernd konstantem Druck statt. Das Verhältnis von Luft- zu Brennstoffmassenstrom muss so abgestimmt werden, dass die maximale Turbineneintrittstemperatur nicht überschritten wird. Die maximale Eintrittstemperatur ist in erster Linie durch das Turbinenmaterial und das eingesetzte Kühlsystem bedingt. Es lassen sich zwei unterschiedliche Bauformen von Gasturbinenbrennkammern unterscheiden. Dies sind zum einen die sogenannten Silobrennkammern, die seitlich an der Gasturbine angebracht sind und zum anderen die Ringbrennkammern, die ringförmig zwischen dem Verdichter und der Turbine angeordnet sind, und im Vergleich zur Silobrennkammer weniger NO_x -Emissionen produzieren.

Im Anschluss an die Verbrennung strömt das Abgas in die Turbine, wird dort expandiert und treibt somit den Generator an. Die Anzahl der Turbinenstufen ist wesentlich kleiner als die Anzahl der Verdichterstufen.

Die Nettogasturbinenleistung ergibt sich aus der Turbinenleistung abzüglich der für die Kompression der Verbrennungsluft benötigten Antriebsleistung des Verdichters. Im allgemeinen wird mehr als die Hälfte der Turbinenbruttoleistung für die Verdichtung der Verbrennungsluft benötigt. Die zwei Faktoren, die bestimmend für die hohe Turbineneffektivität sind, sind Temperatur und Druckverhältnisse. Der Effekt der Temperatur ist hierbei sehr dominant – für jeweils $55,6^\circ\text{C}$ Temperaturanstieg steigt die Leistungsabgabe um etwa 10% mit einem Anstieg des Wirkungsgrads um 1,5%. Höhere Turbineneinlasstemperaturen verbessern die Wirkungsgrade in Gasturbinen mit einfachem Zyklus. Die Turbineneintrittstemperaturen von HD-Gasturbinen liegen zum Beispiel auf einigen Einheiten bei bis zu 1.070°C . Bei Entwicklungsprojekten erreichen die Temperaturen bis zu 1.650°C [BOYCE 1998].

Die nachgeschaltete Abhitzenutzung ist eine weitere Möglichkeit zur Erzielung höherer Wirkungsgrade. Sie kann den Wirkungsgrad bei heute üblichen Betriebstemperaturen um 15-20% erhöhen.

Die Entwicklung der Gasturbinen hat nach 1990 große Fortschritte gemacht, sowohl bei der Leistung, der Gaseintrittstemperatur und dem Wirkungsgrad. Die neuesten, mit Erdgas betriebenen großen Gasturbinen besitzen Leistungen bis 250 MW, Gaseintrittstemperaturen von 1.200 - 1.300°C und Wirkungsgrade an den Generatorklemmen von 36-38%. Dieser Wert liegt deutlich unter dem Wert, der in konventionellen, mit Kohle oder Öl befeuerten Kraftwerken erreicht wird. Daher sind Gasturbinenkraftwerke ohne nachgeschaltete Abhitzenutzung nur sinnvoll, wenn sie zur Deckung der Spitzenlast eingesetzt werden, bzw. wenn schnelles An- und Abfahren der Anlage eine wesentliche Anforderung an das Kraftwerk darstellen.

Die zukünftige Gasturbinenentwicklung beinhaltet eine weitere Steigerung des Ansaug-

massenstromes, des Verdichterdruckverhältnisses und der Turbineneintrittstemperatur, was zu einer Vergrößerung ihrer Nutzleistung führen wird. Schwerpunkte hierbei sind Verbesserungen bei der Kühltechnologie sowie der Einsatz neuer Werkstoffe. Zusätzlich erfolgen Weiterentwicklungen am Verbrennungssystem und bei der aerodynamischen Auslegung.

Tabelle 8-1: Angaben zu größeren Gasturbinen der drei führenden Hersteller

Gasturbinentyp			General Electric	Siemens	ABB
Angabe ¹	Formelzeichen	Einheit	PG 9351 FA	V94.3A	GT 26
Generatorklemmenleistung ²	P _{el}	MW	253,610	257,080	257,100
Brennstoffeinsatz ²	Q _F	MW	691,330	663,890	681,500
Klemmenwirkungsgrad ²	η _{el}	%	36,7	38,7	37,7
erforderlicher Erdgasvordruck (absolut)	P _{gas}	bar	26,5	22	45
Abgasmassenstrom	mg	kg/s	645	640,6	557
Abgastemperatur	t _g	°C	609	583	648

(1) sämtliche Angaben gelten für Normbezugsbedingung nach DIN 4341 (Totaltemperatur 15°C; Totaldruck 1,013 bar; relative Feuchte 60%);

(2) mit Ein- und Auslassdruckverlust von 10/25 mbar; Quelle: [ASUE 1999/2]

Mit den bisherigen Entwicklungsschritten werden heute von den Herstellern von Gasturbinen großer Leistung Maschinen für den 50-Hz-Betrieb im 300-MW-Bereich angeboten, die im mit Dampfturbinen kombinierten Betrieb an die 500 MW bei einem Wirkungsgrad von ungefähr 60% erreichen sollen. Für die 60-Hz-Maschinen betragen die entsprechenden Daten um die 250 MW für die einzelne Maschine und um 400 MW im kombinierten Betrieb, wobei ebenfalls ein Wirkungsgrad von 60% erwartet wird [DIBELIUS 2000].

Es sind verschiedene Anlagenschaltungen zur Nutzung der im Gasturbinenabgas enthaltenen Energie entwickelt worden. Einige dieser Schaltungen werden im folgenden im Hinblick auf ihren Entwicklungsstand sowie den Einsatz in der industriellen Anwendung kurz vorgestellt.

8.1.1 Gas- und Dampfturbinen-Prozess (GuD)

Abbildung 8-1 zeigt ein vereinfachtes Schema eines Kombikraftwerkes mit ungefeuerten Abhitzekeßel. Dieser Prozess zeichnet sich dadurch aus, dass der Brennstoff ausschließlich der Brennkammer der Gasturbine zugeführt wird, und dass keine Zusatzfeuerung im Abhitzekeßel erfolgt. Die thermische Energie des Gasturbinenabgases wird in einem Abhitzekeßel genutzt, um Dampf zu erzeugen, der wiederum über eine Turbine und einen Generator zur Erzeugung zusätzlicher Elektrizität beiträgt. Der Dampfkreislauf kann als einfacher Dampfkreislauf, als Kreislauf mit zwei bzw. drei Druckstufen mit oder ohne

Zwischenüberhitzung ausgeführt werden [RUKES 1993]. Des weiteren ist die Auskoppelung von Fernwärme möglich.

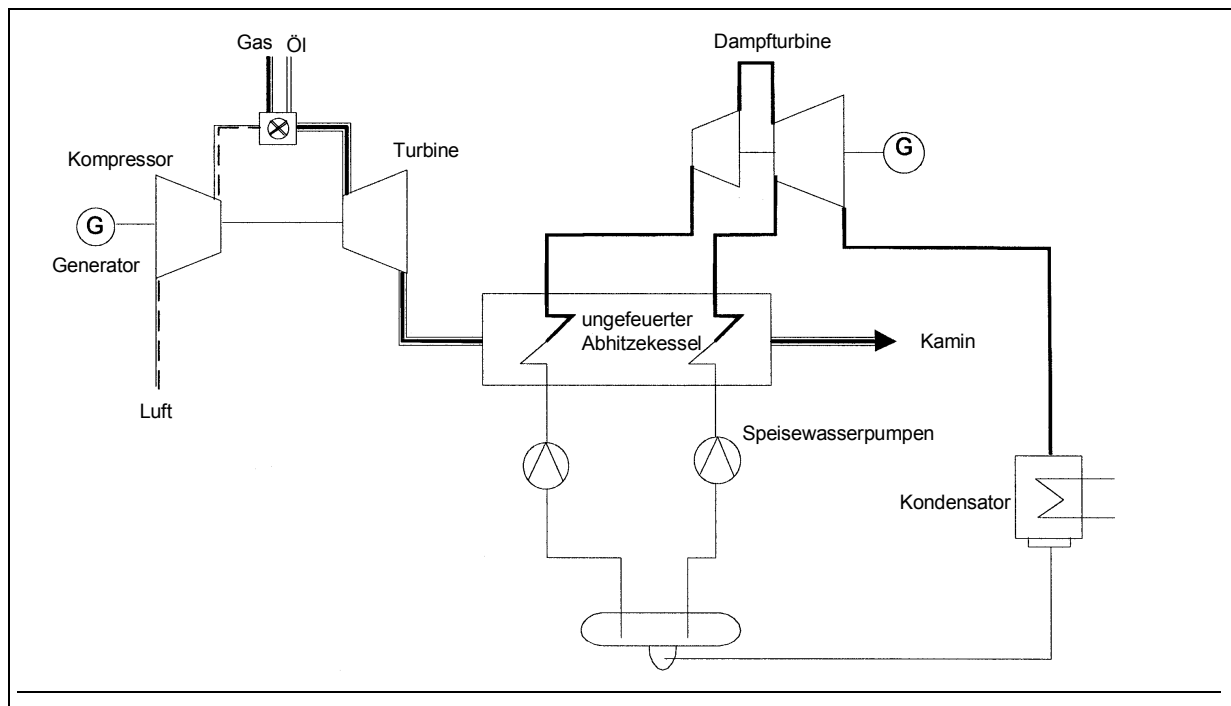


Abbildung 8-1: Schematische Darstellung eines Kombikraftwerkes mit ungefeuerten Abhitzekeßel (GuD)

Ein höheres Druckverhältnis führt zu einem höheren Wirkungsgrad der Gasturbine, aber auch zu einer niedrigeren Gasturbinauslasstemperatur. Wird eine Gasturbine also in einem Kraftwerk mit nachgeschalteter Abhitzenutzung eingesetzt, führt die geringere Temperatur des Gasturbinenabgases zu einem geringeren Wirkungsgrad des Dampfkreislaufes. Die optimalen Druckverhältnisse sind etwa 7:1 für ein regeneratives System, im Vergleich zu 18:1 für den einfachen Zyklus.

Ein hohes Druckverhältnis und gleichzeitig eine hohe Auslasstemperatur lassen sich durch sequentielle Verbrennung erreichen. Bei diesem Prinzip sind zwei Ringbrennkammern hintereinander geschaltet. Dabei wird, vereinfacht gesprochen, das vom Dampfprozess bekannte Prinzip der Zwischenüberhitzung auf den Gasturbinenprozess angewendet. Nach einer ersten Teilentspannung der Verbrennungsgase wird ein zweites Mal Brennstoffwärme dem Prozess zugeführt (h,s-Diagramm in Abbildung 8-2 [WALLER 1996]).

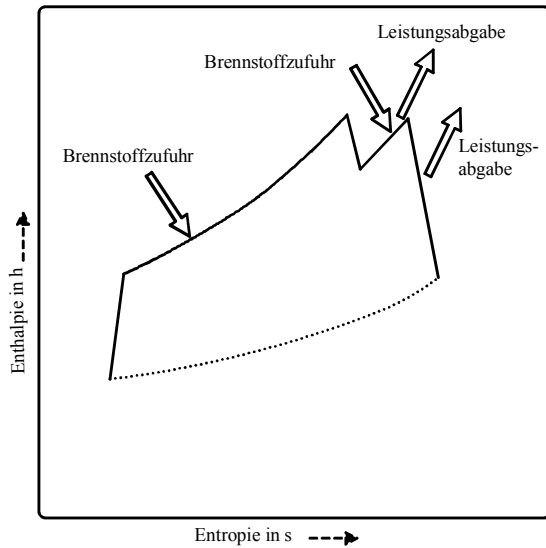


Abbildung 8-2: h,s-Diagramm der sequentiellen Verbrennung

Durch diese Maßnahme wird eine Erhöhung des Gasturbinenwirkungsgrades auf 38,5% und ein Kombi-Kraftwerkswirkungsgrad von 57,9% ohne Erhöhung der Turbineneintrittstemperatur erreicht [BEECK 1999]. Die Abbildung 8-3 zeigt die hohe Leistungsdichte der sequentiellen Verbrennung, d.h. die erzeugte elektrische Leistung bezogen auf den Luftdurchsatz [WALLER 1996].

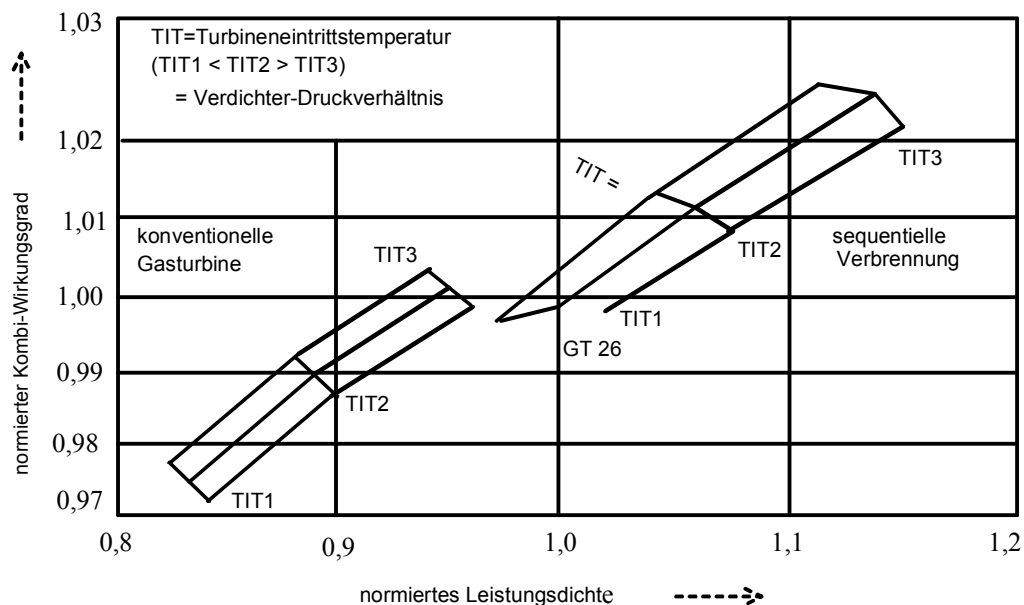


Abbildung 8-3: Wirkungsgradpotential der sequentiellen Verbrennung im Kombi-Prozess

Die für den hohen Wirkungsgrad erforderlichen hohen Temperaturen haben negative Auswirkungen auf die Lebensdauer der Turbinenschaufeln. Nur mit guter Kühlung können

die Temperaturen im Schaufelmaterial bei etwa 540-620°C gehalten werden. Es werden daher Kühlungssysteme mit geeigneten Schaufelbeschichtungen und Materialien benötigt, um eine hohe Zuverlässigkeit der Turbinen zu sichern [BOYCE 1998].

Hohe Verfügbarkeit in Verbindung mit steigenden Abgastemperaturen machen eine Kombination der Gasturbine mit einem nachgeschalteten unbefeuerten Dampfprozess attraktiv. Dieser Prozess hat aufgrund seiner hohen Temperatur der Wärmezufuhr in der Gasturbinenbrennkammer und seiner niedrigen Temperatur der Wärmeabfuhr im Kondensator der Dampfturbine ein sehr viel größeres Wirkungsgradpotential als andere Kraftwerksprozesse. Durch die Umsetzung von Verbesserungspotentialen und die Einführung von neuen Technologien besteht für die Zukunft die Möglichkeit zur Überschreitung der 60% Wirkungsgradmarke [HÜTTENHOFER 1999].

Oft wird der Abhitzekegel mit einer Zusatzfeuerung ausgestattet, welche ebenfalls mit Gas betrieben wird. Dies kann vor allem für KWK-Anlagen sinnvoll sein, da dies zu einer zusätzlichen Erhöhung der Betriebsflexibilität ohne große zusätzliche Kosten führt. Der elektrische Wirkungsgrad sinkt jedoch im Vergleich zu einem reinen GuD-Prozess, da für den Zusatzfeuerungsanteil nur ein geringeres thermodynamisches Potential ausgeschöpft werden kann.

Die Wirtschaftlichkeit von GuD-Anlagen und damit auch der weitere Zubau hängt mittel- und langfristig von der Preisentwicklung und der Verfügbarkeit von Erdgas und Öl ab. Bevorzugter Brennstoff ist das Erdgas aber durch den Umweg über die Vergasung wird der GuD-Prozess auch für Kohle und eine Vielzahl weiterer fester und flüssiger Brennstoffe wie Biomasse, Petrolkoks, Orimulsion und Raffinerierückstände nutzbar. Die Technologie zur Vergasung befindet sich in der Entwicklung und erste Demonstrationsanlagen sind bereits im Betrieb. Kombiprozesse mit Druckwirbelschichtfeuerung und Druckvergasung sind im Vergleich zu anderen nicht konventionellen Verfahren am weitesten fortgeschritten.

8.1.2 Schadstoffbildung in Gasturbinen

Der Betrieb von Gasturbinenanlagen ist prinzipiell mit der Bildung und Freisetzung der gleichen Schadstoffe wie bei anderen Verbrennungsprozessen verbunden. Die wichtigsten Schadstoffe, die bei einer Verbrennung von Erdgas in einer Turbine entstehen, sind Stickoxide (NO und NO₂), Kohlenmonoxid (CO) und unverbrannte Kohlenwasserstoffe.

Stickoxidemissionen werden bei Gasturbinen als die kritische Emissionskomponente angesehen, da Schwefeldioxyde aufgrund des geringen Schwefelgehalts der verwendeten Brennstoffe kaum emittiert werden und Kohlenmonoxid (CO) meist nur im Teillastbereich auftritt [VALK 1999].

Wie Abbildung 8-4 zeigt, besteht ein enger Zusammenhang zwischen Stöchiometrie (Luftzahl), Flammentemperatur und Emissionsentstehung. Während CO und unverbrannte Kohlenwasserstoffe aufgrund unvollständiger Verbrennung bei Teillast, d.h. bei niedrigen

Verbrennungstemperaturen und hohen Luftzahlen auftreten, setzt die Bildung von NO_x in relevanten Menge erst ab höheren Temperaturen ein [VALK 1999].

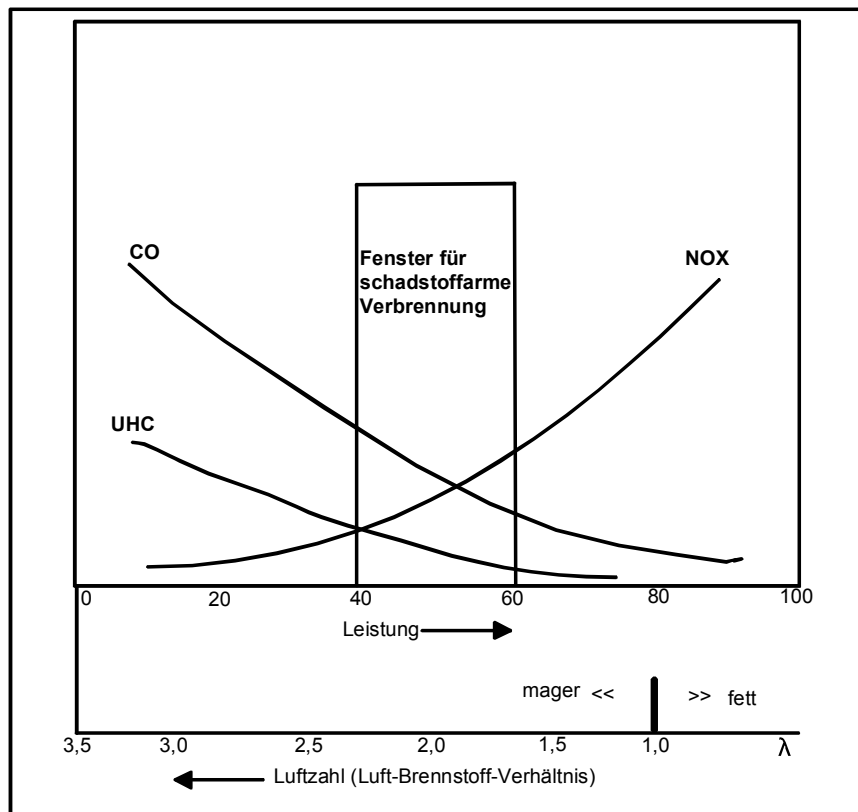


Abbildung 8-4: Mischungsverhältnis in der Brennkammer und Emissionsentstehung (UHC Unburned HydroCarbons)

Die Emissionen von Kohlenmonoxid und unverbrannten Kohlenwasserstoffen hängen in erster Linie von dem Lastbereich, in dem die Gasturbine betrieben wird, ab. Gasturbinen, die in Teillast betrieben werden, zeigen geringe NO_x -Emissionen aber erhöhte CO-Emissionen. Mit steigender Last sinken die CO-Emissionen, es kommt jedoch zu einem Anstieg der NO_x -Emissionen. Kohlenmonoxidemissionen sind vor allem auf eine zu geringe Verbrennungstemperatur und eine damit einhergehende nicht vollständige Umsetzung des im Brennstoff enthaltenen Kohlenstoffes in Folge eines zu hohen Luft-/ Brennstoffverhältnisses zurückzuführen. Im Lastbereich zwischen 40% und Volllast werden mit modernen Gasturbinen sehr geringe CO-Emissionswerte erzielt. Auf Grund ihres hohen Wirkungsgrades werden GuD-Kraftwerke als eine wesentliche Option zur Minderung der CO_2 -Emissionen angesehen. Entsprechend den obigen Ausführungen werden im folgenden die NO_x -Emissionen und die zu ihrer Minderung eingesetzten Technologien betrachtet.

8.2 Emissionsminderungsmaßnahmen

8.2.1 Primärmaßnahmen zur Minderung der NO_x-Emissionen

Die NO_x-Bildung in der Brennkammer stationärer Gasturbinenanlagen erfolgt in erster Linie entsprechend dem thermischen NO_x-Bildungsmechanismus. Vorhandener Brennstoff-Stickstoff wird aufgrund der hohen Verbrennungstemperaturen praktisch vollständig zu NO_x umgesetzt [VDI/GET 1993]. Im Verhältnis zu den auf thermischem Wege gebildeten Stickoxiden ist die Menge der auf die Oxidation von Brennstoffstickstoff zurückzuführenden Stickoxide i. A. vergleichsweise gering. Daher beruhen alle derzeit eingesetzt primären NO_x-Minderungsmaßnahmen auf der Unterdrückung der thermischen NO_x-Bildung. Haupteinflussgrößen der thermischen NO_x-Bildung in der Brennkammer von Gasturbinen sind die Flammentemperatur und die Verweilzeit sowie die wirksame Konzentration der Reaktionspartner in der Verbrennungszone. Atmosphärische Bedingungen sowie der Lastbereich in dem die Gasturbine betrieben wird, haben ebenfalls einen großen Einfluss auf die NO_x-Bildung.

Die höchsten NO_x-Emissionen ergeben sich bei stöchiometrischem Luft-/ Brennstoffverhältnis, da in diesem Fall die höchste Flammentemperatur erreicht wird. Durch eine Steigerung der Brenneranzahl bei konstanten Luft- und Brennstoffmassenströmen lässt sich die Verweilzeit reduzieren. Diese Maßnahme zur Senkung der NO_x-Bildungsrate wurde bereits zu einem vergleichsweise frühen Zeitpunkt der Entwicklung von NO_x-Minderungsmaßnahmen für Gasturbinen eingesetzt [BERENBRINK 1995].

Der Einfluss der atmosphärischen Bedingungen auf die NO_x-Bildung in stationären Gasturbinenanlagen ist auf den veränderten Wassergehalt der Verbrennungsluft zurückzuführen. So können z.B. bei einer relativen Luftfeuchtigkeit von 60% und einer Umgebungstemperatur von 30°C die NO_x-Emissionen um 20% kleiner sein als bei ISO-Standardbedingungen (15°C, 1,013 bar, 60% relative Feuchte). Dies ist auf den bei gleicher relativer Luftfeuchtigkeit und höherer Temperatur höheren absoluten Wassergehalt der Verbrennungsluft zurückzuführen. Durch den höheren absoluten Wassergehalt ergibt sich eine Absenkung der Flammentemperatur und somit eine Verringerung der thermischen NO_x-Bildung.

Primärmaßnahmen zur Minderung der NO_x-Emissionen aus stationären Gasturbinenanlagen lassen sich in zwei vorwiegende Gruppen einteilen. Man unterscheidet sogenannte „nasse“ Minderungsmaßnahmen (Wasser-/ Dampfeindüsung) und „trockene“ Maßnahmen (magere Vormischverbrennung). Die „Fett-Mager-Stufung“ und die katalytische Verbrennung befinden sich in der Entwicklung. Tabelle 8-2 gibt hierzu einen Überblick [VALK 1999]:

Tabelle 8-2: Übersicht über Primärmaßnahmen zur Emissionsreduzierung in Gasturbinen-Brennkammern

Bezeichnung	Vorteil	Nachteil	Status (Erdgas)	Status (Heizöl)
Wasser-/Dampfeinspritzung	einfache Nachrüstbarkeit	Wirkungsgradverlust, erheblicher Wasserverbrauch	bei Altanlagen verbreitet	auch bei Neuanlagen übliches Verfahren
magere Vormischverbrennung	hohes NO _x -Minderungspotential	problematisches Teillastverhalten, hoher Regelaufwand	in Neuanlagen Standard	erste Prototypen in Anwendung
Fett-Mager-Stufung („RQL“)	vor allem für Flüssigbrennstoffe günstig (Fuel-NO _x)	kritische Zufuhr der Mischluft, NO _x -Entstehung in dieser Zone nicht zu verhindern	Labor	Labor
katalytische Verbrennung	wie magere Vormischverbrennung	wie magere Vormischverbrennung, Lebensdauerfrage der Katalysatoren noch nicht befriedigend gelöst	Prototypen	Labor

Wasser- / Dampfeinspritzung

Die „nassen“ Verfahren beruhen auf der Einspritzung von Wasser oder Dampf in die Brennkammer der Gasturbine. Hierdurch ergibt sich eine Absenkung der Flammentemperatur und dementsprechend eine Reduktion der Stickoxidbildung. Die Verbrennung von Wasser-/ Ölgemischen wird ebenfalls zu den „nassen“ NO_x-Emissionsminderungsmaßnahmen gerechnet.

Bei den „nassen“ NO_x-Emissionsminderungsverfahren wird Wasser oder Dampf durch zusätzliche Düsen in die Brennkammer eingespritzt. Um das zusätzlich eingebrachte Wasser bzw. den Dampf auf die Mischungstemperatur zu erwärmen, wird thermische Energie zur Verdampfung und Überhitzung bzw. ausschließlich zur Überhitzung benötigt, was wiederum zu einer Absenkung der Flammentemperatur führt und somit zur Unterdrückung der NO_x-Bildung in der Gasturbinenbrennkammer beiträgt. Die erreichbaren Minderungsgrade sind in erster Linie durch die Menge des eingedüsten Wassers bzw. Dampfes bestimmt [PERKAVEC 1991]. Aus der Abbildung 8-5 hervor, dass der NO_x-Minderungsgrad mit steigender eingedüster Wasser- bzw. Dampfmenge ansteigt [PERKAVEC 1991].

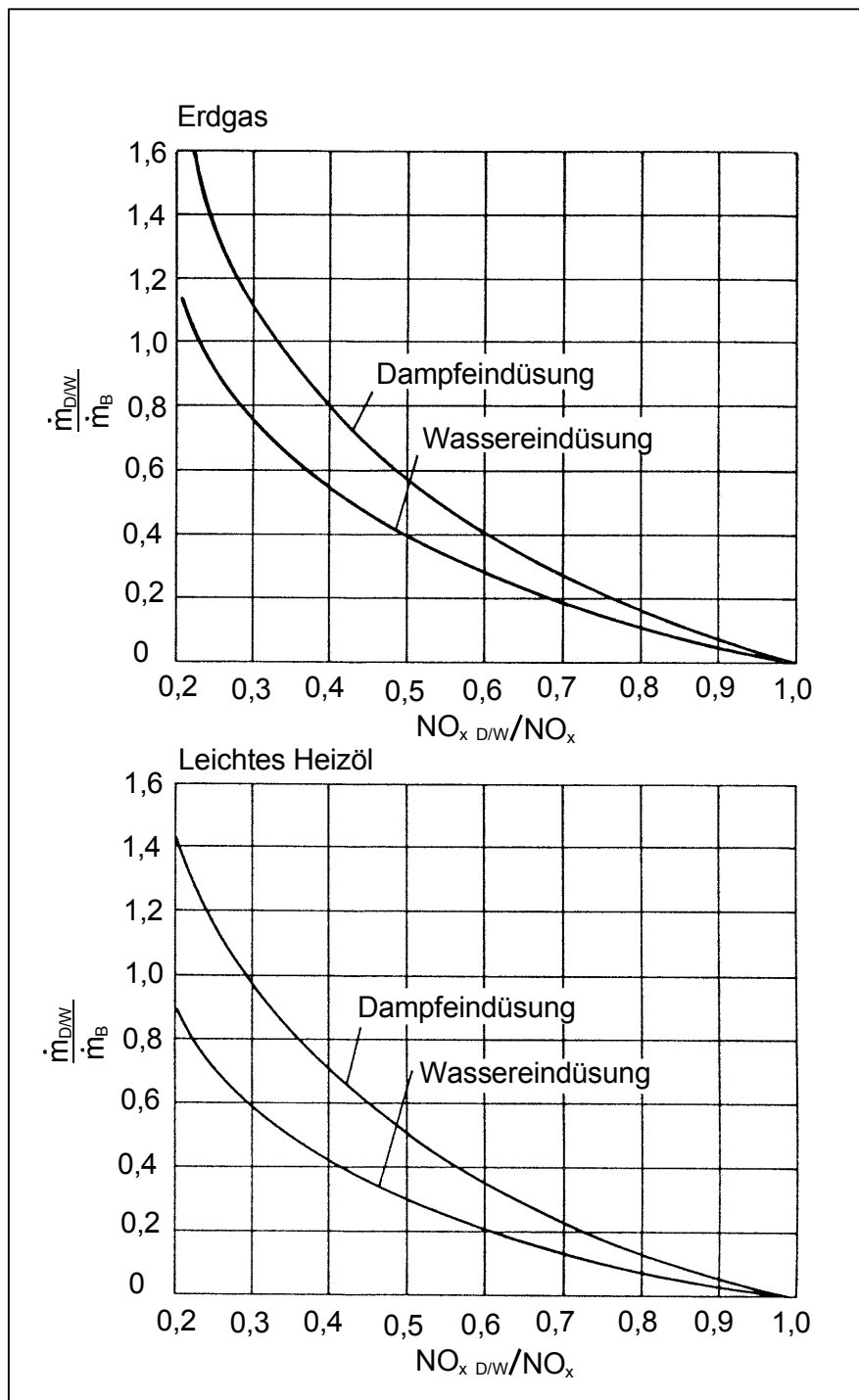


Abbildung 8-5: NO_x -Emissionsminderung durch Wasser- oder Dampfeindüsung

Bei einem gegebenen Wasser- bzw. Dampf- zu Brennstoffverhältnis lassen sich durch die Wassereindüsung höhere Emissionsminderungsgrade realisieren, da im Falle der Wassereindüsung eine um die Verdampfungsenthalpie größere Energiemenge benötigt wird als bei der Dampfeindüsung. Hierdurch ergibt sich eine dementsprechend größere Absenkung der Flammentemperatur. Um geringe NO_x -Emissionswerte zu erreichen, müssen relativ große Wasser- bzw. Dampfmenge eingedüst werden. Die eingedüste Wasser- bzw. Dampfmenge kann

dabei die Brennstoffmenge durchaus übersteigen. Im Vollastbetrieb können durch „nasse“ Verfahren Emissionsminderungsgrade von bis zu 75% erreicht werden [SVENSSON 1993]. Es muss jedoch dabei beachtet werden, dass insbesondere bei Teillast die CO-Emissionen mit größer werdender eingedüster Wassermenge ansteigen [PERKAVEC 1991].

Die Eindüsung von Wasser oder Dampf in die Brennkammer einer Gasturbine beeinflusst die Nettoleistung, den Wirkungsgrad, den Abgasmassenstrom und dynamische Betriebsparameter des Aggregates. Sowohl im Falle der Wassereindüsung als auch im Falle der Dampfeindüsung steigt die Leistung der Gasturbine mit steigender Wasser- bzw. Dampfmenge an. Der Wirkungsgrad der Gasturbine wird durch die Dampfeindüsung nur in geringem Maße beeinflusst. Bei der Wassereindüsung führt eine erhöhte Wassermenge jedoch zu einer deutlichen Reduktion des Wirkungsgrades.

Obwohl „nasse“ NO_x-Minderungsverfahren einen hohen Entwicklungsstandard erreicht haben und obwohl es durch diese Verfahren möglich ist, NO_x-Emissionswerte deutlich unterhalb der derzeit bestehenden Grenzwerte zu erreichen, weisen diese Verfahren eine Reihe von Nachteilen auf [SVENSSON 1993]:

- die Beeinflussung verschiedener Gasturbinenbetriebs- und –leistungsparameter,
- zusätzliche Investitionen und Kosten für die Wasseraufbereitung und das Eindüsesystem,
- höherer Brennstoffverbrauch (zumindest bei der Wassereindüsung).

Magere Vormischbrenner

Aufgrund der dargestellten Nachteile der „nassen“ Verfahren entwickelten die Gasturbinenhersteller sogenannte „trockene“ NO_x-Emissionsminderungsmaßnahmen. Die ersten Low-NO_x-Brenner (LNB) für den Einsatz von Erdgas in Gasturbinen kamen Mitte der achtziger Jahre auf den Markt [SVENSSON 1993], [BERENBRINK 1995].

Bei den stationären Gasturbinen, die mit großen Luftüberschuss arbeiten, hat sich als Verbrennungstechnik die magere Vormischverbrennung durchgesetzt. Hierbei wird der Brennstoff schon vor der Verbrennung mit einer möglichst großen Luftmenge gleichmäßig vermischt. Die magere Vormischverbrennung ermöglicht niedrigere Flammentemperaturen und produziert so nur wenig NO_x. Die Werte liegen nach heutigem Stand der Technik bei Erdgasfeuerung zwischen etwa 10 und 25 ppmv [EMSPERGER 1997].

Zur Erzeugung einer mageren Vormischflamme sind zwei Brennkammerkomponenten von wesentlicher Bedeutung: eine Mischzone dient zur möglichst vollständigen Vormischung von Brennstoff und Verbrennungsluft, während ein Flammenstabilisator die Position der Reaktionszone (= Flamme) festlegt. Mögliche Kombinationen dieser beiden Grundelemente sind in Abbildung 8-6 dargestellt [VALK 1999].

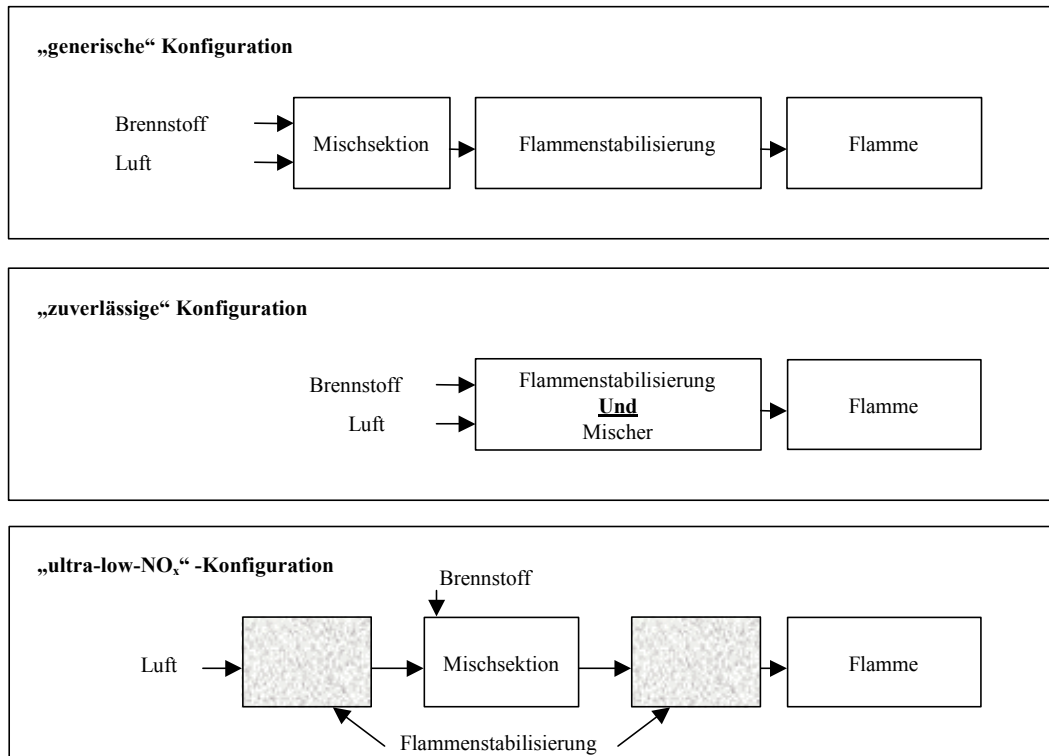


Abbildung 8-6: Verschiedene Konzepte zur Umsetzung magerer Vormischbrennkammern

Bei der „generischen“ Konfiguration werden Mischsektion und die stromab angeordneten Stabilisierungseinrichtungen (Stufensprung, Drallgitter oder ähnliches) räumlich getrennt. Diese Konfiguration hat den Nachteil, dass die Gefahr eines Rücksprunges der Flamme in die Mischzone oder eine unerwünschte Frühzündung des Brennstoff-Luft-Gemisches in der Mischzone nicht ausgeschlossen werden kann. Aus diesem Grund wurden „zuverlässige“ Konfigurationen entwickelt, bei denen Mischungsprozess und Flammenstabilisierung von einem Brennerbauteil übernommen werden. Der Vorteil der höheren Betriebssicherheit wird durch schlechtere NO_x-Emissionen erkauft, weil die zur Verfügung stehende Mischungslänge für eine ideale Vormischung meist nicht ausreicht. Bei den neuesten Brennerkonzepten wird deshalb versucht, eine geeignete Strömungsform (z.B. Drall) zu erzeugen, die nach Durchlaufen der Mischsektion so beeinflusst wird, dass sich eine Flamme stabilisieren lässt. Diese als „Ultra-low-NO_x“- Konfigurationen bezeichneten Brenner sollen hervorragende NO_x-Emissionswerte mit einer guten Betriebssicherheit verbinden [VALK 1999].

Die Verbrennung von Flüssigbrennstoffen (Heizöl) in Vormischbrennern unter gasturbinentypischen Bedingungen wird durch den Umstand erheblich erschwert, dass langkettige Kohlenwasserstoffe wesentlich kürzere Selbstzündzeiten als beispielweise Methan (Hauptkomponente im Erdgas) aufweisen und somit die Gefahr einer unerwünschten Frühzündung in der Vormischstrecke gegeben ist. In den meisten Fällen muss deshalb je nach den vorherrschenden Bedingungen (Brennkammer-Eintrittstemperatur und -druck, Luftzahl, Brennstoffeigenschaften) eine sorgfältige Anpassung des Vormischbrenners und des dazugehörigen Regelungskonzeptes an die jeweilige Situation vorgenommen werden [VALK 1999]. Die

Verdampfungsgeschwindigkeit hängt in erster Linie vom Durchmesser der Brennstofftropfen nach der Zerstäubung ab. Die Forschung konzentriert sich daher auf die Entwicklung effizienterer Zerstäubungssysteme, die zu Brennstofftropfen mit kleinerem Tropfendurchmesser führen.

Tabelle 8-3 fasst wesentliche Betriebsparameter sowie NO_x-Emissionswerte einiger Gasturbinen zusammen.

Tabelle 8-3: Ausgewählte Betriebsparameter und NO_x-Emissionswerte einiger Gasturbinen

Gasturbine	Leistung [MW] ^a	Abgastemperatur [°C]	Abgasmassenstrom [kg/s]	NO _x -Emissionen [ppm]
GE Frame 6	38,34	539	136,98	25
W 251 B12	49,1	520	171,46	9-25 ^b
ABB GTBC	52,6	517	179,17	25
Siemens V64.3	60,5	534	183,70	25
GE Frame 7EA	83,5	530	292,11	9
ABB GTI IN1	83,8	505	317,06	15
Siemens V 84.2	106,7	548	346,99	9
ABB GTI IN2	109,2	525	375,12	15
W 501 D5	109,8	527	361,97	9-25 ^c
GE Frame 9E	123,4	538	403,7	9-25 ^c
ABB GT 13E	147,9	516	501,22	25
Siemens V 84.3	152	550	425,01	25
Siemens V 94.2	153,6	546	498,95	9
GE Frame 7 FA	159	589	417,75	9
W 501F	161,3	583	430,46	9-15 ^d
ABB 13E2	164,3	525	524,81	25
GE 9FA	226,5	589	601,92	9-25 ^b
GE = General Electric Co.	^a ISO Bedingungen			
W = Westinghouse	^b 9 ppm ab 1997			
ABB = ASEA Brown Boveri	^c 9 ppm ab 1996			
Siemens = Siemens KWU.	^d 9 ppm ab 1995			

Quelle: [SMITH 1995]

Fett-Mager-Stufung („RQL“)

Der Brennertyp „RQL“ (Rich Burning / Quick Quench / Lean Burn) wurde speziell zur NO_x-Minderung für flüssige Brennstoffe entwickelt, die einen höheren Gehalt an Brennstoff-Stickstoff haben. Durch die Verbrennung eines fetten Gemischs in der Primärzone wird der Brennstoff-Stickstoff nicht in NO_x umgewandelt. Bisher befindet sich diese Technologie

jedoch noch in der Entwicklung.

Katalytische Verbrennung

Ein alternativer Ansatz zur NO_x-Minderung in Gasturbinenbrennkammern ist die katalytisch unterstützte Verbrennung. Bei dieser Technik wird ein Teil des Brennstoffes in Form heterogener Reaktion an einem Katalysator umgesetzt. Die katalytische Umsetzung führt zu einer Aufheizung des Brennstoff-Luft-Gemisches in Strömungsrichtung und schließlich zur Zündung der homogenen Gasphasenreaktionen. Eine solche Verbrennungsführung bewirkt eine Stabilisierung der homogenen Flammenreaktionen und bietet damit die Möglichkeit einer äußerst mageren Verbrennung und damit geringer NO_x-Emissionen [GRIFFIN 1997]. Diese Primärmaßnahme zur NO_x-Emissionsminderung befindet sich noch in der Entwicklungsphase und wird zur Zeit großtechnisch nicht eingesetzt.

8.2.2 Sekundäre Emissionsminderungsmaßnahmen

Der Einsatz sekundärer NO_x-Emissionsminderungsmaßnahmen hinter Gasturbinen ist technisch möglich, er ist jedoch nicht üblich, da die derzeit in Deutschland geltenden Grenzwerte durch den Einsatz von Primärmaßnahmen erfüllt werden können.

Die weitere Anhebung der Temperaturen in Brennkammerbereich verursacht eine exponentiell ansteigende NO_x-Bildung so dass eine weitere Leistungssteigerung unter Einhaltung der Grenzwerte selbst bei optimierter Vormischbrennung immer schwieriger wird. Deshalb ist für Gasturbinen eine nachgeschaltete NO_x-Minderung zumindest vor dem Hintergrund verschärfter NO_x-Grenzwerte denkbar.

Die konventionelle SCR-Technologie benötigt Abgastemperaturen zwischen 280°C und 400°C. Diese Temperaturen, die mit denen von Kohlekraftwerken vergleichbar sind, findet man am Eintritt den Abhitzedampferzeuger (AHDE) oder im AHDE selbst vor (250-450°C). Als Reduktionsmittel für NO_x wird ebenfalls Ammoniakwasser in den Abgasstrom unmittelbar vor dem Katalysator eingedüst. Eine mögliche Variante sind der Einbau einer SCR-Stufe im Hochtemperaturbereich (Betriebstemperatur rund 600°C). Diese Hochtemperatur- SCR-Technologie wurde für eine Anwendung bei Gasturbinen ohne Wärmerückgewinnung entwickelt [EMSPERGER 1997].

8.3 Verbrauchs- und Emissionswerte

In den werden folgenden Tabellen die Ergebnisse der Fragebogenauswertung wiedergegeben. Tabelle 8-4 enthält die Emissionskonzentrationen der erfassten Gaskraftwerke und Tabelle 8-5 die Emissionsfaktoren sowie Wirkungsgradangaben.

Tabelle 8-4: Atmosphärische Emissionskonzentrationen von gasgefeuerten Kraftwerken

Technik		GuD mit Zusatzfeuerung (Erdgas)	GuD (Erdgas)	Kessel (Industriegas)
Anlagentyp		KW und HKW	KW und HKW	HKW
Minderungsmaßnahmen		z.T. Primärmaßnahmen	z.T. Primärmaßnahmen	
Anzahl der berücksichtigten Anlagen		4	6	5 Blöcke einer Anlage
Bezugssauerstoffgehalt [%]		< 15*	15	3
Emissionen in die Luft [mg/Nm ³]	Staub	0 - 16**		2 - 5,4
	SO ₂	0 - 0,3		2 - 125
	NO _x	47 - 73	41,6 - 121,2	60 - 93
	CO	6 - 60	0,1 - 11,3	7 - 14

*: Wert hängt ab vom Leistungsverhältnis von Gasturbine zu Zusatzfeuerung

** : Wert bezieht sich auf Ölnebelemissionen des Öltank

Tabelle 8-5: Atmosphärische Emissionsfaktoren von gasgefeuerten Kraftwerken

Technik		GuD mit Zusatzfeuerung (Erdgas)	GuD (Erdgas)	Kessel (Industriegas)
Anlagentyp		KW und HKW	KW und HKW	HKW
Minderungsmaßnahmen		z.T. Primärmaßnahmen	z.T. Primärmaßnahmen	
Anzahl der berücksichtigten Anlagen		4	6	5 Blöcke einer Anlage
Elektrischer Nettowirkungsgrad [%]		36,5 - 43,4	37,6 - 49,2	
Gesamtnutzungsgrad [%]				
Emissionsfaktor [kg/TJ _{Brennstoff}]	Staub	0,02 - 0,146 (2)	0,17 (2)	0,7 - 2,3
	SO ₂	0,06 (1)		0,8 - 46,6
	NO _x	36,6 - 56,2 (4)	55,3 - 138,3 (3)	20,2 - 29,1
	CO	4,7 - 47,12 (4)	5,33 - 9,48 (3)	2,4 - 3,8

8.4 Einzelanlagen- bzw. Einzeltechnikbeschreibungen

8.4.1 Beispiel: GuD-Anlage ohne Zusatzfeuerung für Erdgas/Heizöl EL Betrieb

Beschreibung

Bei dem gewählten Beispiel handelt es sich um ein Kombikraftwerk bestehend aus zwei Gasturbinen, zwei Abhitzeesseln, einer Dampfturbine und drei Heizkondensatoren zur Fernwärmeerzeugung. Die Gasturbinen verfügen über jeweils einen 21-stufigen Verdichter, eine Ringbrennkammer mit 72 Brennern und eine maximale Leistung von 185 MW (bei -15°C). Als Hauptbrennstoff der Gasturbinen wird Erdgas eingesetzt mit Heizöl EL als Reservebrennstoff. Als Abhitzeessel dienen zwei Zweidruck-Trommelkessel, die HD-Dampf mit 77 bar bei 525°C und ND-Dampf mit 5,3 bar und 203°C . Bei der Dampfturbine handelt es sich um eine eingehäusige Entnahme-Gegendruckturbine für Gleitdruckbetrieb mit einer Nennleistung von 108 MW. Die fernwärmegeführte Gesamtanlage liefert im 0°C -Auslegungspunkt bei Gasfeuerung eine elektrische Leistung von $380 \text{ MW}_{\text{el}}$, und eine thermische Leistung von $340 \text{ MW}_{\text{th}}$. Die Errichtung der Anlage erfolgte in den Jahren 1994 bis 1996.

Wirkungsgradsteigernde Maßnahmen

Zur Erreichung hoher Wirkungsgrade arbeiten die Gasturbinen (ABB Typ GT 13E2) mit einem Verdichterdruckverhältnis von 15:1 und einer Turbineneintrittstemperatur von 1.100°C . Die Gesamtanlage erreicht einen elektrischen Wirkungsgrad von 47,4 % (brutto, bezogen auf den Auslegungspunkt). Da die Anlage wärmegeführt betrieben wird, muss sie über längere Zeiträume im Teillastbereich gefahren werden. Das Konzept mit zwei Gasturbinen erlaubt hier hohe Flexibilität. Mit 2 Gasturbinen ist bei optimalem Wirkungsgrad ein Lastbereich zwischen 60 und 100 % möglich. Mit nur einer Gasturbine kann der Fahrbereich von 30 – 50 % abgedeckt werden. Bei Fahrweisen unterhalb dieser Intervalle Wirkungsgradeinbußen hingenommen werden. Das Fahren mit Gasturbinen-Mindeslast hat eine Reduzierung des Kombi-Wirkungsgrades um 8 % gegenüber der Volllast zur Folge. Die Wärmeausnutzung wird weiterhin gesteigert durch

- die geregelte Abgaswärmenutzung in der Heizschleife;
- Luftvorwärmung der Gasturbine bei Teillast;
- Trafo-Abwärmenutzung.

Durch diese Maßnahmen kann eine Brennstoffausnutzung von nahezu 90 % erreicht werden. Die Wirkungsgrade der Gesamtanlage sind zusammenfassend in Tabelle 8-6 dargestellt.

Tabelle 8-6: Wirkungsgrade eines GuD-Heizkraftwerks ohne Zusatzfeuerung

	Wirkungsgrad brutto, bezogen auf	
	Auslegungspunkt	Jahresdurchschnitt 1999
El. Wirkungsgrad für Gesamtbrennstoffeinsatz	47,4 %	44,8 %
Brennstoffwärme für Stromerzeugung	52,6 %	49,6 %
Brennstoffausnutzung brutto	89,2 %	85,9 %

Realisierung von primären Maßnahmen zur NO_x-Reduktion

Die Ringbrennkammer der Gasturbine ist mit 72 ringsymmetrisch angeordneten NO_x-armen Dualbrennern der ABB-Bauart „EV“ (environmental) ausgestattet. Die Minderung der NO_x-Emissionen beim Betrieb mit Heizöl EL erfolgt durch Wassereindüsung (Deionat). Die Verbrennungsluft kann zur Reduzierung der Emissionen bei Teillast oder bei Vereisungsgefahr durch einen im Luftansaugesystem eingebauten Luftvorwärmer erwärmt werden. Durch diese Maßnahmen liegen die NO_x-Emissionen bei Gasbetrieb < 100 mg/Nm³ und bei Ölbetrieb < 150 mg/Nm³ (vgl. Abschnitt Betriebsdaten).

Schallmindernde Maßnahmen

Bedingt durch die Lage in städtischem Gebiet mit naher Wohnbebauung sind am Standort strenge Schallschutzanforderungen gegeben. Der nächste Immissionsort ist nur 16 m von der Gebäude-Außenwand entfernt. Dort wird ein Schalldruckpegel von 45 dB(A) als Teil-Immissionspegel der Kombianlage eingehalten. Folgende Minderungstechniken wurden hierfür eingesetzt:

- Entsprechende Dimensionierung der Gebäudefassaden und Dächer;
- Einhausung und Isolation der Verbrennungsluft-Ansaugkanäle;
- Schallisolation von Rohrleitungen;
- Einbau von Schalldämpfern in den Frischluftansaug- und Rauchgassystemen der Gasturbinen sowie in Zu- und Abluftanlagen;
- Doppelwandige Kaminkörper;
- Entsprechende Auslegung der Schalleistung der Ablüfter sowie der Ausblasemündungen von Sicherheitsventilen.

Zur Vermeidung tieffrequenter Geräusche wurden die Maschinenfundamente der Gasturbinen elastisch gelagert.

Wesentliche Umweltvorteile

Durch die eingesetzte Low-NO_x Technik werden für die Anlagengröße vergleichsweise niedrige Schadstoffkonzentrationen erreicht. Die Maßnahmen zur Wärmerückgewinnung führen zu einer hohen Brennstoffausnutzung und tragen so zur Ressourcenschonung und CO₂-Minderung bei.

Anwendbarkeit

Das Gesamtkonzept der Anlagen wurde speziell für einen wärmegeführten Betrieb entwickelt und daher nur auf vergleichbare Rahmenbedingungen übertragbar. Unabhängig davon können die Komponenten als Beispiele emissionsarmer Anlagentechnik auch in andere Konzepte integriert werden.

Medienübergreifende Aspekte

Bei der eingesetzten Primärtechnik zur Emissionsminderung fallen weder Abwässer noch Abfälle an.

Das Kühlwasser und die Abwässer aus dem Kraftwerksbetrieb werden am Standort gereinigt, wobei Sieb- und Rechenrückstände und Schlämme anfallen.

Betriebsdaten

Im Jahr 1999 wurden 1.182,2 GWh_{el} erzeugt. Gleichzeitig wurden 1.083,5 GWh Fernwärme ausgekoppelt. Mit einer Vollaststundenzahl von 3070 Vbh deckte die Anlage in erster Linie den Bedarf des angeschlossenen Wärmeverbundnetzes.

Der Abgasvolumenstrom der Anlage beträgt 1.450.000 m³/h bei 470 MW Feuerungswärmeleistung. Im Jahr 1999 wurden folgende atmosphärische Emissionen gemessen:

Tabelle 8-7: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1999

	Art der Messung	Grenzwert (15% O ₂)	Tagesmittelwerte bezogen auf 15 % O ₂	Spezifische Emissionen [kg/TJ Input]
Erdgasbetrieb				
Staub [mg/Nm ³]	kont.	Rußzahl 2	0,2	0,17
NO _x [mg/Nm ³]	kont.	100	76,0	62,65
CO [mg/Nm ³]	kont.	100	6,7	5,58
Betrieb mit Heizöl EL				
Staub [mg/Nm ³]	kont.	Rußzahl 2	0,5	0,66
NO _x [mg/Nm ³]	kont.	150	79,6	101,88
CO [mg/Nm ³]	kont.	100	19,1	24,44

Es wurden 249.616·10³ Nm³ Erdgas (entsprechend 0,247 SKE/kWh_{el}) sowie 9,463 m³ Heizöl EL eingesetzt. Die Verbräuche der wichtigsten Einsatz- und Hilfsstoffe im Jahr 1999 sind in Tabelle 8-8 wiedergegeben.

Tabelle 8-8: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen im Jahr 1999

Einsatz- und Hilfsstoff	Öle	HCl (33%ig)	NaOH (50%ig)	NaCl-Sole	NH ₄ OH
Verwendung	Turbinen-/ Hydrauliköle	Wasseraufbereitung/Konditionierung			
Einsatzmenge pro Jahr	1735 Liter	72 t	40 t	58 t	300 Liter
spezifische Menge [g/MW _{el} h]	1,5	61	34	49	0,25

Der Abwasserstrom der Anlage entstammt dem Abwasser aus Vorreinigung und aus der mechanischen Kondensatreinigung (11.968 m³/a). Dieser Strom wird einer Sedimentation unterzogen und dann in die Kanalisation eingeleitet. Weitere Abwässer entstammen der Abschlämmung der Dampferzeuger, Systementleerungen und Kondensaten aus dem Wasser-Dampfkreislauf (11.014 m³/a). Dieses Wasser wird nach einer Abkühlung der Kanalisation zugeführt. Das Regenerationsabwasser von Ionenaustauschern wird hinsichtlich adsorbierbaren organischen Halogenen (AOX) überwacht. Der Mittelwert der AOX-Konzentration über 5 Jahre beträgt 0,053 mg/l.

Wirtschaftliche Daten

Die Gesamtinvestitionen für die Sanierung des Standortes (einschl. Abbruch von Altanlagen) belief sich auf 327 Mio. € (1997). Angaben zu Kosten von Einzelanlagen/Komponenten liegen nicht vor.

Gründe für die Realisierung der Anlage

Das bestehende Heizkraftwerk am Standort konnte die ab 1996 geltenden Emissionsgrenzwerte nicht einhalten und produzierte zudem unwirtschaftlich. Bestehende irreparable Schädigungen machten ohnehin umfangreiche Bauteilerneuerungen erforderlich. Durch moderne Anlagentechnik konnte nicht nur ein höherer Wirkungsgrad erzielt, sondern auch Personal eingespart werden. Weiterhin war der Standort ver- und entsorgungstechnisch voll erschlossen. Da mit einer Rekonstruktion unter Beibehaltung der Verfahrenstechnik die Effizienz moderner Anlagen nicht erreicht worden wäre, entschloss man sich zum Neubau am gleichen Standort.

8.4.2 Beispiel: Gasturbinen-HKW für Erdgas/Heizöl EL Betrieb

Beschreibung

Bei dem gewählten Beispiel handelt es sich um ein Heizkraftwerk bestehend aus zwei Gasturbinen (2 x 53 MW_{th}, 2 x 18,5 MW_{el}), zwei Abhitzekeesseln zur Erzeugung von Fernwärme (2 x 25 MW_{th}) und 4 Heißwassererzeugern (4 x 21 MW_{th}) zur Deckung der Reserve- und Spitzenlast.

Als Hauptbrennstoff wird Erdgas eingesetzt mit Heizöl EL als Reservebrennstoff. Die Errichtung der Anlage erfolgte in den Jahren 1996 bis 1997.

Die Wirkungsgrade der Gesamtanlage sind zusammenfassend in Tabelle 8-9 dargestellt.

Tabelle 8-9: Wirkungsgrade

	Wirkungsgrad brutto, bezogen auf	
	Auslegungspunkt (alleine Gasturbinen)	Jahresdurchschnitt 1999 (gesamte Anlage inkl. Heißwassererzeuger)
El. Wirkungsgrad (brutto)	34,8 max. (34,0 netto)	30
Brennstoffausnutzung brutto	81,6 max.	72,7

Die Minderung der NO_x-Emissionen erfolgt durch Eindüsung von Deionat sowohl für HEL als auch für Erdgas. Weiterhin ist ein Oxidationskatalysator zur Minderung von CO und Kohlenwasserstoffen in den Rauchgasweg integriert.

Wesentliche Umweltvorteile

Durch die eingesetzte Low-NO_x Technik werden für die Anlagengröße vergleichsweise niedrige Schadstoffkonzentrationen erreicht. Die Maßnahmen zur Wärmerückgewinnung führen zu einer hohen Brennstoffausnutzung und tragen so zur Ressourcenschonung und CO₂-Minderung bei.

Anwendbarkeit

Das Gesamtkonzept der Anlagen wurde speziell für einen wärmegeführten Betrieb entwickelt und ist daher nur auf vergleichbare Rahmenbedingungen übertragbar. Unabhängig davon können die Komponenten als Beispiele emissionsarmer Anlagentechnik auch in andere Konzepte integriert werden.

Betriebsdaten

Im Jahr 1999 wurden 118,42 GWh_{el} erzeugt. Gleichzeitig wurden 169,25 GWh Fernwärme ausgekoppelt. Mit einer Volllaststundenzahl von 3200 Vbh deckte die Anlage in erster Linie den Bedarf des angeschlossenen Wärmeverbundnetzes.

Im Jahr 1999 wurden folgende atmosphärische Emissionen gemessen:

Tabelle 8-10: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1999

	Art der Messung	Grenzwert (15% O ₂)	Tagesmittelwerte ^{*)} bezogen auf 15 % O ₂ GT1/GT2	Spezifische Emissionen GT1/GT2 [kg/TJ _m]
O ₂ -Gehalt [%]			15,0/14,8	
Abgasvolumenstrom bei 53,2 MW _{th} [m ³ /h]			164.000/165.000	
Erdgasbetrieb				
NO _x [mg/Nm ³]	kont.	150	100/121	86/105
CO [mg/Nm ³]	kont.	100	0,1/0,1	0,086/0,086
Betrieb mit Heizöl EL				
NO _x [mg/Nm ³]	kont.	200	221/201	190/173
CO [mg/Nm ³]	kont.	100	8,2/7,7	7,06/6,63

^{*)} es handelt sich um ½-Stunden-Mittelwerte, welche jedoch bei kontinuierlichem Betrieb als Tagesmittelwerte interpretiert werden können

Es wurden 35.493·10³ Nm³ Erdgas sowie 198,78 t Heizöl EL eingesetzt. Die Verbräuche der wichtigsten Einsatz- und Hilfsstoffe im Jahr 1999 sind in Tabelle 8-11 wiedergegeben.

Tabelle 8-11: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen im Jahr 1999

Einsatz- und Hilfsstoff	Öle	HCl	NaOH	NaCl
Verwendung	Turbinen-/ Hydrauliköle	Wasseraufbereitung/Konditionierung		
Einsatzmenge pro Jahr	1737 l	788 l	1007 l	29,15 t
spezifische Menge	14,7 [ml/MWh _{el}]	6,7 [ml/MWh _{el}]	8,5 [ml/MWh _{el}]	246 [g/MWh _{el}]

Der Abwasserstrom der Anlage entstammt dem Abwasser aus der chemischen Wasseraufbereitung (10.339 m³/a). Die Abwässer fallen diskontinuierlich an und werden nach Neutralisation in die Kanalisation geleitet.

Wirtschaftliche Daten

Die Gesamtinvestitionen beliefen sich auf 36 Mio € (1997). Angaben zu Kosten von Einzelanlagen/Komponenten liegen nicht vor.

Gründe für die Realisierung der Anlage

Die Anlage ersetzte 3 alte Heizkraftwerke, welche mit schwerem Heizöl und Rohbraunkohle betrieben wurden. Da eine aus Umweltgesichtspunkten notwendige Sanierung der Altanlage zu teuer gewesen wäre, entschloss man sich für den Bau eines neuen HKWs.

8.4.3 Beispiel: GuD-Anlage mit Zusatzfeuerung für Erdgas/Heizöl EL Betrieb

Beschreibung

Bei dem gewählten Beispiel handelt es sich um ein Kombikraftwerk bestehend aus drei Gasturbinen, drei diesen zugeordneten Abhitzekesseln mit Zusatzfeuerung, einer Dampfturbine und drei Heizkondensatoren zur Fernwärmeerzeugung. Die Gasturbinen verfügen über jeweils einen 17stufigen Verdichter und zwei Silobrennkammern und haben eine maximale elektrische Leistung von jeweils 70 MW_{el} (bei -15°C). Als Hauptbrennstoff der Gasturbinen und der Zusatzfeuerung wird Erdgas eingesetzt mit Heizöl EL als Reservebrennstoff. Die Abhitzekessel sind mit einer zweistufigen Zusatzfeuerung ausgestattet, die auf der ersten Stufe HD-Dampf mit 48 - 80 bar bei 500°C liefert. Die zweite Stufe erhitzt Wasser auf ca. 150°C, das einen separaten Fernwärmekreislauf speist. Die thermische Leistung der Zusatzfeuerung beträgt auf der ersten Stufe maximal 43 MW_{th} und bis zu 97 MW_{th} auf der zweiten Stufe. Bei der Dampfturbine handelt es sich um eine Gegendruckturbine mit einer Nennleistung von 70 MW_{el}. Die Gesamtanlage liefert im 0°C-Auslegungspunkt bei Gasfeuerung eine elektrische Leistung von 260 MW_{el}, und eine thermische Leistung von 480 MW_{th}. Bei der Konzeption der Anlage wurde auf hohe Versorgungssicherheit geachtet. So sind folgende Betriebszustände möglich:

- Betrieb mit unbefeuertem Abhitzekessel;
- Betrieb mit Abhitzekesseln im Bypass; Das Kühlsystem ist so ausgelegt, dass bei -15°C drei und bei +15°C zwei Gasturbinen zur reinen Stromerzeugung eingesetzt werden können.
- Mischbetrieb; Hierbei werden die Abhitzekessel teilweise im Bypass gefahren. Dadurch ist eine konstante Stromproduktion bei flexiblem Wärmebedarf möglich.
- Kesselbetrieb als Ersatzfeuerung; Die Abhitzekessel können auch ohne Gasturbinen mit der ersten Stufe der Zusatzfeuerung als herkömmliche Gaskessel betrieben werden.
- Betrieb mit Zusatzfeuerung; Die Wärmeleistung der Abhitzekessel kann durch die Inbetriebnahme der Zusatzfeuerung weiter gesteigert werden.

Die Inbetriebnahme der Anlage erfolgte im Dezember des Jahres 1995.

Wirkungsgradsteigernde Maßnahmen

Zur Erreichung hoher Wirkungsgrade arbeiten die Gasturbinen (Siemens Typ V64.3) mit einem Verdichterdruckverhältnis von 16,1:1. Die Gesamtanlage erreicht einen elektrischen Wirkungsgrad von 39 % und einen thermischen Wirkungsgrad von 47 % im Auslegungspunkt.

Realisierung von primären Maßnahmen zur NO_x-Reduktion

Die beiden Brennkammern der Gasturbine ist mit NO_x-armen zweistufigen Hybridbrennern ausgestattet. Die Minderung der NO_x-Emissionen beim Betrieb mit Heizöl EL erfolgt durch

Wassereindüsung (Deionat). Durch diese Maßnahmen liegen die NO_x-Emissionen bei Gasbetrieb < 100 mg/Nm³ und bei Ölbetrieb < 150 mg/Nm³ (vgl. Abschnitt Betriebsdaten).

Schallmindernde Maßnahmen

Bedingt durch die Lage in städtischem Gebiet mit naher Wohnbebauung sind am Standort strenge Schallschutzanforderungen gegeben. Der nächste Immissionsort ist nur 15 m entfernt. Dort wird ein Schalldruckpegel von 43 dB(A) eingehalten. Insgesamt bestehen 9 Immissionsorte mit verschiedenen Immissionsrichtwerten in Entfernungen zwischen 15 und 250 m. Als Minderungstechniken wurden Schalldämmung an der Gebäudehülle, Schalldämpfer, Lärmschutztüren etc. eingesetzt. Weiterhin wurden Schwingungen an Turbinen- und Pumpenfundamenten reduziert.

Wesentliche Umweltvorteile

Durch die eingesetzte Low-NO_x Technik werden für die Anlagengröße vergleichsweise niedrige Schadstoffkonzentrationen erreicht. Die Maßnahmen zur Wärmerückgewinnung führen zu einer hohen Brennstoffausnutzung und tragen so zur Ressourcenschonung und CO₂-Minderung bei.

Anwendbarkeit

Das Gesamtkonzept der Anlagen wurde im Hinblick auf eine hohe Versorgungssicherheit entwickelt. So kann durch die verschiedenen Betriebsmöglichkeiten sichergestellt werden, dass beim Ausfall einzelner Komponenten die verfügbare Wärmeleistung um maximal 100 MW absinkt. Bei Altanlagen können ggf. bestehende Kessel als Abhitzekegel in ein neues Konzept integriert werden. Im Allgemeinen wird dabei nicht die hohe Effizienz von Neuanlagen erreicht.

Medienübergreifende Aspekte

Bei der eingesetzten Primärtechnik zur Emissionsminderung entstehen weder Abwässer noch Abfälle. Bei der Aufbereitung des Wassers für Dampferzeugung und Fernheizung fallen Schäume an.

Betriebsdaten

Im Jahr 1999 wurden 1.526,8 GWh_{el} erzeugt. Gleichzeitig wurden 1.981,2 GWh Fernwärme ausgekoppelt. Mit einer Betriebsstundenzahl von 7.169 h/a arbeitete die Anlage im Grundlastbereich.

Der Abgasvolumenstrom der Anlage beträgt 1.679.560 m³/h bei einem Sauerstoffgehalt des Abgases von 14,8 %. Im Jahr 1999 wurden folgende atmosphärische Emissionen ermittelt:

Tabelle 8-12: Grenzwerte und atmosphärische Emissionen im Jahr 1999

	Art der Messung	Grenzwert (15% O ₂)	Monatsmittelwerte ¹⁾ bezogen auf 15 % O ₂	Spezifische Emissionen [kg/TJ Input]
Gasturbine im Erdgasbetrieb				
Staub [mg/Nm ³]	kont.	5	Rußzahl 0,1 ²⁾	0,146
NO _x [mg/Nm ³]	kont.	80	47	36,6
CO [mg/Nm ³]	kont.	50	15	8,93
SO ₂ [mg/Nm ³]	berechnet	12	0,3	0,06

¹⁾ bei Normallast äquivalent zu Tagesmittelwerten

²⁾ Durchschnittswert von Einzelmessungen

Es wurden 417.929.038 Nm³ Erdgas (entsprechend 43,9MJ/kWh_{el}) sowie 492 m³ Heizöl EL eingesetzt. Die Verbräuche der wichtigsten Einsatz- und Hilfsstoffe im Jahr 1999 sind in Tabelle 8-13 wiedergegeben.

Tabelle 8-13: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen in 1999

Einsatz- und Hilfsstoff	Öle	HCl	NaOH	NaOH	NH ₄ OH
Verwendung	Turbinen-/ Hydrauliköle	Abwasserbehandlung		Wasseraufbereitung/ Konditionierung	
Einsatzmenge pro Jahr	2,5 t	57 t	9 t	20 t	0,8 t
spezifische Menge [g/MWh _{el}]	1,63	37,3	5,9	13	0,5

Der Abwasserstrom der Anlage entstammt dem Abwasser aus der Wasseraufbereitung, der Fernheizwasseraufbereitung und der Dampferzeugung (16.705 m³/a). Dieser Strom wird behandelt und dann in die Kanalisation eingeleitet.

Wirtschaftliche Daten

Die Gesamtinvestitionen für die Errichtung der Anlage belief sich auf 255 Mio. € (1995). Die gesamten Betriebskosten für das Jahr 1999 lagen bei 85,3 Mio. €/a. Angaben zu Investitionen bzw. Kosten von Einzelanlagen/Komponenten liegen nicht vor.

Gründe für die Realisierung der Anlage

Das Heizkraftwerk ist Bestandteil eines städtischen Energiekonzeptes, das langfristig Fernwärme preisgünstig bereitstellen soll. Hierfür sollte die Wärmeproduktion weitestgehend mit der Stromerzeugung gekoppelt werden. Die obere Leistungsgrenze für die Planung ergab sich aus dem Wärmebedarf des Fernheiznetzes und den Möglichkeiten der elektrischen Leistungsabführung. Die Nachrüstung eines bestehenden Heizkraftwerkes auf Braunkohlebasis am Standort schied aus wirtschaftlichen Gründen aus.

8.4.4 Beispiel: Hüttenkraftwerk bestehend aus 5 Kesseln zur Verfeuerung von Hüttengas, Erdgas und leichtem Heizöl

Beschreibung

Bei dem gewählten Beispiel handelt es sich um ein Hüttenkraftwerk zur energetischen Nutzung der beim Verhüttungsprozess anfallenden gasförmigen Produkte. Es besteht aus zwei Teilen, dem Dampfschienenkraftwerk (Frischdampfzustand 80 bar, 510 °C), welches von 4 Kesseln (je 250 t/h Dampf) gespeist wird und zwei Dampfturbinen mit 200 MW_{el} bzw. 25 MW_{el} bedient, und dem 70-MW_{el}-Block (Frischdampfzustand 180 bar/530 °C, ZÜ 40 bar/530 °C; 265 t/h Dampf). Die gesamte elektrische Leistung (brutto) beträgt 295 MW_{el}.

Das Dampfschienenkraftwerk wurde Ende der 80er und Anfang der 90er Jahre mit drei neuen Naturumlaufkesseln mit hohem Wirkungsgrad ausgestattet. Auch bei Verfeuerung des heizwertschwachen Hochofengases wird eine Abgastemperatur von 120 °C eingehalten.

Die Hauptaufgaben beider Kraftwerksteile bestehen in der Verfeuerung der im Produktionsprozess anfallenden Kuppelprodukte (Hochofengas, Koksofengas und Konvertergas) sowie der Hütten-Dampfversorgung. Die Kuppelprodukte haben einen Anteil von 97 % an der eingesetzten Brennstoffenergie.

Hüttengase können aufgrund ihrer spezifischen Eigenschaften (Verschmutzungen, niedriger Heizwert bzw. niedrige Verbrennungstemperatur, Aufkommen in druckloser Form) nicht mit dem gleichen Wirkungsgrad verstromt werden wie Ergas.

Der im Dampfschienenkraftwerk erzeugte Dampf dient vornehmlich der Versorgung der Hüttenbetriebe. Überschüsse werden in Kondensationsturbinen verstromt. Der 70-MW-Block versorgt zusätzlich ca. 10.000 Wohnungsgleichwerte sowie zwei große Industriebetriebe mit Fernwärme. Wegen seines Wirkungsgradvorteils wird der 70-MW-Block stets voll ausgelastet, während im Dampfschienenkraftwerk nur überschüssige Kuppelprodukte verstromt werden.

Das Kraftwerk ist in der Lage, zu jedem Zeitpunkt die gesamte Brenngasmenge aus der Metallurgie aufzunehmen. Die Fackelverluste des Werks sind deshalb sehr gering (ca. 0,15 % der Gaserzeugung). Daraus ergibt sich auf der anderen Seite im Normalbetrieb ein Teillastzustand der Anlage.

Zur primären Minderung von NO_x-Emissionen sind Low-NO_x-Brenner und Abgasrezirkulation realisiert.

Wesentliche Umweltvorteile

Die Anlage ermöglicht die energetische Nutzung der bei der Stahlproduktion anfallenden Kuppelprodukte. Weiterhin werden mit primären Maßnahmen relativ geringe atmosphärische Emissionen realisiert.

Anwendbarkeit

Die beschriebene Anlage ist den lokalen Bedürfnissen des Hüttenwerks angepasst.

Medienübergreifende Aspekte

Bei der eingesetzten Primärtechnik zur Emissionsminderung entstehen weder Abwässer noch Abfälle. Bei der Aufbereitung des Wassers zur Dampferzeugung fallen Schlämme und Abwässer an.

Betriebsdaten

Im Jahr 1998 war die Anlage kontinuierlich 8.760 Stunden in Betrieb und erreichte einen Brennstoffnutzungsgrad von 45 %.

Im Jahr 1998 wurden folgende atmosphärische Emissionen ermittelt:

Tabelle 8-14: Grenzwerte und atmosphärische Emissionen der Kessel für 1999

	Art der Messung	Grenzwert (3 % O ₂)	Tagesmittelwerte bezogen auf 3 % O ₂	Spezifische Emissionen [kg/TJ Input]
Kessel 1 (Dampfschiene)				
O ₂ -Gehalt im Abgas [%]	kont.		3,8	
Abgasvolumenstrom [m ³ /h]			151.000	
Staub [Rußzahl]	Einzel	100	2 ²⁾	0,9
SO ₂ [mg/Nm ³]	Einzel	200 – 700 ¹⁾	16 ²⁾	7,3
NO _x [mg/Nm ³]	kont.	100 – 150 ¹⁾	60	27,4
CO [mg/Nm ³]	kont.	100 – 150 ¹⁾	10	4,6
Kessel 2 – 4 (Dampfschiene)				
O ₂ -Gehalt im Abgas [%]	kont.		147.500 – 174.400	
Abgasvolumenstrom [m ³ /h]			3,5 – 3,8	
Staub [Rußzahl]	Einzel	5 – 50 ¹⁾	2,1 – 5,4	0,7 – 2,3
SO ₂ [mg/Nm ³]	Einzel	35 – 800 ¹⁾	2 – 125	0,8 – 46,6
NO _x [mg/Nm ³]	kont.	100 – 150 ¹⁾	58 – 60	20,2 – 25,4
CO [mg/Nm ³]	kont.	100 – 150 ¹⁾	7 – 9	2,4 – 3,8
70-MW-Block				
O ₂ -Gehalt im Abgas [%]	kont.		2,2	
Abgasvolumenstrom [m ³ /h]			263.500	
Staub [Rußzahl]	Einzel	5 – 50 ¹⁾	3 ²⁾	0,95
SO ₂ [mg/Nm ³]	Einzel	35 – 700 ¹⁾	96 ²⁾	30,0
NO _x [mg/Nm ³]	kont.	100 – 150 ¹⁾	93	29,1
CO [mg/Nm ³]	kont.	100 – 175 ¹⁾	14	4,4

¹⁾ je nach Brennstoff

²⁾ Mittelwert der Einzelmessungen

Es wurden 52 TJ Heizöl EL, 378 TJ Erdgas, 6.706 TJ Hochofengas, 5.575 TJ Koksofengas und 1.790 TJ Konvertergas eingesetzt.

Es wurden ca. 200.000 m³ Abwasser an das Hüttenklärwerk abgegeben. Daten zur Schadstoffbelastung dieser Abwässer liegen nicht vor.

Wirtschaftliche Daten

Daten liegen nicht vor.

Gründe für die Realisierung der Anlage

Die Anlage dient in erster Linie zur Nutzung der Kuppelprodukte der Stahlerzeugung.

8.4.5 Beispiel: GuD-Anlage mit Zusatzfeuerung für Erdgas/Heizöl EL Betrieb

Beschreibung

Als weiteres Beispiel wurde ein GuD-Heizkraftwerk bestehend aus drei Gasturbinen mit je einem nachgeschalteten Abhitzeessel mit Zusatzfeuerung, einem Dampfkessel sowie zwei Dampfturbinen gewählt. Der Dampfkessel dient der Abdeckung von Lastspitzen und der Versorgungssicherheit. Das wärmegeführte Heizkraftwerk verfügt über eine Feuerungs-wärmeleistung von insgesamt 640 MW_{th} (bei -5°C). Die Gasturbinen haben eine Feuerungs-wärmeleistung von jeweils 135 MW_{th} und eine elektrische Leistung von 35,5 MW_{el}. Die Zusatzfeuerung der Abhitzeessel liefert jeweils 49 MW_{th}. Der erzeugte Dampf dient neben der Stromerzeugung der Aufwärmung des Fernheizwassers über Heizkondensatoren und gesonderte Wärmeüberträger (Spitzenlastvorwärmer). Weiterhin wird Dampf direkt in ein Prozessdampfversorgungsnetz eingespeist. Die Anlage wurde im Jahr 1995 in Betrieb genommen. Bezogen auf eingesetzte und erzeugte Energien im Jahr 1998 betrug der elektrische Wirkungsgrad 40,3 / 39,4 % (brutto/netto) und der Brennstoffnutzungsgrad 61,4 / 60,5 % (brutto/netto).

Realisierung von primären Maßnahmen zur NO_x-Reduktion

Zur NO_x-Reduktion wurde ein zusätzliches Dampfeindüsungssystem installiert, das aus Regelungs- und Messeinrichtungen sowie einer Dampfversorgungs-ausrüstung im Bereich der Gasturbine besteht, die den Dampf geregelt in die Brennkammer eindüst. Das Steuersystem regelt die Dampfmenge proportional zum Brennstoffverbrauch und liefert so die minimal erforderliche Dampfmenge. Durch die Dampfeindüsung erhöht sich die Turbinenleistung und der Turbinenwirkungsgrad. Andererseits wird die in der Dampfturbine erzeugte Menge an Strom reduziert, wodurch sich in der Summe ein leichtes Absinken des Gesamtwirkungsgrades ergibt. Der Wirkungsgrad der Emissionsminderung bei NO_x beträgt ca. 30 %.

Weitere Maßnahmen

Es wurden elektrostatische Ölnebelabscheider mit einem Abscheidegrad von 92 % installiert (Ölnebel der Absaugung der Schmierölbehälter).

Betriebsdaten

Im Jahr 1998 wurden 1046 GWh_{el} (netto) erzeugt. Gleichzeitig wurden 517 GWh Fernwärme ausgekoppelt. Mit einer Betriebsstundenzahl von 6538 h/a und einer Volllaststundenzahl von 5143 arbeitete die Anlage im Mittellastbereich.

Die Grenzwerte der Gesamtanlage sind abhängig vom Verhältnis der jeweiligen Feuerungswärmeleistung der Zusatzfeuerung und der Gasturbine zueinander (gleitender Emissionsgrenzwert) und ergeben sich aus einer Mischungsrechnung. Da sich die jeweiligen Grenzwerte auch in ihrem Bezugssauerstoffgehalt unterscheiden, wird auch hier ein gewichteter Wert bestimmt. In Tabelle 8-15 und Tabelle 8-16 sind drei Betriebszustände hinsichtlich der anteiligen Feuerungswärmeleistung definiert und die zugehörigen Emissionswerte dargestellt.

Tabelle 8-15: Betriebszustände von Gasturbine und Zusatzfeuerung

Betriebszustand	Feuerungswärmeleistung Gasturbine [MW]	Feuerungswärmeleistung Zusatzfeuerung [MW]	Abgasvolumenstrom [Nm ³ /h]	Bezugs- O ₂ -Gehalt [%]
I	123	35,6	375.000	13,3
II	119	8,5	360.000	14,5
III	122	0	375.000	15,0

Tabelle 8-16: Grenzwerte und atmosphärische Emissionen im Jahr 1998

Schadstoff	Betriebszustand	Art der Messung	Grenzwert [mg/Nm ³]	Tagesmittelwert [mg/Nm ³]	Spezifische Emissionen [kg/TJ Input]
NO _x	I	kont.	116	73	56,16
NO _x	II	kont.	104	73	53,91
NO _x	III	kont.	100	82	63,13
CO	I	kont.	100	60	46,12
CO	II	kont.	100	27	19,88
CO	III	kont.	100	9	6,97

Es wurden 265.832.000 Nm³ Erdgas (entsprechend 2,5 kWh/kWh_{el}) sowie 480 t Heizöl EL eingesetzt. Die Verbräuche der wichtigsten Einsatz- und Hilfsstoffe im Jahr 1998 sind in Tabelle 8-17 wiedergegeben.

Tabelle 8-17: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen im Jahr 1998

Einsatz- und Hilfsstoff	Öle	HCl (33%ig)	NaOH (50%ig)	Ca(OH) ₂	FeCl ₃
Verwendung	Turbinen-/ Hydrauliköle	Wasseraufbereitung/ Konditionierung/ Abwasserbehandlung			
Einsatzmenge pro Jahr	1,4 t	506 t	230 t	69 t	22,2 t
spezifische Menge [g/MWh _{el}]	3,4	473	215	64	21

Für die Versorgung mit Kesselspeisewasser stehen eine Vollentsalzungsanlage und eine Entcarbonisierungsanlage für Rohwasser aus dem Gewässer zur Verfügung. Das entnommene, aufgeheizte Wasser wird nach Kalkmilchzugabe entcarbonisiert und anschließend über Kiesfilter geleitet. Das Heizkraftwerk wird mit getrennten Abwassersystemen betrieben: einem Leitungsnetz für häusliche Abwässer, die in einer eigenen Kläranlage behandelt werden, und einem Leitungsnetz für Regenwasser und Industrieabwasser. Die Industrieabwässer entstammen Behandlungsanlagen, Ölabscheidern, Schlammabsetzbecken und Schlamm-trockenbeeten sowie Kühl- und Kesselinhaltswasser. Ihre Ableitung erfolgt über einen Abwasserkanal zum Vorfluter. Im Jahr 1998 fielen 652.471 m³ Kühlwasser und 117.365 m³ Produktionswasser an.

Wirtschaftliche Daten

Die Gesamtinvestitionen für die Errichtung der Anlage belief sich auf 118 Mio. € (1998). Die gesamten Betriebskosten für das Jahr 1998 lagen bei 56.1 Mio. €/a. Diese setzten sich aus 16,4 Mio. €/a Fixkosten und 39.7 Mio. €/a variablen Kosten zusammen.

Gründe für die Realisierung der Anlage

Aufgrund der immissionsschutzrechtlichen Anforderungen musste eine bestehende Anlage auf der Basis von Braunkohle und schwerem Heizöl modernisiert werden. Gleichzeitig sollte eine Erweiterung und eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit erfolgen. Daher entschloss man sich zur Errichtung einer GuD-Anlage. Ein Ölkessel der alten Anlage blieb erhalten und wurde zum Betrieb mit Erdgas/Heizöl EL umgerüstet.

8.4.6 Beispiel: Erdgasgefeuerte GuD-Anlage ohne Zusatzfeuerung zur Erzeugung von Bahnstrom

Beschreibung

Bei dem gewählten Beispiel handelt es sich um ein Kraftwerk zur Erzeugung von Bahnstrom mit einer Frequenz von 16,67 Hz. Es besteht aus zwei Gasturbinen (2 x 180 MW_{th}, 2 x 60 MW_{el}, Typ V64.3), zwei Abhitze-kesseln und einer weiteren Dampfturbine (57 MW_{el}). Der

Nettowirkungsgrad im Auslegungspunkt beträgt 49,6 %. Die Kombination von Gasturbinen mit Bahnstromgeneratoren wurde in dieser Anlage erstmals realisiert.

Die Turbineneintrittstemperatur beträgt 1.280 °C. Nach Durchströmen der Gasturbinenstufen tritt das Gas mit 540 °C und 1,053 bar aus und erzeugt im Abhitzekeessel Frischdampf mit maximal 530 °C und 62 bar. Das Abgas wird am Economizer vorbeigeführt bevor es mit 110 °C den Kamin verlässt. Für den Solobetrieb der Gasturbinen ist jeweils ein Bypass-Kamin vorgesehen. Der Dampf wird der einflutigen Dampfturbine zugeführt und dort bis auf den Kondensatordruck von 0,07 bar entspannt. Der in der zweiten Druckstufe des Abhitze-dampferzeugers erzeugte Zweitdampf strömt mit 4,5 bar Festdruck und 198 °C Dampftemperatur die Dampfturbine und entspannt dort ebenfalls auf Kondensatordruck. Die Rückkühlanlage besteht aus vier Ventilator-Zellenkühlern und dem Kühlwasserpumpenhaus.

Die Anlage wurde 1994 (Block I) bzw. 1995 (Block II) in Betrieb genommen.

Der Wirkungsgrad der Anlage fällt von 49,6 % bei Vollast auf 42 % bei 50 % Teillast. Bei weiter absinkender Last wird eine der beiden Gasturbinen abgeschaltet. Dies bewirkt einen sprunghaften Anstieg des Wirkungsgrades auf 48 % bei 50 % Teillast. Bei 25 % Teillast liegt der Wirkungsgrad nur noch bei ca. 40 %.

Die Startzeit einer Gasturbine bis zur Bereitstellung der Nennleistung beträgt 26 Minuten. 14 Minuten nach dem Start der ersten kann die zweite Gasturbine gestartet werden, so dass nach 40 Minuten 120 MW im Solobetrieb zur Verfügung stehen. Die Inbetriebnahme des Dampferzeugers dauert, abhängig von vorausgegangenen Stillstandzeiten, 3 bis 6 Stunden. Bei GuD-Betrieb der Anlage können Lastgradienten von 20 MW/min erreicht werden.

Realisierung von primären Maßnahmen zur NO_x-Reduktion

Die Konstruktion des Diffusions- und Vormischbrenners (=Hybridbrenner) in Verbindung mit einer angepassten Brennkammerausführung stellt sicher, dass die NO_x-Konzentrationen im Abgas unter 100 mg/Nm³ liegen (vgl. Abschnitt Betriebsdaten).

Wesentliche Umweltvorteile

Durch die eingesetzte Low-NO_x Technik werden niedrige Schadstoffkonzentrationen erreicht. Ein hoher elektrischer Wirkungsgrad von nahezu 50 % sorgt für eine effiziente Ressourcennutzung.

Anwendbarkeit

Das Gesamtkonzept der Anlagen wurde speziell für die Erzeugung von Bahnstrom optimiert. Unabhängig davon können die Komponenten als Beispiele emissionsarmer Anlagentechnik auch in andere Konzepte integriert werden.

Medienübergreifende Aspekte

Das Kühlturmzusatzwasser wird in einer Langsam-Entkarbonisierungsanlage aufbereitet. Dabei fallen Schlämme an. Weiterhin fallen Abwässer und kleine Mengen an Abfällen an (siehe Betriebsdaten).

Betriebsdaten

Im Jahr 1999 wurden 501 GWh_{el,netto} erzeugt. Mit einer Volllaststundenzahl von 2.830 h deckte die Anlage in erster Linie die Mittellast.

Der Abgasvolumenstrom der Anlage beträgt 2 x 500.000 m³/h im Auslegungspunkt. Im Jahr 1999 wurden folgende atmosphärische Emissionen gemessen:

Tabelle 8-18: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1999

	Art der Messung	Grenzwert (15% O ₂)	Tagesmittelwerte als Mittelwerte von Block I und II, bezogen auf 15 % O ₂	Spezifische Emissionen [kg/TJ Input]
Staub [mg/Nm ³]		5		
NO _x [mg/Nm ³]	kont.	100	41,6	32
CO [mg/Nm ³]	kont.	100	1,8	1,4

Es wurden 101.822·10³ Nm³ Erdgas (entsprechend 0,2 Nm³/kWh_{el}) eingesetzt. Die Verbräuche der wichtigsten Einsatz- und Hilfsstoffe im Jahr 1999 sind in Tabelle 8-19 wiedergegeben.

Tabelle 8-19: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen im Jahr 1999

Einsatz- und Hilfsstoff	Schmierstoffe	Eisen-III-Chlorid-sulfat	Weißkalkhydrat	Ammoniakwasser	HCl	NaOH	Praestol	Ferrofos
Verwendung		Wasseraufbereitung						
Einsatzmenge pro Jahr [t]	0,5	60	70	0,5	20	13	1	1
spezifische Menge [g/MWh _{el}]	1	120	140	1	40	26	2	2

Der Abwasserstrom der Anlage bei Volllast beträgt 75 m³/h. Davon entstammen 60 m³/h der Abflutung des Kühlkreislaufsystems. Dieses Abwasser wird unbehandelt in den Vorfluter geleitet. Die Regenerier- und Spülwässer der Vollentsalzungsanlage werden neutralisiert und direkt eingeleitet mit einem Volumenstrom von maximal 15 m³/h. Die beiden Abwasserströme werden gemeinsam eingeleitet. Die Stoffkonzentrationen im gesamten Abwasserstrom sind in Tabelle 8-20 dargestellt. Es muss angemerkt werden, dass die zum Teil recht hohen Konzentrationen auch auf eine Vorbelastung des eingesetzten Wassers zurückzuführen sind.

Tabelle 8-20: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom der Anlage im Jahre 1999

	Mittelwerte aus 14 Einzelmessungen, soweit nicht spezifiziert [mg/l]	Grenzwerte [mg/l]	Fracht pro Produktionsmenge [g/MWh _{el}]
Cl	339	0,2 – 0,3	137
AOX	0,06	1	0,024
CSB	67	30 – 80	27,1
P	17,5	1,5 – 5	7,07
N	8	10	3,23
Zink	< 50*	1	-*
Chrom	< 2*	0,5	-*
Cadmium	< 0,1*	0,05	-*
Kupfer	< 5*	0,5	-*
Blei	< 3*	0,1	-*
Nickel	< 5*	0,5	-*
abfiltrierbare Stoffe	8,7	50	3,52
Sulfat	624	-	252,2
Hg	< 0,1*	-	-*
pH-Wert	8,3	-	-

*) Diese Werte sind Ergebnisse einer Einzelmessung. Es wurde daher von der Berechnung einer Fracht abgesehen

Größere Aufkommen an Abfällen stellen alleine die Schlämme aus der Kühlturmzusatzwasseraufbereitungsanlage (KZA) dar. 1999 wurden 214,4 t KZA-Schlamm in einer Hausmülldeponie entsorgt und 50,3 t wurden landwirtschaftlich genutzt. Weiterhin fielen 10 t Waschlösung, 6 t Öl- und Benzinabscheiderinhalte, 12 t Hausmüll und 12 t Papier und Pappe an.

Die gesetzlichen Lärmschutzaufgaben für die Wohngebiete in 500 m Entfernung vom Kraftwerk können durch Schallminderungsmaßnahmen gewährleistet werden. So betragen die Lärmimmissionen an einem 500 m entfernten Krankenhaus nicht mehr als 30 dB(A) in der Nacht.

Wirtschaftliche Daten

Die Gesamtinvestition belief sich auf 185 Mio. € (1995). Dies entspricht einer spezifischen Investition von 1.043 EUR/kW_{el}.

Gründe für die Realisierung der Anlage

Die Umstrukturierung der Bahn in den neuen Bundesländern machte einen Kraftwerksneubau mit folgenden Anforderungen notwendig:

- extrem kurze Bauzeit

-
- hoher Wirkungsgrad
 - geringe Umweltbelastungen
 - niedrige Investitionen und Betriebskosten

Diese Vorgaben wurden von der eingesetzten GuD-Technik aus Sicht der Betreiber erfüllt.

8.4.7 Beispiel: GuD-Anlage mit Zusatzfeuerung für Erdgas/Heizöl EL Betrieb

Beschreibung

Bei dem gewählten Beispiel handelt es sich um ein Kombikraftwerk bestehend aus zwei Gasturbinen (2 x 67,8 MW_{el}), zwei diesen zugeordneten Abhitzeesseln mit Zusatzfeuerung (2 x 26,5 MW_{th}) und einer Dampfturbine (48,8 MW_{el}).

Die Inbetriebnahme der Anlage erfolgte in den Jahren 1994 bis 1996. Im Jahr 1997 wurde die Brennkammer umgebaut mit dem Ziel, die NO_x-Werte zu senken. Zur NO_x-Minderung bei HEL-Betrieb wird Wasser in die Brennkammer eingedüst.

Wesentliche Umweltvorteile

Durch die eingesetzte Low-NO_x Technik werden für die Anlagengröße vergleichsweise niedrige Schadstoffkonzentrationen erreicht. Die Maßnahmen zur Wärmerückgewinnung führen zu einer hohen Brennstoffausnutzung und tragen so zur Ressourcenschonung und CO₂-Minderung bei.

Anwendbarkeit

Bei Altanlagen können ggf. bestehende Kessel als Abhitzeessel in ein neues Konzept integriert werden. Im Allgemeinen wird dabei nicht die hohe Effizienz von Neuanlagen erreicht.

Medienübergreifende Aspekte

Bei der eingesetzten Primärtechnik zur Emissionsminderung entstehen weder Abwässer noch Abfälle. Bei der Aufbereitung des Wassers für Dampferzeugung und Fernheizung fallen Schlämme an.

Betriebsdaten

Im Jahr 1999 wurden 530 GWh_{el} erzeugt. Gleichzeitig wurden 585 GWh Fernwärme ausgekoppelt. Der Brennstoffnutzungsgrad (netto) betrug im Jahresmittel 83,1 %, der elektrische Nettowirkungsgrad 39,5 %. Mit einer Betriebsstundenzahl von 4456 h/a arbeitete die Anlage im Mittellastbereich.

Der Abgasvolumenstrom der Anlage beträgt 2 x 526.000 m³/h bei einem Sauerstoffgehalt des Abgases von 14,5 %. Im Jahr 1999 wurden folgende atmosphärische Emissionen ermittelt:

Tabelle 8-21: Grenzwerte und atmosphärische Emissionen im Jahr 1999

	Art der Messung	Grenzwert (15% O ₂)	Jahresmittelwerte ¹⁾ bezogen auf 15 % O ₂	Spezifische Emissionen [kg/TJ Input]
Gasturbine im Erdgasbetrieb				
NO _x [mg/Nm ³]	kont.	max. 85 ²⁾	60	46,7
CO [mg/Nm ³]	kont.	max. 40 ²⁾	6	3,6

¹⁾ bei Normallast äquivalent zu Tagesmittelwerten

²⁾ Mischungsgrenzwert: angegebener Wert stellt Grenzwert für GT-Solobetrieb dar; durch Einsatz der Feuerung im AHK wird dieser Grenzwert weiter abgesenkt!

Es wurden 131.955.466 Nm³ Erdgas (entsprechend 43,9MJ/kWh_{el}) sowie 181 m³ Heizöl EL eingesetzt.

Der Abwasserstrom der Anlage entstammt dem Abwasser aus der Wasseraufbereitung, der Fernheizwasseraufbereitung und der Dampferzeugung (8575 m³/a). Dieser Strom besteht vor allem aus Regenerationsabwässern der Ionenaustauscher, welche nach Neutralisation abgeleitet werden. Der einzige Inhaltsstoff, welcher überwacht wird, ist AOX mit einer mittleren Konzentration von 0,097 mg/l.

An Abfällen fielen 2,9 t Öle und ölverunreinigte Materialien an, welche einer Verwertung zugeführt wurden. Weiterhin wurden 1,6 t Filtermaterial deponiert.

Da die nächstgelegenen Lärmimmissionspunkte nur 110 – 300 m von den Anlagekomponenten entfernt liegen, waren umfangreiche Lärmschutzmassnahmen erforderlich. Dazu zählen die akustische Isolierung der Kessel und Kanalleitungen, Einbau von Schalldämpfern und Kapselung der lärmintensiven Aggregate.

Gründe für die Realisierung der Anlage

Das Heizkraftwerk ist Bestandteil eines städtischen Energiekonzeptes, das langfristig Fernwärme preisgünstig bereitstellen soll. Hierfür sollte die Wärmeproduktion weitestgehend mit der Stromerzeugung gekoppelt werden. Die obere Leistungsgrenze für die Planung ergab sich aus dem Wärmebedarf des Fernheiznetzes und den Möglichkeiten der elektrischen Leistungsabführung.

8.4.8 Zukunftstechnik: Gas- und Dampfturbinenanlage ohne Zusatzfeuerung mit primärer Entstickung

Beschreibung

Es handelt sich um geplantes Kraftwerk bestehend aus drei identischen Blöcken in einweiliger Ausführung mit jeweils einer Gasturbine und einem Abhitzeessel. Die Leistungsdaten sind in Tabelle 8-22 zusammengefasst. Die Inbetriebnahme ist für 2003 geplant.

Tabelle 8-22: Technische Daten im Nennbetrieb für eine Jahresmitteltemperatur von 8 °C

	Einheit	Nennbetrieb
FWL	MW	3 x 700
Einsatz von Erdgas	Nm ³ /h	3 x 65.825
Nettoleistung	MW _{el}	3x 407
Netto-Wirkungsgrad	%	58
Rauchgasabwärmtemperatur	°C	105

Der wesentliche Vorteil dieser Anlage liegt im hohen elektrischen Nettowirkungsgrad, welcher 58 % erreichen soll. Im Einzelnen soll dies durch folgende Maßnahmen realisiert werden:

- Einwellenanlage: Gasturbine, Dampfturbine und Generator sind auf einer Welle angeordnet
- Hoher Wirkungsgrad der Gasturbine (38% bei Jahresmitteltemperatur von 8 °C)

Zur primären Minderung von NO_x wird in den Gasturbinen das Prinzip der mageren Vormischverbrennung („Dry-Low-NO_x“-Prinzip) beim Normalbetrieb mit Erdgas angewandt. Bei Betrieb mit HEL wird Dampf eingedüst.

Zur Vermeidung von diffusen Emissionen bei der Chemikalienhandhabung (NH₃-, Hydrazin-, und HCl-Dämpfe) werden Adsorber eingesetzt.

Die beantragten Grenzwerte für die atmosphärischen Emissionen sind in Tabelle 8-23 dargestellt.

Tabelle 8-23: Beantragte Grenzwerte für die atmosphärischen Emissionen bei 15 % O₂

	Staub [mg/Nm ³]	NO _x [mg/Nm ³]	CO [mg/Nm ³]
Erdgas	2	80	100
HEL	50	150	100

Wesentliche Umweltvorteile

Der wesentliche Vorteil der Anlage liegt im hohen elektrischen Wirkungsgrad. Die atmosphärischen Emissionen werden durch primäre und sekundäre Maßnahmen gemindert wodurch alle Grenzwerte sicher einhalten. Wie hoch die tatsächlichen Emissionen sein werden, wird erst der Betrieb zeigen.

Anwendbarkeit

Die beschriebenen Techniken lassen sich prinzipiell beim Neubau eines GuD-Kraftwerks anwenden.

Betriebsdaten

Zu den geplanten Betriebsdaten liegen alleine Angaben zum Aufkommen an Abwasser und Abfällen vor. So sollen bei Vollast 40 m³/h an Abwasser aus der Wasseraufbereitungsanlage,

der Kesselabsatzung und der Gasturbinenverdichter-Reinigung anfallen. Weiterhin sollen 90.000 m³/h Kühlwasser durch die Durchlaufkühlung geleitet werden. Abfälle fallen nur in geringem Umfang an (siehe Tabelle 8-24).

Tabelle 8-24: Voraussichtliches Abfallaufkommen

Klassifizierung	Abfallbezeichnung	Menge [t/a]	spezifische Menge [g/MWh _{el}]
besonders überwachungsbedürftig	Verdichterwaschwasser	60	6,7
	Altöl	25	2,8
überwachungsbedürftig	Filtermatten	60	6,7
nicht überwachungsbedürftig	Austauschharze	2	0,2

Wirtschaftliche Daten

Daten zu Investitionen und Betriebskosten liegen nicht vor

Gründe für die Realisierung der Anlage

Der hohe Wirkungsgrad verspricht einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage. Der Standort am Meer mit der Möglichkeit der effizienten Durchlaufkühlung wurde gewählt, da die Infrastruktur eines stillgelegten Kernkraftwerks (Kühlwasserein- und Auslaufkanal, elektrische Schaltanlagen) bereits vorhanden ist.

8.5 Bestimmung von Besten verfügbaren Techniken für die Verbrennung von gasförmigen Brennstoffen

Die Techniken, welche als BVT-konform angesehen werden, sind in diesem Abschnitt in fünf Gruppen unterteilt:

- I. Techniken zum Transport und Lagerung von Gasen und anderen Einsatz- und Hilfsstoffen;
- II. Techniken, welche im Wasser-Dampf-Kreislauf Verwendung finden;
- III. Verbrennungstechniken und Techniken zur Minderung von atmosphärischen Emissionen und Abfällen;

Techniken der Kraft-Wärme-Kopplung und Techniken zur Behandlung und Reduzierung von Abwässern sind zusammenfassend in Kapitel 4 dargestellt.

Die Einteilung in diese Gruppen scheint sinnvoll, da sie vergleichsweise unabhängig voneinander sind, was z.B. bedeutet, was z.B. bedeutet, dass Techniken zur Lagerung und zum

Transport von Gasen üblicherweise mit jeder verfügbaren Verbrennungstechnik kombiniert werden können.

8.5.1 Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT für Transport und Lagerung von Gasen und Einsatz- und Hilfsstoffen

Die wichtigsten Umweltaspekte im Zusammenhang mit diesen Verfahrensstufen sind die diffusen Luftemissionen, Fragen der Gesundheit für Mitarbeiter und Sicherheitsaspekte. Die wesentlichen Maßnahmen im Zusammenhang mit BVT umfassen:

Tabelle 8-25: BVT für Transport und Lagerung

Verfahrensschritt	BVT	Umweltnutzen
Lagerung von Gasen	Lagerung am Kraftwerksstandort wird nicht durchgeführt	
Transport und Übergabe von Gasen	Dekompression der Gase am Ende der Pipeline in einer Expansionsturbine zur teilweisen Rückgewinnung der Kompressionsenergie	Effiziente Ressourcennutzung
	Aufheizung der dekomprimierten Gase mit Abwärme	Effiziente Ressourcennutzung
Transport und Lagerung von Einsatz- und Hilfsstoffen	Lagerung von Flüssigkeiten in Fässern und Behältern mit säurefester Beschichtung	Einhaltung von Gesundheits- und Sicherheitsmaßnahmen

8.5.2 Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT für den Wasser-Dampf-Kreislauf und das Kühlsystem

Die hier beschriebenen Techniken sind alleine relevant für den Einsatz von Dampfkesseln.

Die wesentlichen Umwelteinflüsse, welche berücksichtigt werden müssen, sind der Verbrauch an Ressourcen, die Emissionen an Stoffen und Wärme in Gewässer und der Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen (z.B. Chemikalien zur Konditionierung des Wassers). Hinsichtlich der Maßnahmen zur Verminderung der Umwelteinflüsse kann allgemein unterschieden werden zwischen jenen, welche in neu gebauten Anlagen zum Einsatz kommen können und jenen, welche in bestehenden Anlagen im Zuge einer Modernisierung Verwendung finden können.

Tabelle 8-26: BVT für den Wasser-Dampf-Kreislauf und das Kühlsystem

Verfahrensschritt	BVT	Umweltnutzen / Einschränkung
Dampfzustände nach der Überhitzung	Verwendung von fortschrittlichen Materialien erlaubt Dampfzustände von 600 °C und 300 bar für einen Benson-Kessel	ermöglicht hohe elektrische Wirkungsgrade; neue Kraftwerke, > 300 MW _{th}
Kühlsystem	<p>Der elektrische Wirkungsgrad eines Kraftwerks steigt mit abnehmendem Kondensatordruck (bis zu < 30 mbar); wenn alleine der Wirkungsgradaspekt berücksichtigt wird, so gilt folgende Klassifizierung (nach unten abnehmende Wirkungsgrade):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Durchlaufkühlung (Meerwasser oder Flusswasser) 2) Naturzugkühlturm 3) Hybridkühlturm 4) Zwangsbelüfteter Nasskühlturm 5) Trockenkühlturm <p>Details bezüglich Kühlsystemen sind im BREF zu industriellen Kühlsystemen zu finden.</p>	<p>Die Klassifizierung im Einzelfall muss durch standortabhängige Faktoren modifiziert werden, da durch gewisse Kühltechniken große Vor- oder Nachteile für die lokale Umwelt erwachsen können:</p> <p>zu 1) diese Technik führt oft zu starken Störungen der Gewässerökologie aufgrund der Wärmeimmissionen</p> <p>zu 2) hoher Flächen- und Wasserbedarf; Schattenwurf</p> <p>zu 3) im Vergleich zu 2) kleiner und geringerer Wasserbedarf; nahezu keine Kondenswolken</p> <p>zu 5) kein Wasserbedarf => wichtiger Aspekt in Trockengebieten</p>
Aufbereitung des Kühlwassers	Siehe BREF zu industriellen Kühlsystemen	
Aufbereitung des Kesselspeisewassers	Umkehrosmoseanlagen sollten zur Entmineralisierung verwendet werden; falls diese Technik nicht ausreicht kann sie mit Ionenaustauschern kombiniert werden.	Die Umkehrosmose ermöglicht geringere Salzfrachten im Abwasser als Ionenaustauscher (40 – 50 % geringer); weiterhin werden keine Salzlösungen zur Regeneration benötigt.
	Ionenaustauscher sollten im Gegenstromverfahren arbeiten	Durch diese Betriebsweise wird der Einsatz an Chemikalien und Wasser reduziert und eine höhere Wasserqualität erreicht.
	Falls Entcarbonisierung mit Hilfe von Kalk durchgeführt wird sollte der anfallende Schlamm einer Verwertung zugeführt, (z.B. als Zuschlagstoff für die Zementindustrie und die Landwirtschaft sowie als Adsorptionsmittel für die REA) und nicht deponiert werden.	Vermeidung der Abfalldeponierung
	zur Konditionierung von Kesselspeisewasser sollte im Hinblick auf eine kombinierte Fahrweise erfolgen, d.h. das Kesselspeisewasser wird mit geringen Mengen an Ammoniak (0,1 – 0,15 mg/m ³) zusammen mit 0,05 – 0,3 mg/m ³ Sauerstoff konditioniert.	Reduzierung von Stickstoff im Abwasser des Wasser-Dampf-Kreislaufs

Verfahrensschritt	BVT	Umweltnutzen / Einschränkung
Dampfturbine	Optimierte Schaufelradblätter und verbesserter Dampfeinlass/-auslass führen zu Turbinenwirkungsgraden von 91 bis 96 %	Wirkungsgraderhöhung; neue und nachgerüstete Kraftwerke
Regenerative Speisewassererwärmung	Große Anzahl von Stufen zur regenerativen Speisewassererwärmung erhöht den Wirkungsgrad der Stromerzeugung; neue Kraftwerke verwenden bis zu 10 Stufen, wodurch sich Speisewassertemperaturen von 300 °C realisieren lassen.	Wirkungsgraderhöhung; neues KW mit > 300 MW _{th}
Zwischenüberhitzung	Zwei- oder mehrfache Zwischenüberhitzung führt zu einer Anhebung des Wirkungsgrades der Stromerzeugung	Wirkungsgraderhöhung; neues KW mit > 300 MW _{th}

8.5.3 Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT für Verbrennungstechniken und Maßnahmen zur Verminderung von atmosphärischen Emissionen und Abfällen

In diesem Abschnitt werden die Kombinationen von Verbrennungstechniken mit primären und sekundären Emissionsminderungstechniken vorgestellt, welche als BVT-konform angesehen werden. Diesen Technikkombinationen sind die erreichten atmosphärischen Emissionen und die Grenzwerte der EU-Richtlinie 2001/80/EC für Großfeuerungsanlagen beigelegt.

Emissionen von BVT-konformen Technikkombinationen

Tabelle 8-27: BVT-konforme Technikkombinationen zur Minderung von Stickoxidemissionen

Kategorie	Therm. Leistung	Brennstoff	Anlagentyp	Primärmaßnahme	Sekundärmaßnahme	O ₂ Bezug [%]	Grenzwert [mg/m ³] (Statistik)	Emission [mg/m ³] (Statistik)
Neue Anlage	> 300 MW _{th} 50-300	Erdgas	Kessel			3	EU: 100 (dm) EU: 150 (dm)	
Neue Anlage	alle	Ander e Gase	Kessel			3	EU: 200 (dm)	
Bestehend	> 500 MW _{th} 50-500	Gase	Kessel			3	EU: 200 (mm) 3 EU: 00 (mm)	
Neue Anlage	-	Erdgas	GT			15	EU: 50 – 75 (dm)	

Kategorie	Therm. Leistung	Brennstoff	Anlagen typ	Primärmaßnahme	Sekundärmaßnahme	O ₂ Bezug [%]	Grenzwert [mg/m ³] (Statistik)	Emission [mg/m ³] (Statistik)
Neue Anlage	-	Ander e Gase	GT			15	EU: 120 (dm)	
	135 + 49 MW _{th} (3 x)	Erdgas	CC GT + Boiler	Dampf-eindüsung	-	13.3	116 (dm)	73 (dm)
	1014 MW _{th}	Erdgas	CC GT	LNB, Wasser-eindüsung	-	15	80 (dm)	47 (mm)
	340 MW _{th} GT 1	Erdgas	CC GT	LNB, Wasser-eindüsung	-	15	100 (dm)	76 (dm)
	340 MW _{th} GT 2	Erdgas	CC GT	LNB, Wasser-eindüsung	-	15	100 (dm)	66 (dm)
	184 MW _{th}	Erdgas	CC GT		-	15	100 (dm)	70 (dm)
	135 + 49 MW _{th} (3 x)	Erdgas	CC GT	Dampf-eindüsung	-	15	100 (dm)	82 (dm)
	67,8 MW _{el} + 26.5 MW _{th} (2 x)	Erdgas	CC GT	LNB, Wasser-eindüsung	-	15	Max. 85 (dm)	60 (mm)
	GT 60 MW _{el} (2 x)	Erdgas	CC GT	LNB	-	15	100 (dm)	42
	72 MW _{th}	Erdgas	CC GT	LNB	-	15	150 (dm)	18.4 (dm, range 15 – 30)
	53 + 25 MW _{th} (2 x) GT 1	Erdgas	CC GT	Wasser-eindüsung	-	15	150 (dm)	100 (dm)
	53 + 25 MW _{th} (2 x) GT 2	Erdgas	CC GT	Wasser-eindüsung	-	15	150 (dm)	121 (dm)
	295 MW _{el}	Industrie-gas	Kessel B 1	LNB, Flue gas recirculation	-	3	100 – 150 (dm)	60 (dm)
	295 MW _{el}	Industrie-gas	Kessel B 2-4	LNB, Flue gas recirculation	-	3	100 – 150 (dm)	58 - 60 (dm)
	295 MW _{el}	Industrie-gas	Kessel B 5	LNB, Flue gas recirculation	-	3	100 – 150 (dm)	93 (dm)
	130 MW _{th}	Raff. gas	Kessel	LNB, Wasser-eindüsung		3	100 (dm)	94 (am)
	92 MW _{th}	Erdgas	Kessel	LNB		3	100 (dm)	79 (am)

Abkürzungen: vgl. Kapitel 5.4.3

Tabelle 8-28: BVT-konforme Techniken zur Minderung anderer Schadstoffe

Therm. Leistung	Brennstoff	Anlagentyp	O ₂ Bezug [%]	CO Grenzw. [mg/m ³] (Statistik)	CO [mg/m ³] (statistics)	SO ₂ Grenzw. [mg/m ³] (Statistik)	SO ₂ [mg/m ³]	Staub Grenzw. [mg/m ³]	Staub [mg/m ³]
135 + 49 MW _{th} (3 x)	Erdgas	CC GT + Kessel	13.3	100 (dm)	60 (dm)				
1014 MW _{th}	Erdgas	CC GT	15	50 (dm)	15 (mm)	12 (dm)	0.3	5	0.1
340 MW _{th} GT 1	Erdgas	CC GT	15	100 (dm)	6.7 (dm)	-	-	2 (dm)	0.2 (dm)
340 MW _{th} GT 2	Erdgas	CC GT	15	100 (dm)	11.3 (dm)	-	-	2 (dm)	0.2 (dm)
184 MW _{th}	Erdgas	CC GT	15	100 (dm)	20 (dm)				
135 + 49 MW _{th} (3 x)	Erdgas	CC GT	15	100 (dm)	9 (dm)				
II 67.8 MW _{el} + 26.5 MW _{th} (2 x)	Erdgas	CC GT	15	Max. 40 (dm)	6 (mm)				
GT 60 MW _{el} (2 x)	Erdgas	CC GT	15	100 (dm)	1.8				
72 MW _{th}	Erdgas	CC GT	15	100 (dm)	6.5 (dm, Bereich: 0-20)				
53 + 25 MW _{th} (2 x) GT 1	Erdgas	CC GT	15	100 (dm)	0.1 (dm)				
53 + 25 MW _{th} (2 x) GT 2	Natural gas	CC GT	15	100 (dm)	0.1 (dm)				
295 MW _{el}	Industriegas	Kessel B 1	3	100-150 (dm)	10 (dm)	200 –700 (dm)	16 (dm)	100 (dm)	0.9 (dm)
295 MW _{el}	Industriegas	Kessel B 2-4	3	100-150 (dm)	7 – 9 (dm)	35 –800 (dm)	2 – 125 (dm)	5-50 (dm)	0.7 –2.3 (dm)
295 MW _{el}	Industriegas	Kessel B 5	3	100-150 (dm)	14 (dm)	35 – 700 (dm)	96 (dm)	5 –50 (dm)	0.95 (dm)
130 MW _{th}	Raff. gas	Kessel	3	100 (dm)	15 (am)	35 (dm)	< 2 (am)	5 (dm)	0.01 (am)
92 MW _{th}	Erdgas	Kessel	3	100 (dm)	1 (am)	35 (dm)	10 (am)	-	-

Abkürzungen: vgl. Kapitel 5.4.3

Für neue Anlagen sollten alleine Kombi-Anlagen als BVT angesehen werden, da der Solobetrieb von Gasturbinen oder Kesseln nur vergleichsweise geringe Wirkungsgrade erlaubt. Eine Ausnahme hiervon stellt die Nutzung von Industrie- und Prozessgasen dar, deren Verbrennung in Gasturbinen technische Probleme bereitet. Hier ist alleine eine Nutzung in Kesseln möglich.

8	Techniken für die Verbrennung von gasförmigen Brennstoffen.....	8-1
8.1	Angewandte Prozesse und Verfahren.....	8-1
8.1.1	Gas- und Dampfturbinen-Prozess (GuD).....	8-3
8.1.2	Schadstoffbildung in Gasturbinen.....	8-6
8.2	Emissionsminderungsmaßnahmen.....	8-8
8.2.1	Primärmaßnahmen zur Minderung der NO _x -Emissionen.....	8-8
8.2.2	Sekundäre Emissionsminderungsmaßnahmen.....	8-14
8.3	Verbrauchs- und Emissionswerte.....	8-14
8.4	Einzelanlagen- bzw. Einzeltechnikbeschreibungen.....	8-16
8.4.1	Beispiel: GuD-Anlage ohne Zusatzfeuerung für Erdgas/Heizöl EL Betrieb.....	8-16
8.4.2	Beispiel: Gasturbinen-HKW für Erdgas/Heizöl EL Betrieb.....	8-19
8.4.3	Beispiel: GuD-Anlage mit Zusatzfeuerung für Erdgas/Heizöl EL Betrieb.....	8-22
8.4.4	Beispiel: Hüttenkraftwerk bestehend aus 5 Kesseln zur Verfeuerung von Hüttengas, Erdgas und leichtem Heizöl.....	8-25
8.4.5	Beispiel: GuD-Anlage mit Zusatzfeuerung für Erdgas/Heizöl EL Betrieb.....	8-27
8.4.6	Beispiel: Erdgasgefeuerte GuD-Anlage ohne Zusatzfeuerung zur Erzeugung von Bahnstrom.....	8-29
8.4.7	Beispiel: GuD-Anlage mit Zusatzfeuerung für Erdgas/Heizöl EL Betrieb.....	8-33
8.4.8	Zukunftstechnik: Gas- und Dampfturbinenanlage ohne Zusatzfeuerung mit primärer Entstickung.....	8-34
8.5	Bestimmung von Besten verfügbaren Techniken für die Verbrennung von gasförmigen Brennstoffen.....	8-36
8.5.1	Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT für Transport und Lagerung von Gasen und Einsatz- und Hilfsstoffen.....	8-37
8.5.2	Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT für den Wasser-Dampf-Kreislauf und das Kühlsystem.....	8-37
8.5.3	Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT für Verbrennungstechniken und Maßnahmen zur Verminderung von atmosphärischen Emissionen und Abfällen.....	8-39
	Tabelle 8-1: Angaben zu größeren Gasturbinen der drei führenden Hersteller.....	8-3
	Tabelle 8-2: Übersicht über Primärmaßnahmen zur Emissionsreduzierung in Gasturbinen-Brennkammern.....	8-9
	Tabelle 8-3: Ausgewählte Betriebsparameter und NO _x -Emissionswerte einiger Gasturbinen.....	8-13
	Tabelle 8-4: Atmosphärische Emissionskonzentrationen von gasgefeuerten Kraftwerken.....	8-15
	Tabelle 8-5: Atmosphärische Emissionsfaktoren von gasgefeuerten Kraftwerken.....	8-15
	Tabelle 8-6: Wirkungsgrade eines GuD-Heizkraftwerks ohne Zusatzfeuerung.....	8-17
	Tabelle 8-7: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1999.....	8-18
	Tabelle 8-8: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen im Jahr 1999.....	8-19
	Tabelle 8-9: Wirkungsgrade.....	8-20
	Tabelle 8-10: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1999.....	8-21
	Tabelle 8-11: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen im Jahr 1999.....	8-21
	Tabelle 8-12: Grenzwerte und atmosphärische Emissionen im Jahr 1999.....	8-24
	Tabelle 8-13: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen in 1999.....	8-24
	Tabelle 8-14: Grenzwerte und atmosphärische Emissionen der Kessel für 1999.....	8-26
	Tabelle 8-15: Betriebszustände von Gasturbine und Zusatzfeuerung.....	8-28
	Tabelle 8-16: Grenzwerte und atmosphärische Emissionen im Jahr 1998.....	8-28
	Tabelle 8-17: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen im Jahr 1998.....	8-29

Tabelle 8-18: Grenzwerte und gemessene atmosphärische Emissionen im Jahr 1999	8-31
Tabelle 8-19: Verbrauch an Einsatz- und Hilfsstoffen im Jahr 1999.....	8-31
Tabelle 8-20: Stoffkonzentrationen im Abwasserstrom der Anlage im Jahre 1999	8-32
Tabelle 8-21: Grenzwerte und atmosphärische Emissionen im Jahr 1999	8-34
Tabelle 8-22: Technische Daten im Nennbetrieb für eine Jahresmitteltemperatur von 8 °C	8-35
Tabelle 8-23: Beantragte Grenzwerte für die atmosphärischen Emissionen bei 15 % O ₂ ...	8-35
Tabelle 8-24: Voraussichtliches Abfallaufkommen.....	8-36
Tabelle 8-25: BVT für Transport und Lagerung.....	8-37
Tabelle 8-26: BVT für den Wasser-Dampf-Kreislauf und das Kühlsystem	8-38
Tabelle 8-27: BVT-konforme Technikkombinationen zur Minderung von Stickoxidemissionen.....	8-39
Tabelle 8-28: BVT-konforme Techniken zur Minderung anderer Schadstoffe.....	8-41
Abbildung 8-1: Schematische Darstellung eines Kombikraftwerkes mit ungefeuerten Abhitzeessel (GuD)	8-4
Abbildung 8-2: h,s-Diagramm der sequentiellen Verbrennung.....	8-5
Abbildung 8-3: Wirkungsgradpotential der sequentiellen Verbrennung im Kombi-Prozess .	8-5
Abbildung 8-4: Mischungsverhältnis in der Brennkammer und Emissionsentstehung (UHC Unburned HydroCarbons)	8-7
Abbildung 8-5: NO _x -Emissionsminderung durch Wasser- oder Dampfeindüsung	8-10
Abbildung 8-6: Verschiedene Konzepte zur Umsetzung magerer Vormischbrennkammern... 8-	12

9 Techniken für die Mitverbrennung von Abfällen und Ersatzbrennstoffen

9.1 Angewandte Prozesse und Verfahren

In diesem Abschnitt werden zunächst die bei der Mitverbrennung eingesetzten Abfallsortimente charakterisiert. Anschließend wird kurz auf die angewandten Verbrennungstechniken und die notwendigen technischen Modifikationen eingegangen. Schließlich werden die Änderungen der Emissionen in die Umwelt aufgrund der Mitverbrennung näher erläutert.

9.1.1 Abfallsortimente für die Mitverbrennung

Die bisher in Deutschland realisierten Mitverbrennungsprojekte dienen vor allem zur Entsorgung von Klärschlamm, Altholz und Kunststofffraktionen aus der Industrie und dem Müllrecycling. Daneben wird die in Dänemark bereits praktizierte Mitverbrennung von Stroh diskutiert.

9.1.1.1 Klärschlamm – Charakterisierung

Die Eigenschaften von Klärschlamm variieren sehr stark, je nachdem, aus welchen Quellen das Abwasser stammt und welche Abwasserreinigungsstufen und Schlammbehandlungsverfahren eingesetzt werden. Hier werden ausschließlich Klärschlämme aus kommunalen Kläranlagen betrachtet.

Die für die Mitverbrennung wichtigste Eigenschaft des Klärschlammes ist der Wassergehalt, wovon der Heizwert maßgeblich abhängt. Im Rohzustand nach dem Klärbecken besitzt der Klärschlamm einen Trockensubstanzgehalt von 5 %. Durch Eindickung und zusätzliche mechanische Entwässerung mittels Zentrifugen, Dekantern oder Filterpressen können Trockensubstanzgehalte von 20 bis 45 % erreicht werden. Dieser Schlamm kann bereits einer selbstgängigen Verbrennung zugeführt werden, da hierfür ein Heizwert von 5 MJ/kg [THOMÉ-K. 1998] notwendig ist, was nach Abbildung 9-1 einem Trockensubstanzgehalt von mindestens 30 % entspricht. Eine weitergehende Entwässerung kann nur durch thermische Trocknung erfolgen, wodurch Trockensubstanzgehalte von bis zu 97 % erreicht werden.

Weiterhin kann unterschieden werden zwischen ausgefaulten und unausgefauten Schlämmen (= Rohschlämme). Bei der Ausfäulung entsteht unter anderem gasförmiges Methan, welches üblicherweise im Klärwerke energetisch genutzt wird. Daher besitzt der ausgefaulte Schlamm

einen niedrigeren Heizwert als der Rohschlamm. Die Abhängigkeit des Heizwerts vom Wassergehalt ist in Abbildung 9-1 für Schlämme mit verschiedenen Eigenschaften dargestellt.

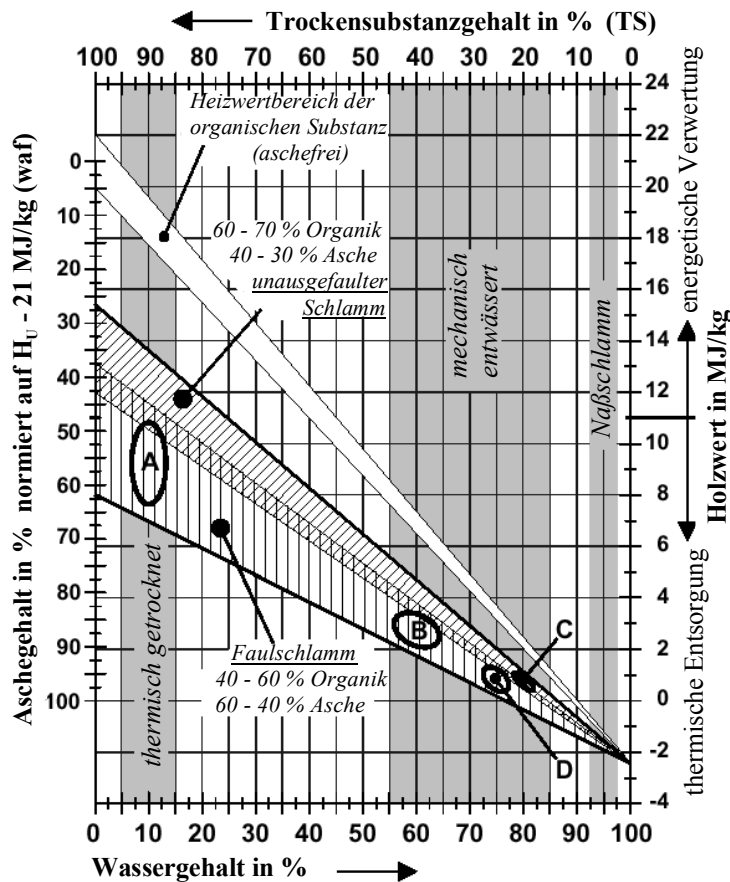


Abbildung 9-1: Heizwerte kommunaler Klärschlämme [Gerhardt 1999]

Die chemische Zusammensetzung von Klärschlämmen ist, je nach Herkunft der Abwässer, stark unterschiedlich. Einen Eindruck hiervon gibt Tabelle 9-1, welche die möglichen Bandbreiten der Charakteristika im Vergleich zu Steinkohle wiedergibt.

Wichtige Parameter für die Verbrennung sind der Anteil der Flüchtigen und der Ascheanteil. Ein hoher Anteil flüchtiger Bestandteile trägt zu einem guten Ausbrand und einer stabilen Verbrennung bei. Der Ascheanteil in Klärschlämmen ist, bezogen auf den Heizwert, je nach Trockensubstanzgehalt und eingesetzter Kohlenart, etwa 8 bis 20 mal so hoch wie bei der Kohleverbrennung und kann somit maßgeblich zu einer Erhöhung des Ascheanfalls beitragen.

Tabelle 9-1: Heizwert und chemische Zusammensetzung von Klärschlämmen im Vergleich mit Steinkohle [HOFFMANN 1996] [CENNI 1999]

		Steinkohle		Klärschlamm	
		minimal	maximal	minimal	maximal
Heizwert	[MJ/kg]	25	32	1	14
Wasseranteil	[Gew.-%]	3	10	3	80
Asche	[Gew.-%] wf	3	15	35	60
C	[Gew.-%] wf	70	85	20	35
H	[Gew.-%] wf	3	5	2	4,5
N	[Gew.-%] wf	1	5	2	4
O	[Gew.-%] wf	2	8	10	20
S	[Gew.-%] wf	0,5	2	0,1	2
Cl	[Gew.-%] wf	0,05	0,4	0,05	0,25
Sb	[mg/kg] wf	0,5	2	3	15
As	[mg/kg] wf	2	50	1	20
Pb	[mg/kg] wf	20	80	20	650
Cd	[mg/kg] wf	0,5	10	0,1	11
Cr	[mg/kg] wf	5	40	1	400
Co	[mg/kg] wf	5	40	8	35
Cu	[mg/kg] wf	5	60	10	1400
Mn	[mg/kg] wf	5	250	300	1800
Ni	[mg/kg] wf	15	100	5	100
Hg	[mg/kg] wf	0,1	1	0,05	6,5
Se	[mg/kg] wf	1	6	0,1	8
Tl	[mg/kg] wf	0,1	2	0,1	5
V	[mg/kg] wf	10	200	10	150
Zn	[mg/kg] wf	10	200	10	3000

9.1.1.2 Ersatzbrennstoffe aus industriellen Reststoffen und Hausmüllfraktionen

Es liegen keine Daten zu den Charakteristika dieser Brennstoffe vor, da erst an wenigen Standorten derartige Brennstoffe, meist in Pilotversuchen, eingesetzt werden bzw. der Einsatz noch in Planung ist (z.B. Contherm-Technik, Abschnitt 9.3.5, Kraftwerk Berrenrath, Abschnitt 9.3.1).

Tabelle 9-2 und Tabelle 9-3 zeigen die chemische Zusammensetzung und die Brennstoffeigenschaften der wichtigsten Kunststoffe.

Tabelle 9-2: Chemische Zusammensetzung von Kunststoffen [Hein 2000]

Kunststoff	C [Gew.-%]	H [Gew.-%]	Cl [Gew.-%]
PVC	38,5	4,8	56,7
PE	85,6	14,4	-
PP	85,6	14,4	-

Tabelle 9-3: Brennstoffeigenschaften von Kunststoffen [Zevehofen 1995]

Kunststoff	flüchtige Anteile [Gew. %]	Asche [Gew. %]	fixer Kohlenstoff [Gew. %]	Feuchte [Gew. %]	Heizwert [MJ/kg]
ND-PE	99,9	< 0,05		0,1	46,0
HD-PE	99,9	< 0,05		0,16	43,1
PP	99,9	< 0,05		0,13	46,5
PVC	92,3	< 0,05	7,5	0,18	21,2

Für die Mitverbrennung werden fast ausschließlich Mischfraktionen der genannten Kunststoffe zum Einsatz kommen, da sortenreine Fraktionen eher einer stofflichen Verwertung zugeführt werden. Probleme bei der Mitverbrennung ergeben sich vor allem aufgrund der niedrigen Schmelztemperatur von Kunststoffen, wodurch Ablagerungen und Anbackungen in der Kohlemühle oder anderen Anlageteilen auftreten können. Die Emissionen können vor allem durch die hohen Cl-Gehalte des PVC negativ beeinflusst werden. Es besteht dabei besonders die Gefahr der Neubildung von Dioxinen und Furanen.

9.1.1.3 Altholz - Charakterisierung

Ein Beispiel in diesem Kapitel zeigt zwar auch die Mitverbrennung von Wald- und Resthölzern, es werden im Folgenden jedoch nur Althölzer behandelt da zum einen die Nutzung von Altholz zu diesem Zweck aus ökonomischen Gründen verstärkt forciert wird. Zum anderen werden unbehandelte Hölzer im Kapitel 6 zur Biomassenutzung ausführlich behandelt.

Althölzer sind meist lufttrocken und besitzen daher Heizwerte zwischen 15 und 17,5 MJ/kg, sind also in dieser Hinsicht zwischen Braunkohle und Steinkohle anzusiedeln. Weiterhin ist bei der Mitverbrennung der Anteil der Flüchtigen und die Ascheerweichungstemperatur von Bedeutung. Letztere ist besonders wichtig zu kennen, da eine zu niedrige Ascheerweichungstemperatur zu Verschlackungen im Kessel und an den Überhitzerflächen führen kann. Werte für diese beiden Parameter sind in Tabelle 9-4 zusammengestellt.

Tabelle 9-4: Brennstoffcharakteristika für Holz [HEIN 2000]

flüchtige Bestandteile	62 – 75 % (waf)
Ascheerweichung [°C]	1000 – 1400
Schwefel (S) [Gew.-%]	< 0,05 – 0,1
Chlorid (Cl) [Gew.-%]	< 0,01
Natrium (Na) und Kalium (K) [Gew.-%]	0,1

Emissionsrelevante Schadstoffgehalte

Besondere Bedeutung bei der Mitverbrennung von Altholz hat die Belastung mit Schadstoffen, welche zu signifikant erhöhten Emissionen führen können.

Eine Übersicht durchschnittlicher Schadstoffbelastungen von verschiedenen Holzsortimenten ist in Tabelle 9-5 dargestellt. Deutlich erkennbar ist an diesen Zahlen auch das Problem, dass die Zusammensetzung der einzelnen Holzsortimente sehr stark schwanken kann. Insbesondere bei den Althölzern ist es schwierig, Hölzer, die aufgrund unterschiedlicher Vorbehandlungen und Lebenswege in ihrer Zusammensetzung differieren, ohne aufwendige Analytik zu charakterisieren. Die derzeit gängige Praxis der Sortierung nach Augenschein und Herkunft führt also dazu, dass die Altholzmengen abhängig von der Qualität der Anlieferungen stark unterschiedlich belastet sein können.

Tabelle 9-5: Durchschnittliche Anteile an emissionsrelevanten Elementen in mg/kg von Holzsortimenten [MARUTZKY 1999]

Element	Altholz 1	Altholz 2	Baustellenrestholz: Massivholz	Baustellenrestholz: Schaltafeln	Waldholz	Späne
Stickstoff	7.900	k.A.	11.000	16.000	k.A.	1.500
Schwefel	2.000	k.A.	200	100	k.A.	60
Chlor	890	1.370	<100	<100	72,0	50
Fluor	21	110	<10	<10	<20,0	k.A.
Arsen	5	1,4	1	1	<0,1	0,1
Cadmium	3	3	k.A.	k.A.	0,04	0,1
Chrom	30	50	6	7	0,7	2,4
Blei	410	1.030	4	20	4,2	0,4
Kupfer	25	1.430	2	3	2,8	1,2
Zink	670	1.540	20	20	120,0	11,0

Herkunft der Schadstoffe bei Althölzern

Eine Übersicht über typische holzfremde Gebrauchtholzbestandteile und deren Auswirkungen bezüglich der zu erwartenden Emissionen zeigt Tabelle 9-6.

Tabelle 9-6: Typische holzfremde Gebrauchtholzbestandteile und deren Auswirkungen [MARUTZKY 1999]

Holzfremde Bestandteile	Auswirkungen
Anstrichstoffe, alt	hoher Blei- und Zinkeintrag möglich
Anstrichstoffe, neu	Eintrag überwiegend (bei ausreichender Abgasentstaubung) nicht emissionsrelevanter Substanzen (Aluminium, Calcium, Chrom, Eisen, Mangan, Titan)
Beizen	geringer Schwermetalleintrag möglich
Bindemittel	häufig deutlicher Eintrag von Stickstoff, bei Ammoniumchlorid gehärteten Bindemitteln erhöhter Chloreintrag
Farblacke	Eintrag von Schwermetallen durch Pigmente
Flammschutzmittel	hoher Eintrag an Borsalzen und Ammoniumphosphat, Hemmung des Ausbrands
Folienbeschichtungen, duroplastisch	merklicher Stickstoffeintrag
Folienbeschichtungen, thermoplastisch	bei PVC-Folien hoher Chloreintrag
Furnierbeschichtungen	Stickstoffeintrag durch Furnierleim
Holzschutzmittel, anorganisch	hoher Eintrag von ökologisch relevanten Elementen möglich
Holzschutzmittel, organisch	mäßiger Chloreintrag möglich
Holzschutzmittel, Teeröle und Carbolineen	hoher PAK-Eintrag, sonst nur geringe Änderung der Elementarzusammensetzung
Kantenmaterialien	hoher Chloreintrag bei Kantenmaterial auf PVC-Basis
Klebstoffe	geringe Auswirkungen
Klarlackanstriche	geringe Auswirkungen
Lamine	merklicher Stickstoffeintrag
Sonstige Veredelungsmittel (Wachse, Öle, etc.)	keine oder geringe Auswirkungen

Naturbelassene Althölzer

Zu den naturbelassenen Althölzern zählen nach der Tabelle 1 der LAGA folgende Holzabfälle: Paletten (Euro-, Einweg-, Industrie- aus Vollholz, Brauerei-, Brunnen-, CHEP-, CP-Paletten), Transportkisten, Verschlüge aus Vollholz, Obstkisten aus Vollholz und Holzabfälle aus dem Baubereich. Zu den Baustellensortimenten zählen naturbelassenes Vollholz, Möbel, Küchen und sonstige Inneneinrichtungen aus naturbelassenem Vollholz. Nach [MEINHARDT 2000] sind etwa 20 % des Altholzaufkommens naturbelassen.

Einfluss von Bindemitteln, Beschichtungen

Die zu den Holzwerkstoffen gezählten Span- und Faserplatten und Sperrhölzer enthalten zwischen 5 und 15 % Bindemittel und 85 bis 95 % Holzteile, wie Späne, Fasern, Furniere. Daneben werden häufige Härtungsbeschleuniger (Ammoniumchlorid bzw. Ammoniumsulfat) zugegeben und Paraffin zu Hydrophobierung verwendet. Flammschutzmittel werden dagegen nur in speziellen Anwendungsfällen eingesetzt – laut [MARUTZKY 1999] enthalten weniger als 2 % der Holzwerkstoffe brandhemmende Substanzen. Bei der Verarbeitung zu Möbeln und Bauteilen werden viele Holzwerkstoffe beschichtet oder lackiert.

Emissionsrelevant sind bei gutem Ausbrand und effektiver Entstaubung vor allem Substanzen, die nicht nur aus den Hauptbestandteilen des Holzes (Kohlenstoff, Sauerstoff, Wasserstoff) bestehen, sondern insbesondere größere Anteile an Stickstoff, Chlor und Schwermetallen enthalten.

Nicht emissionsrelevant sind demnach bei gutem Ausbrand z.B. Polyvinylacetat („Weißleim“), Kunststoffteile auf Polyolefinbasis, Tannin-Formaldehyd-Leimharze, Wachse, nicht-pigmentierte Lacke auf Basis von Polyestern, Polyacrylaten, Alkydharzen und einigen Naturstoffen [MARUTZKY 1999].

Für einen erhöhten Stickstoffeintrag und damit höhere Stickoxidemissionen sind vor allem folgende Klebstoffe verantwortlich:

- Harnstoff-Formaldehyd-Leimharze (UF)
- Harnstoff-Melamin-Formaldehyd-Leimharze (MUF, MUPF)
- Diisocyanat-Klebstoffe (PMDI)
- Klebstoffe auf Proteinbasis (Casein-, Blutalbumin-, Glutinleime)
- Melamin-Formaldehyd-Imprägnierharze (MF)
- Harnstoff-Melamin-Formaldehyd-Imprägnierharze (MUF)
- Polyurethan-Lacke und –Kunststoffe (PUR)
- Nitrocellulose-Lacke (CN)
- säurehärtende Lacke (SH)

UF/MUF- Beschichtungen sorgen z.B. für eine Erhöhung des Stickstoffanteils am Holz von natürlicherweise 0,1 bis 0,3 auf 3 bis 4,5 Gew.-% [MARUTZKY 1999].

Erhöhte Chlor-Einträge ergeben sich – abgesehen von einem Eintrag durch Holzschutzmittel - einerseits aus PVC-Beschichtungen, andererseits aus mit dem Härtebeschleuniger Ammoniumchlorid versehenen Holzwerkstoffen. Ammoniumchlorid wurde zu Beginn der 90er Jahre weitgehend durch chloridfreie Substanzen ersetzt. Das dabei eingesetzte Ammoniumsulfat kann jedoch zu erhöhten Schwefeleintrag von bis zu 800 bis 1.000 mg/kg führen (in naturbelassener Rinde: 400-800 mg/kg) [MARUTZKY 1999].

Einfluss von Holzschutzmitteln

Chemische Holzschutzmittel werden nach [MARUTZKY 1999] eingeteilt in:

-
- (1) wässrige oder salzartige Holzschutzmittel aus den Elementen Arsen (A¹), Bor (B), Chrom (C), Fluor (F), Kupfer (K) und Zink (Z), sowie dem in älteren Stücken noch vorhandenen Quecksilber
 - (2) lösemittelbasierte Holzschutzmittel
 - (3) Steinkohlenimprägnieröle und Carbolineen

Die wässrigen und salzartigen Holzschutzmittel sind insbesondere für den Eintrag von Schwermetallen sowie für Arsen und Fluor verantwortlich. Letztere stellen vor allem aufgrund ihrer hohen Flüchtigkeit ein Problem dar. Die Schwermetalle lassen sich dadurch, dass sie an vorwiegend an Partikel gebunden vorliegen, mit Entstaubungsmaßnahmen aus dem Rauchgas abscheiden, während sich die Fluor- und Arsenemissionen nur durch aufwendigere Rauchgasreinigungseinrichtungen mindern lassen.

Emissionsrelevant bei Holzschutzmitteln auf organischer Lösemittelbasis und aus Teerölen sind vor allem chlororganische Substanzen, wie Pentachlorphenol (PCP), Gamma-Hexachlorocyclohexan (Lindan) und Dichlordiphenyltrichlorethan (DDT), die zwar inzwischen in Deutschland nicht mehr verwendet werden, zwischen 1950 und 1980 aber in großen Mengen in Hölzer eingebracht wurden. Nach [MARUTZKY 1999] liegen bei den zur Zeit eingesetzten Holzschutzmitteln deutlich geringere Chloranteile vor und sie werden auch in geringeren Mengen ins Holz eingetragen.

Teeröle und Carbolineen bestehen aus Gemischen überwiegend aromatischer Kohlenwasserstoffe (auch PAK), in denen Halogene und Schwermetalle nicht oder nur in sehr geringen Mengen enthalten sind. Die Einbringmenge liegt mit bis zu 20% bei z.B. Bahnschwellen aus Buchenholz sehr hoch. Der Zusatz dieser Holzschutzmittel erhöht den Heizwert des Altholzes um 10 bis 20 % und ist vorwiegend bei nicht vollständigem Ausbrand emissionsrelevant [MARUTZKY 1999].

9.1.1.4 Brennstoff Stroh – Charakterisierung

In Deutschland wird derzeit keine reguläre Mitverbrennung von Stroh in Kohlekraftwerken durchgeführt. Es wurde jedoch, siehe z.B. Abschnitt 9.3.3, die Mitverbrennung von Stroh im Rahmen von Versuchen in Großkraftwerken durchgeführt. In Dänemark werden seit einiger Zeit Erfahrungen bei der regulären Mitverbrennung von Stroh gesammelt.

Stroh ähnelt der chemischen Zusammensetzung von Holz für die Bestandteile Kohlenstoff (ca. 48 Gew.-%) und Sauerstoff (ca. 40 Gew.-%). Hingegen ist der Anteil der Flüchtigen bei Stroh mit 80 Gew.-% um einiges größer. Problematisch bei Stroh sind zum einen die erhöhten Gehalte an Alkalimetallen, vor allem Na und K, welche zu niedrigen Temperaturen für die Ascheerweichung führen (800 – 1000 °C), zum anderen können erhöhte Chlorkonzen-

¹ Kurzbezeichnung

trationen zu verstärkten Korrosionen an den Kesselbauteilen führen. Die mittlere Zusammensetzung für zwei Strohsorten ist in Tabelle 9-7 dargestellt.

Tabelle 9-7 Mittlere Zusammensetzung und Heizwerte von Stroh, bezogen auf die wasserfreie Substanz [KALTSCHMITT 1997]

	Winterweizenstroh [Kaltschmitt-2]	Rapsstroh [Kaltschmitt-2]
Heizwert [MJ/kg]	17,5	17
C [Gew.-%]	46,7	48,3
H [Gew.-%]	6,3	6,3
O [Gew.-%]	40,7	37,5
N [Gew.-%]	0,5	0,8
S [Gew.-%]	0,1	0,2
Cl [Gew.-%]	0,4	0,4
Asche [Gew.-%]	5,3	6,5

9.1.2 Techniken zur Mitverbrennung

Generell wird die Mitverbrennung von Reststoffen und Abfällen nur in Kohlkraftwerken durchgeführt. Hierbei kommen Staubfeuerungen, sowohl mit trockenem als auch flüssigem Ascheabzug, und Wirbelschichtfeuerungen zum Einsatz. Die Rostfeuerung spielt zwar oft eine Rolle bei der Monoverbrennung von Abfällen, für die Mitverbrennung ist sie jedoch nicht von Relevanz. Bisher wurde vor allem die direkte Mitverbrennung realisiert, d.h. die Einbringung des aufbereiteten Brennstoffs in die Brennkammer erfolgt zusammen mit dem Hauptbrennstoff. Als weitere Möglichkeit bietet sich die Vergasung bzw. die Pyrolyse der Zusatzbrennstoffe an, wobei die entstehenden Produktgase der Brennkammer zugeführt werden. Eine derartige Pilotanlage wurde z.B. in Österreich realisiert. In Deutschland ist eine Pyrolyseanlage in Planung (siehe Abschnitt 9.3.5).

Durch die Mitverbrennung können sich sowohl Auswirkungen auf die Anlagentechnik, als auch auf die Emissionen ergeben. Abbildung 9-2 zeigt anhand eines Kraftwerksschemas die potentiellen Auswirkungen.

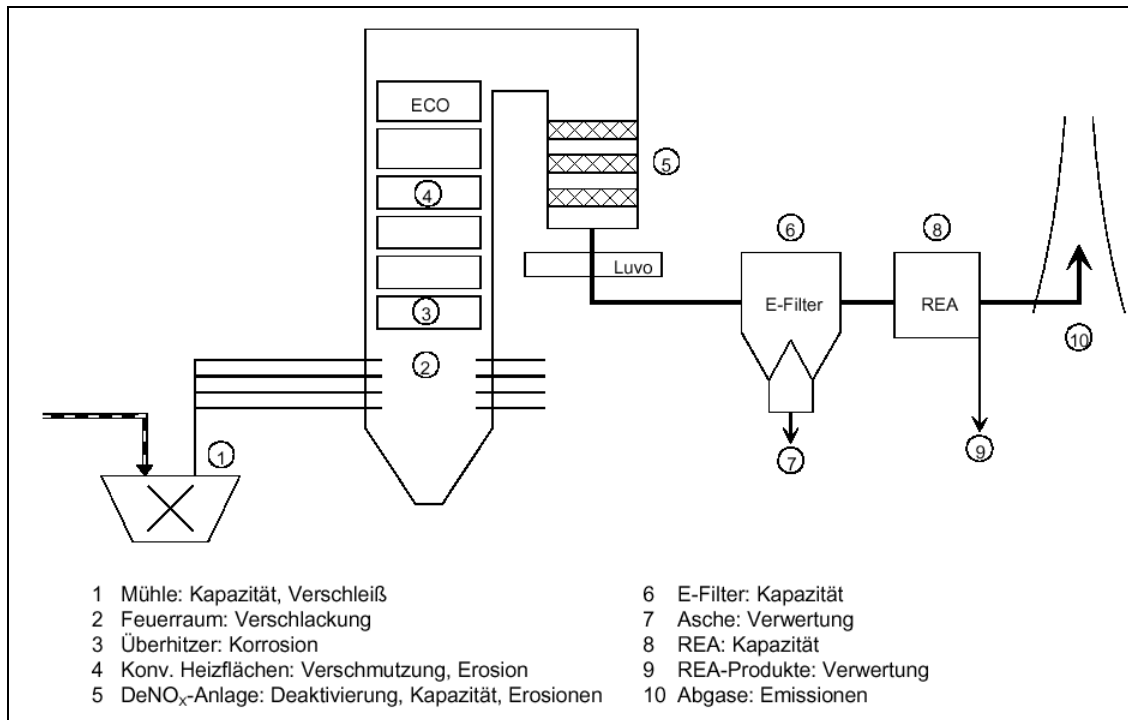


Abbildung 9-2: Mögliche Auswirkungen der Mitverbrennung auf die Komponenten eines Kraftwerks [SPLIETHOFF 1999]

Eine ausführliche Diskussion der möglichen Auswirkungen findet sich z.B. in [HEIN 2000]. Es werden hier nur jene Aspekte näher beleuchtet, welche mit möglichen Umwelteinwirkungen in Verbindung stehen.

9.1.3 Umweltaspekte bei der Mitverbrennung

9.1.3.1 Atmosphärische Emissionen

Schwefeldioxid

Die Schwefelgehalte von Holz, Stroh und Müllfraktionen sind meist wesentlich geringer als für Kohle. Daher sind für diese Zusatzbrennstoffe die vorhandenen Entschwefelungsverfahren in jedem Fall ausreichend. Bei Klärschlamm kann auf den Heizwert bezogen, der Schwefelgehalt ca. 3 mal so hoch sein wie für Kohle. Daher kann es zu erhöhten SO₂-Werten im Reingas kommen, besonders dann, wenn die Kapazitätsgrenze der REA erreicht ist. Beim Einsatz in Wirbelschichtfeuerungen kann der hohe Calciumanteil im Klärschlamm zu einer Reduzierung der zuzudosierenden Kalkmenge beitragen [GREIF 1997].

Stickoxide

Holz und Stroh weisen ähnliche N-Gehalte auf wie Kohle. Klärschlamm hingegen kann bis zu 9 mal so hohe N-Gehalte erreichen. Trotzdem kann eine Erhöhung der NO_x-Konzentration im Rohgas vermieden werden, da sich die Zusatzbrennstoffe gut eignen, um eine zusätzliche Brennstoffstufung zu realisieren und somit die NO_x-Konzentration zu senken.

HCl

Eine Erhöhung der Chlorgehalte im Brennstoff ist nur für Stroh, kontaminierte Althölzer oder PVC-haltige Abfälle zu erwarten. Ist ein Kalkstein-Nasswäscher installiert, so wird damit HCl sicher abgeschieden. Bei Wirbelschichtfeuerungsanlagen hingegen können erhöhte Emissionen auftreten.

Dioxine und Furane

Die Einbringung von Dioxinen oder Furanen über den Brennstoff ist nur für Klärschlämme zu erwarten. Diese werden jedoch bei den hohen Verbrennungstemperaturen und Verweilzeiten sicher zerstört. Eine Neubildung im Rauchgasweg kann meist vermieden werden durch schnelles Abkühlen der Rauchgase im kritischen Bereich zwischen 450 und 250 °C. Bei erhöhter Cl-Konzentration im Rauchgas, z.B. bei Stroh als Zusatzbrennstoff, können geringfügig erhöhte Dioxin-Konzentrationen auftreten, welche jedoch in den überprüften Fällen immer weit unterhalb der gesetzlichen Grenzwerten liegen [HEIN 2000].

Partikelemissionen im Reingas

Die Kombination von Elektroabscheider mit Kalkstein-Nasswäscher garantiert bei allen Zusatzbrennstoffen nahezu unveränderte Partikelemissionen. Allerdings sind bei Holz und Stroh Erhöhungen der Staubkonzentration nach dem Elektroabscheider feststellbar, welche erst in der REA auf Normalniveau zurückgeführt werden. Die schlechtere Abscheideleistung der Elektroabscheider lässt sich mit dem geringeren Wasser- und SO₂-Gehalt im Rauchgas erklären, worunter die Ionisierung leidet.

9.1.3.2 Schwermetallströme

Eine Änderung der Schwermetallströme kann sich zum einen durch höhere Schwermetallkonzentrationen im Zusatzbrennstoff gegenüber dem Standardbrennstoff ergeben. Dies ist oft der Fall für Klärschlämme und für Althölzer, welche mit Holzschutzmittel behandelt wurden. Weiterhin kann sich ein verändertes Angebot von Bindungspartnern für Schwermetalle auf deren Emissionsverhalten auswirken. Dieser Effekt ist vor allem bei Quecksilber zu beobachten.

Eine messbare Erhöhung der luftseitigen Schwermetallemissionen bei der Mitverbrennung lässt sich nur für Quecksilber bei der Klärschlammmitverbrennung erkennen. Wie in den

Beispielen der Abschnitte 9.3.1 bis 9.3.4 beschrieben, ist die Erhöhung der Quecksilberemissionen meist nur als gering einzustufen. Alleine an einer Wirbelschichtenanlage musste eine zusätzliche Vorrichtung zur Eindüsung von aktiviertem Braunkohlekoks installiert werden um die erhöhten Quecksilberkonzentrationen zu mindern.

Der größte Teil der eingebrachten Schwermetalle findet sich in den Reststoffen wieder. Für eine Abschätzung kann die Massenflussanalyse für Schwermetalle in Kohlekraftwerken (siehe Abschnitt 5.2.4) behilflich sein.

9.1.3.3 Verwertung bzw. Entsorgung der Reststoffe

Bei den beschriebenen Beispielen ist in keinem Fall eine Änderung der Entsorgungs- bzw. Verwertungswege für die Reststoffe notwendig geworden. Die Schwermetallkonzentrationen blieben in allen Fällen unter den für Entsorgung bzw. Verwertung festgeschriebenen Schwellenwerten.

9.1.3.4 Zusätzliche Maßnahmen im Bereich der Sicherheitstechnik und des Arbeitsschutzes

Diese sind vor allem bei der Mitverbrennung von Klärschlamm oder feuchter Biomasse wichtig. So werden Anlieferungs- und Bunkerbereich eingehaust und abgesaugt. Die abgesaugte Luft wird entweder in die Brennkammer oder über Geruchsfilter in die Atmosphäre geführt.

Bei der Mitverbrennung von mechanisch entwässertem Klärschlamm muss besonders auf die Freisetzung von Methan geachtet werden. So sollten Detektoren installiert sein, die freiwerdendes Methan bei der Anlieferung oder bei der mechanischen Belastung in Förderschnecken und Extrudern erkennen. Ventilatoren und Luftzüge können dann durch eine Erhöhung der Luftzirkulation die Explosionsgefahr bannen.

Beim Umgang mit Klärschlamm besteht weiterhin das Risiko von Allergien und Infektionen für das Personal. Deshalb werden in diesem Fall prophylaktische Hepatitis A und B Impfungen durchgeführt. Für Arbeiten in unmittelbarer Nähe von Klärschlämmen sind das Tragen von Overalls und Staubschutzmasken sowie die Desinfektion der Hände nach Abschluss der Arbeiten vorgesehen.

Der Explosionsschutz ist für alle trockenen Brennstofffraktionen mit hohem Feinstaubanteil von Bedeutung.

9.2 Verbrauchs - und Emissionswerte

Da hier eine Systematisierung der vorliegenden Werte aufgrund der stark vom Einzelfall abhängigen Randbedingungen nicht sinnvoll ist, wird auf eine Zusammenstellung hier verzichtet. Stattdessen wird auf die Werte, welche für die im folgenden Abschnitt beschriebenen Einzelanlagen vorliegen, verwiesen. Daten bezüglich der Qualität der Zusatzbrennstoffe finden sich auch im vorhergehenden Abschnitt.

9.3 Einzelanlagen- bzw. Einzeltechnikbeschreibungen

9.3.1 Beispiel: Mitverbrennung von Klärschlamm in einem Braunkohlekraftwerk mit zirkulierender Wirbelschichtfeuerung und Minderung der gasförmigen Quecksilberemissionen

Beschreibung:

Der hier beschriebene Wirbelschichtkessel hat eine thermische Nennleistung von 275 MW. Der produzierte Dampf wird vor allem in einer Anlage zur Braunkohleverarbeitung eingesetzt. Nach ersten Mitverbrennungstests ergab sich die Notwendigkeit, die gasförmigen Quecksilberemissionen zu mindern. Dies wurde realisiert durch eine Vorrichtung zum Eindüsen von Braunkohlekoks in den Rauchgasweg etwa 20 Meter vor dem bereits vorhandenen Elektroabscheider. Auf dem Weg zum Filter wird unter anderem Quecksilber am Koks adsorbiert. Im Elektroabscheider erfolgt schließlich die Abscheidung des beladenen Koks. Im Dauerbetrieb wird vom Klärschlamm 4 % der gesamten Wärmeleistung abgedeckt.

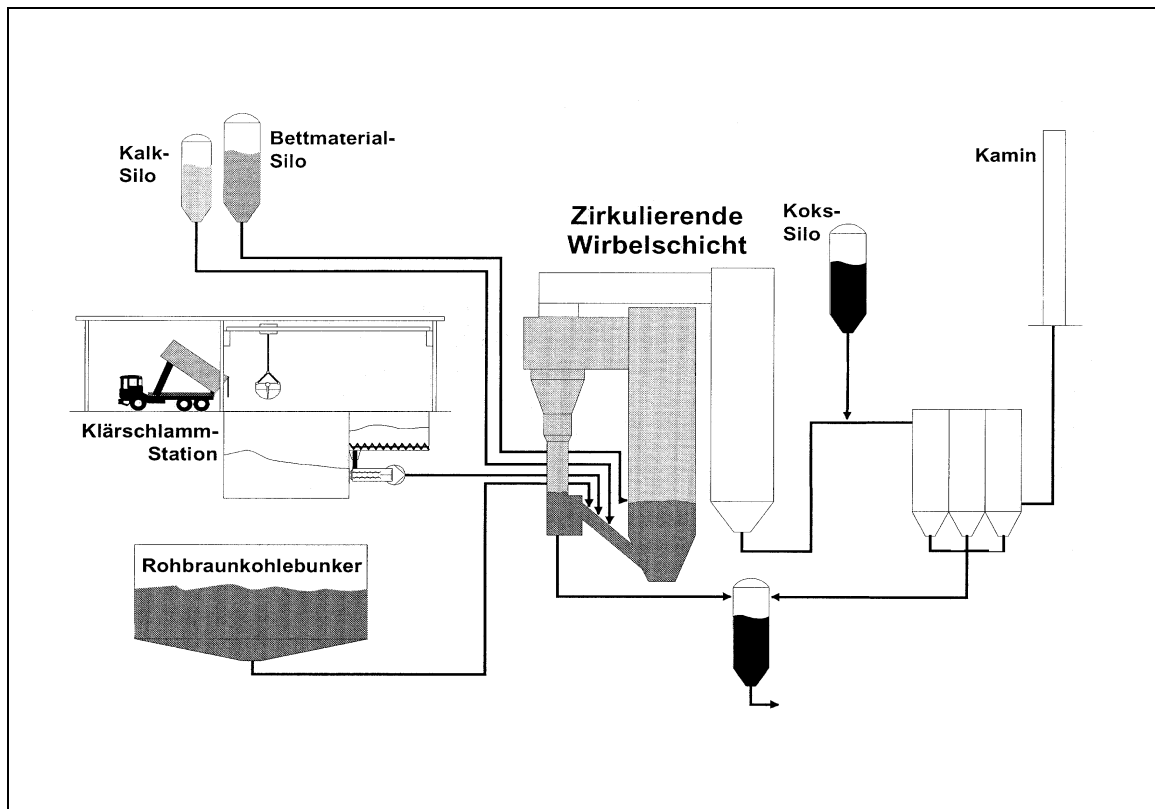


Abbildung 9-3: Schemazeichnung des Wirbelschichtkessel mit den Vorrichtungen zum Einbringen des Klärschlamm [Wirling 2000]

Wesentliche Umweltvorteile

Die energetische Nutzung von Klärschlamm vermindert den Braunkohleeinsatz, wodurch schließlich auch die CO₂-Emissionen reduziert werden. Die Quecksilberminderungstechnik reduziert die Quecksilberemissionen in die Atmosphäre um bis zu 85 %. Die resultierenden Konzentrationen sind weit unterhalb der gesetzlichen Grenzwerte.

Anwendbarkeit

Die Mitverbrennung von Klärschlamm in zirkulierenden Wirbelschichtfeuerungen hat sich für bis zu 5 % der thermischen Leistungsbereitstellung als technisch problemlos erwiesen. Die atmosphärischen Emissionen sind z.T. unabhängig vom Mitverbrennungsanteil (SO₂, NO_x) oder steigen nur in sehr geringem, kaum messbarem Umfang an (Schwermetalle, Dioxine und Furane). Nahezu 100 % der nicht-volatilen Metallelemente finden sich in der Flugasche wieder. Einzig Quecksilber kann problematische Emissionen verursachen.

Das Eindüsen von Koks, wie es auch bei der hier beschriebenen Anlage durchgeführt wird, ist eine bekannte Technik zur Reduzierung von Schwermetallen, Dioxinen und Furanen in Müllverbrennungsanlagen. Die einzige Beschränkung des Prozesses liegt in der Temperatur, welche 170 °C nicht überschreiten soll.

Medienübergreifende Aspekte

Die Minderung der Quecksilberemissionen erfordert etwa 70 – 80 kg/h Braunkohlekoks. Der beladene Koks wird zusammen mit der Flugasche abgeschieden und muss deponiert werden. Durch den beladenen Koks erhöht sich der Quecksilbergehalt in der Flugasche von 1 mg/kg auf 2,7 mg/kg.

Betriebsdaten

Die Konzentration von Quecksilber im Abgas bei der Klärschlammverbrennung ohne Minderungsmaßnahme lag bei etwa $25 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$. Durch eine Kokseindüsung von 80 kg/h konnte dieser Wert um 75 bis 85 % auf ca. $0,004 \text{ mg}/\text{Nm}^3$ reduziert werden. Eine Eindüsrate von 50 kg/h führte zwar zu ähnlichen Abscheidegraden, jedoch erst nach etwa zwei Stunden ab Eindüsungsbeginn. Dies deutet darauf hin, dass sich eine aktive Wolke im Elektroabscheider aufbaut, welche erst nach einer gewissen Zeit ihre volle Wirkung entfaltet. Bei voller Last werden 77 t/h an Braunkohle und 25 t/h Klärschlamm verbrannt. Die Charakteristika der beiden Brennstoffe sind in Tabelle 9-8 wiedergegeben.

Tabelle 9-8: Charakteristika der Braunkohle und des Klärschlamm

	Wassergehalt [%]	Aschegehalt [%]	Quecksilbergehalt [mg/kg TM]
Braunkohle	52,5	1,75	0.09
Klärschlamm	73,2	12,6	1.33

TM: Trockenmasse

Die Auslaugbarkeit der Flugasche ändert sich nicht durch die Zugabe von Koks. Die Schwermetalle bleiben daher am Koks fixiert.

Wirtschaftliche Daten

Die Vollkosten der Mitverbrennung belaufen sich auf etwa 200 DM/ t_{TM} (1997). Die Erlöse aus der Entsorgungsgebühr belaufen sich auf etwa 100 DM/ t_{TM} , der erzeugte Dampf hat ebenfalls einen Wert von ca. 100 DM/ t_{TM} .

Genauere Werte bezüglich der Kokseindüsung sind nicht bekannt, jedoch können die Kosten eines Flugstromreaktors als obere Grenze für die hier installierte, weniger aufwendige Technik angesehen werden. Die Betriebskosten beider Techniken dürften ähnlich sein, da sie vor allem aus den Kosten für den Koks bestehen (ca. 300 DM/ t_{Koks} [1994]) und somit bei ca. 0,09 DM/MWh_{Brennstoff} liegen.

Gründe für die Realisierung der Anlage

Die Motivation zur Realisierung der Mitverbrennung ergab sich aus den potentiellen ökonomischen Vorteilen, da vor allem ab 2005 Klärschlämme nicht mehr deponiert werden

dürfen und die alternative Müllverbrennung oder Klärschlamm-Monoverbrennung bei weitem teurer sind. Die Vorrichtung zur Eindüsung von Braunkohlekoks wurde installiert, um die Auflagen der Genehmigungsbehörde zu erfüllen.

Literatur

[RENTZ 1996A], [THOMÉ-K. 1998A], [WIRLING 2000]

9.3.2 Beispiel: Klärschlamm-Mitverbrennung in einer trockenen Steinkohle-Staubfeuerung

Beschreibung

Die beschriebene Anlage hat eine thermische Nennleistung von 1933 MW und eine elektrische Bruttoleistung von 760 MW_{el}. Die Mitverbrennung von thermisch getrocknetem Klärschlamm wurde im Jahr 1996 getestet und seit 1998 besteht eine Genehmigung zur Mitverbrennung von thermisch und mechanisch getrocknetem Klärschlamm. Der maximale thermische Leistungsanteil des Klärschlamms beträgt 4 %. Hieraus ergibt sich eine maximale Mitverbrennungsmenge von 40.000 t_{Trockenmasse}/a, welches dem Output von 1,82 Millionen Einwohnern entspricht. Der thermisch getrocknete Klärschlamm mit einem Trockenmasseanteil von 85 % wird in einem 20 m³- Silo zwischengelagert, von wo er in den 600 m³ Kohlebunker transportiert wird, wo der Brennstoff für einen Tag lagert. Der mechanisch getrocknete Klärschlamm mit einem Trockenmasseanteil von etwa 30 % wird in einem 240 m³ großen Vorratsbehälter gelagert, von wo er direkt den Kohlemühlen zugeführt wird. Hieraus resultiert eine größere Flexibilität in der Handhabung, als für den thermisch getrockneten Klärschlamm. Beide Silos sind mit Luftabsaugvorrichtungen und anschließenden Reinigungsstufen versehen, um geringe atmosphärische Emissionen und geringe Methankonzentrationen in den Silos zu gewährleisten. Ohne Absaugvorrichtungen ergäbe sich eine erhöhte Explosionsgefahr aufgrund von Methangasfreisetzungen. Vor allem für mechanisch getrockneten Klärschlamm ist eine verstärkte Methangasproduktion zu erwarten. Die Menge an mitverbranntem Klärschlamm wird vor allem durch das Trocknungspotential der Kohlemühlen begrenzt. Falls die eingesetzte Kohle einen Wassergehalt von über 14 % besitzt, kann somit kein Klärschlamm mitverbrannt werden. Bisher sind keine Probleme mit dem Kessel, wie etwa Korrosion, aufgetreten. Die Mitarbeiter wurden einer Hepatitis-Impfung unterzogen und müssen Overalls und Sicherheitsmasken tragen, wenn sie in der Nähe von Klärschlamm Lagerungs- oder Transporteinrichtungen tätig sind.

Wesentliche Umweltvorteile

Die Mitverbrennung von Klärschlamm reduziert den Einsatz von Kohle und trägt somit zur Minderung der CO₂-Emissionen bei. Es muss jedoch darauf hingewiesen werden, dass für

eine Gesamtbilanz der CO₂-Emissionen auch der Trocknungsprozess und der Klärschlammtransport mitberücksichtigt werden müssen, wodurch eventuell auch ein Nettoanstieg der Emissionen verursacht werden kann.

Wie aus [Rentz 1999] abgeschätzt werden kann, beträgt die energetische Einsparung ca. 5800 MJ/t Trockenmasse für einen Klärschlamm mit einem Trockenmasseanteil von 57 %, wie er auch in dieser Anlage eingesetzt wird. Toxische organische Substanzen wie Dioxine und Furane werden vollständig zerstört. Der größte Teil der Schwermetalle wird in der Flugasche oder in den Reststoffen der REA gebunden.

Anwendbarkeit

Die Mitverbrennung von Klärschlamm wurde in mehreren staubgefeuerten Kesseln, als auch in Wirbelschichtfeuerungen erfolgreich durchgeführt. Der Mitverbrennungsanteil wird oft durch das Trocknungsvermögen der Kohlemühlen begrenzt. Vor allem Kohlemühlen in Steinkohlekraftwerken besitzen oft geringe Trocknungskapazitäten, da der Wassergehalt von Steinkohle viel geringer ist als der von Klärschlamm.

Medienübergreifende Aspekte

Die atmosphärischen Emissionen von volatilen Metallen wie Arsen, Selen und vor allem Quecksilber können im Zuge der Mitverbrennung ansteigen. Für die beschriebene Anlage sind die Änderungen der Emissionen in Tabelle 9-9 dargestellt. Obwohl keine signifikante Änderungen der Emissionen erkennbar sind, können durch die Mitverbrennung dennoch zusätzliche Emissionen verursacht werden. Die insignifikante Änderung der Emissionen kann auch auf den geringen Mitverbrennungsanteil von 5 % zurückzuführen sein. Vor allem für Quecksilber wird dieser Effekt durch die mangelnde Genauigkeit der Messmethoden noch verstärkt. Wie Massenbilanzuntersuchungen gezeigt haben, werden in dieser Anlage schätzungsweise 45 % der Quecksilbereinträge in die Atmosphäre emittiert.

Die Hauptsenke für Schwermetalle stellen die Flugasche und die REA-Reststoffe dar. Deren Qualität ändert sich nicht signifikant, so dass die üblichen Verwertungswege beibehalten werden können. Durch den höheren Aschegehalt des Klärschlammes und aufgrund des höheren Masseneinsatzes erhöht sich auch die Menge an Flugasche.

Betriebsdaten

Im Jahr 1996 wurden während eines ersten Probetriebes die atmosphärischen Emissionen für die Mitverbrennung von Klärschlämmen aus fünf unterschiedlichen Regionen gemessen und mit denjenigen der reinen Kohleverbrennung verglichen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 9-9 zusammengestellt. Der Anteil des Klärschlammes am Brennstoffmasseeintrag lag zwischen 2,2 und 4,7 %.

Tabelle 9-9: Atmosphärische Emissionen bei reiner Kohleverbrennung und bei Mitverbrennung von Klärschlämmen während eines 10-wöchigen Probetriebs im Jahr 1996

	Grenzwert für reine Kohlefeuerung [mg/Nm ³]	Grenzwert für Mitverbrennung [mg/Nm ³]	Gemessene Emissionen für reine Kohlefeuerung [mg/Nm ³]	Gemessene Emissionen für Klärschlamm-mitverbrennung [mg/Nm ³]
CO	150	149	3 – 10	4,7 – 8,5
SO ₂	400	396	80 – 270	175 – 270
NO _x	200	201	150 – 190	170 – 180
Staub	50	50	5 – 20	4,6 – 6,1
HF	10	9,9	1 – 3,4	1,5 – 2,5
HCl	90	89	0,6 – 7	0,7 – 2,3
C _{org.}	-	10	1,0	0,3 – 1,3
Σ Cd, Tl	-	0,05	< 0,005 ¹⁾	< 0,005
Hg	-	0,05	0,3 – 12 µg/Nm ^{3 2)}	0,1 – 13 µg/Nm ^{3 2)}
Σ Sb, As, Pb, Cr, Co, Cu, Mn, Ni, V, Sn	-	0,5	< 0,075	< 0,075
Dioxine/Furane	-	0,1 ng TE/Nm ³	< 5 pg TE/Nm ³	3,3 – 4,8 pg TE/Nm ³

¹⁾ Einzelmessung September 1996

²⁾ gegeben als 2-Stunden-Mittelwert; nur Konzentration in Gas-Phase da Konzentration in Staub zu gering für Messung

Die Elementaranalysen von zwei der getesteten Chargen sind in Tabelle 9-10 wiedergegeben. Die Schadstoffkonzentrationen aller fünf Chargen zeigt Tabelle 9-11.

Tabelle 9-10: Elementaranalyse des Klärschlammes aus zwei Kläranlagen

	Elementaranalyse	
	Min. Gehalt [%]	Max. Gehalt [%]
oberer Heizwert [MJ/kg]	7,12	8,7
unterer Heizwert [MJ/kg]	6,31	7,6
Kohlenstoff	20,47	24,54
Wasserstoff	2,93	3,69
Stickstoff	2,11	3,37
Sauerstoff	15,61	18,0
Schwefel	0,81	0,94
Chlor	0,137	0,297
Fluor	0,0449	0,0755
Asche	50,61	55,67

Tabelle 9-11: Schadstoffgehalte in den eingesetzten Klärschlämmen während des Probebetriebs

	Grenzwert für Mitverbrennung [mg/kg TM]	Konzentration im Klärschlamm	
		Min, [mg/kg TM]	Max, [mg/kg TM]
Pb	900	74,8	119
Cd	10	0,97	3,4
Cr	900	63	560
Cu	800	231	758
Ni	200	23,1	75
Hg	8	0,398	1,6
Zn	2500	892	1600
PCB	0,2	0,08	0,187
PCDD/PCDF	100 ng TE/kg TM	21 ng TE/kg TM	71 ng TE/kg TM
AOX	500	164	1240

Es wurden keine relevanten Konzentrationen an Dioxinen und Furanen in den Reststoffen nachgewiesen. Der Anstieg der Schwermetallkonzentrationen in den Reststoffen war nur gering und ihre Qualität blieb nahezu unbeeinträchtigt. Daher können die Flug- und die Kesselasche der üblichen Entsorgung zugeführt werden.

Ungefähr 99 % der Schwermetalle (außer Quecksilber) finden sich in der Flugasche oder in den Reststoffen der REA. Etwa 55 % des Quecksilbers wird ebenfalls auf diese Art abgetrennt. Die restlichen 45 % entweichen in die Atmosphäre.

Wirtschaftliche Daten

Es sind keine spezifischen Daten für die beschriebene Anlage bekannt. In [Rentz 1999] werden die Vollkosten für die Mitverbrennung von Klärschlamm mit 30 bzw. 92,5 % Trockenmasse auf 52 bzw. 46 €/t TM geschätzt.

Gründe für die Realisierung

Die Betreiber von Klärwerken müssen neue Entsorgungswege für Klärschlamm finden, da die neue TA Siedlungsabfall eine direkte Deponierung ab 2005 nicht mehr gestattet und Landwirte in immer geringerem Maße bereit sind, den Klärschlamm als Dünger zu nutzen. Diese Entwicklungen erlauben auf Basis der erzielbaren Annahmehonorare den Kraftwerksbetreibern eine ökonomische Durchführung der Mitverbrennung.

Literatur

[BUCK 2000], [MAIER 1999], [N.N. 1997], [RENTZ 1999]

9.3.3 Beispiel: Mitverbrennung von Biomasse in einer Staubfeuerung für Hartbraunkohle

Beschreibung

Das hier beschriebene Kraftwerk bestand bis 1999 aus drei Blöcken, von denen inzwischen zwei stillgelegt wurden. Im Jahr 1996 wurde die Mitverbrennung von Presslingen unterschiedlicher Herkunft in Block B getestet, welcher inzwischen stillgelegt wurde. Im Jahr 1998 wurde die Mitverbrennung von Altholz in Block D getestet und wird dort seit Juni 1999 im Regelbetrieb durchgeführt. Es werden hier die Ergebnisse beider Mitverbrennungsversuche dargestellt.

Mitverbrennung von Presslingen in Block B

Block B hatte eine thermische Nennleistung von 280 MW und eine elektrische Bruttoleistung von 108 MW_{el}. Es wurde Hartbraunkohle verfeuert, weshalb neben Primärmaßnahmen auch eine DeNOX-Anlage nötig war. Die in SCR-Technik realisierte Anlage war in High-Dust-Stellung installiert. Weiterhin waren ein Elektroabscheider und ein Kalksteinwäscher installiert. Für die Mitverbrennung waren keine zusätzlichen Vorrichtung notwendig, da die Presslinge mit der Kohle auf dem Lagerplatz gemischt wurden. Dieses Vorgehen verursachte jedoch signifikante Staubemissionen. Die Presslinge waren zylinderförmig, hatten einen Durchmesser von 25 mm und bestanden aus folgenden Rohstoffen:

A: Stroh

B: Getreidepflanzen

C: Landschaftspflegegras

Es wurden insgesamt vier Versuche für jeweils 24 Stunden mit einem dieser Zusatzbrennstoffe durchgeführt. Zusätzlich wurde die Mitverbrennung von Stroh während einer Periode von drei Wochen durchgeführt. Der Anteil der Biomasse am gesamten thermischen Input lag zwischen 4,6 und 13,3 %.

Mitverbrennung von Altholz-Hackschnitzeln in Block D

Block D hat eine thermische Nennleistung von 803 MW und eine elektrische Bruttoleistung von 316 MW_{el}. Die Konfiguration der Rauchgasreinigungsanlagen ist identisch mit Block B. Die Hackschnitzel werden den Kohlebunkern zugeführt, wo sie sich mit der Kohle mischen. Da die Hackschnitzel nahezu ungemahlen die Kohlemühlen durchlaufen, fallen sie auf den Nachbrennrost, wo sie teilweise in einem Schwebbett ausbrennen. Durch die zusätzliche Belastung steigt die Rosttemperatur um 150 °K. Die großen, unverbrannten Bestandteile der Kesselasche werden in den Kohlebunker zurückgeführt.

Die Schadstoffkonzentrationen der Hackschnitzel darf gewisse Schwellenwerte nicht überschreiten (siehe Tabelle 9-15). Vor allem Altholz, welches mit halogenhaltigen Mitteln

oder mit schwermetallhaltigen Holzschutzmitteln behandelt ist, darf nicht verfeuert werden. Seit Juni 199 werden täglich zwischen 300 und 350 Tonnen Hackschnitzel verfeuert, wodurch etwa 12 % des Brennstoffmasseeintrags und 8 % des thermischen Inputs abgedeckt werden.

Wesentliche Umweltvorteile

Die Mitverbrennung von Biomasse trägt zum Schutz fossiler Ressourcen und somit auch zur Reduzierung der CO₂-Emissionen bei. Die Mitverbrennung von Hackschnitzeln aus Altholz in Block D vermindert den jährlichen Einsatz von Hartbraunkohle um 80.000 t.

Anwendbarkeit

Da es sich bei der Biomasse-Mitverbrennung noch nicht um einen standardisierten Prozess handelt, können keine allgemeinen Aussagen über die Anwendbarkeit getroffen werden.

Betriebsdaten

Mitverbrennung von Presslingen in Block B

Die durchschnittlichen Qualitäten der vier Brennstoffe sind in Tabelle 9-12 dargestellt.

Tabelle 9-12: Durchschnittliche Qualität der Zusatzbrennstoffe

	Hartbraunkohle	Presslinge aus...		
		Stroh	Getreidepflanzen	Landschaftspflegegras
Heizwert [MJ/kg]	17,08	15,51	15,05	15,44
Wassergehalt [%]	29,2	10,45	10,7	7,0
Aschegehalt [%]	10,25	6,89	4,34	6,79
Chlor	0,003	0,366	0,034	0,216
Schwefel	1,03	0,079	0,08	0,077
Kalium	0,07	1,26	0,47	1,55

Die Funktion der Kohlemühlen wurde für Biomasseanteile zwischen 10 und 40 % untersucht. Massenanteile von mehr als 40 % konnten von der Mühle nicht verarbeitet werden. Tabelle 9-13 zeigt die resultierenden Größenverteilungen der Brennstoffe nach dem Mahlvorgang. Es zeigt sich, dass für kleine Biomasseanteile die Größenverteilung nur geringe Veränderungen aufweist. Für größere Biomasseanteile hingegen fällt der Anteil der feinen und sehr feinen Partikel sehr stark ab. Das bedeutet, dass nicht nur die Biomasse schlechter gemahlen wird, sondern dass auch die Kohlemahlung durch einen zunehmenden Biomasseanteil verschlechtert wird.

Tabelle 9-13: Qualität des gemahlene Brennstoffs für verschiedene Biomasseanteile

Brennstoff	Anteil der Größenklassen im Brennstoff nach der Kohlemühle [%]			
	> 1,0 mm	> 0,2 mm	0,09 – 0,2 mm	< 0,09 mm
nur Kohle	7	24	19	50
Kohle + 10 % Pressling A	7	27	16	48
Kohle + 27,5 % Pressling A	19	36	14	31
Kohle + 19,2 % Pressling B	23	35	16	26
Kohle + 20,0 % Pressling C	22	43	15	20

Verstärkte Verschlackung trat nur im Fall der 3-wöchigen Mitverbrennung von Stroh-Presslingen auf. Die SCR-Anlage und der Elektroabscheider wurden dabei nicht beeinflusst. Die atmosphärischen Emissionen für die fünf verschiedenen Versuche sind in Tabelle 9-14 zusammengestellt.

Die folgenden Schlüsse können aus den Emissionsmessungen gezogen werden:

- Die NO₂-Konzentrationen nehmen aufgrund der Mitverbrennung leicht ab.
- Die Zunahme der Staubkonzentration nach dem Elektroabscheider ist wahrscheinlich auf einen höheren Feinstaubanteil zurückzuführen; durch die Staubabscheidung in der REA werden jedoch geringe Konzentrationen im Reingas erreicht.
- Die Schwefelgehalte im Biomassebrennstoff sind etwa 10 mal geringer als die der Kohle, weshalb auch geringere SO₂-Emissionen beobachtet werden können. Wegen des höheren Chlorgehalts steigen jedoch die HCl-Konzentrationen um das Dreifache bei Mitverbrennung, wobei die Werte nur ein Prozent des Grenzwerts erreichen. Auf lange Sicht könnte die Erhöhung der Halogenemissionen auch zu Korrosionen am Kalksteinwäscher beitragen.
- Dioxine und Furane konnten für reine Kohleverbrennung nicht nachgewiesen werden. Im Falle der Mitverbrennung lagen die Werte nur geringfügig oberhalb der Nachweisgrenze (0,001 – 0,002 ng TE/Nm³)

Tabelle 9-14: Atmosphärische Emissionen: Vergleich der reinen Kohlefeuerung mit den fünf Mitverbrennungsexperimenten

	Einheit	nur Kohle	Mitverbrennung von Presslingen aus...				
			Stroh	Stroh	Getreidepflanzen	Landschaftspflegegras	Stroh (3 Wochen)
Biomasseanteil an thermischer Leistung	[%]	-	4,6	13,3	8,43	9,7	11
Stickstoffgehalt im Brennstoffmix	[mg/kg]	9400	9200	8370	8640	8490	3800
NO ₂ im Rohgas	[mg/Nm ³]	442	411	400	387	398	419
NO ₂ nach SCR	[mg/Nm ³]	132	132	131	127	130	135
Staub nach ESP	[mg/Nm ³]	17,7	19,6	36,5	26,9	43	85
Staub nach REA	[mg/Nm ³]	2,8	3,2	2,5	2,7	2,9	5,9
SO ₂ im Rohgas	[mg/Nm ³]	2870	2800	2600	2733	3111	2842
SO ₂ nach REA	[mg/Nm ³]	125	125	119	110	138	116

Die Qualität der Reststoffe (Flugasche, Kesselasche, Gipsschlamm) wird nur in geringem Maße beeinflusst. Die gemeinsame Ablagerung in der Kohlegrube in Form von Stabilat ist weiterhin möglich.

Durch die Mitverbrennung ergibt sich eine Erhöhung der Rauchgastemperatur um 5 bis 10 °C und eine Verdopplung des Anteils des Unverbrannten in der Asche auf 8 %. Diese Effekte führen zu einer Absenkung des Kesselwirkungsgrades.

Mitverbrennung von Altholz-Hackschnitzeln in Block D

Es werden hier die Ergebnisse der Mitverbrennungsversuche im Jahr 1998 vorgestellt. Während einer Betriebszeit von 370 Stunden wurden 5400 Tonnen Altholz-Hackschnitzel mitverbrannt. Der Anteil der Hackschnitzel am gesamten Brennstoffmasseneintrag lag bei 11,4 %. Die Charakteristika der eingesetzten Kohle und der Hackschnitzel und die zulässigen Obergrenzen für Schadstoffe in den Hackschnitzeln sind in Tabelle 9-15 wiedergegeben.

Tabelle 9-15: Charakteristika der eingesetzten Brennstoffe und Schwellenwerte für Schadstoffe in den Hackschnitzeln

	Einheit	Kohle	Hackschnitzel
Heizwert	MJ/kg	16,4	13,3
Schüttdichte	t/m ³	0,95	0,24
Energiedichte	GJ/m ³	15,6	3,2
Schnitzelgröße	mm	-	1 – 60: 96 % 60 – 100: 3 % > 100: < 1 %
Schwellenwerte für die Schadstoffkonzentrationen			
B	mg/kg	-	30
Cl	mg/kg	-	300
F	mg/kg	-	30
As	mg/kg	-	2
Cu	mg/kg	-	20
Hg	mg/kg	-	0,4
PCP	mg/kg	-	2
Benzo-a-pyren	mg/kg	-	0,1

Die atmosphärischen Emissionen und die Grenzwerte für die Mitverbrennung sind in Tabelle 9-16 zusammengestellt.

Tabelle 9-16: Emissionen und Grenzwerte für die Mitverbrennung von Altholz-Hackschnitzel

	Einheit	Grenzwert bei 7 % O ₂	Mittlerer Wert aus drei Messungen bei 7 % O ₂
Staub	mg/Nm ³	40	8
CO	mg/Nm ³	200	35
NO ₂	mg/Nm ³	200	117
SO ₂	mg/Nm ³	310	103
C _{gesamt}	mg/Nm ³	6	2,3
HCl	mg/Nm ³	25	1,1
HF	mg/Nm ³	10	< 0,1
Cd, Tl	mg/Nm ³	0,02	0,001
Hg	mg/Nm ³	0,009	0,002
SM-C??	mg/Nm ³	0,24	0,006
PCDD/PCDF	ng TE/Nm ³	0,027	0,0025

Die Emissionen von Schwermetallen und Dioxinen/Furanen änderten sich nicht.

Ökonomische Daten

Die energiespezifischen Kosten (€/MJ) liegen für die Biomasse-Presslinge etwa um den Faktor vier über denen von Kohle. Die Investitionen für die Vorrichtungen zur

Mitverbrennung von Hackschnitzeln lagen bei € 0,7 Mio. Die Kosten für Lagerung und Transport der Hackschnitzel innerhalb des Kraftwerks belaufen sich auf 8 – 10 €/t.

Gründe für die Realisierung

Die Mitverbrennung von Presslingen wurde nur erprobt, jedoch nicht im Regelbetrieb realisiert. Die Mitverbrennung von Altholz-Hackschnitzeln hingegen wurde realisiert, da die Annahmeentgelte für die Entsorgung zusammen mit den Einsparungen durch verminderten Verbrauch von Kohle einen wirtschaftlichen Betrieb gewährleisten.

Literatur

[Schmidt 1999], [KINDLER 2000]

9.3.4 Beispiel: Mitverbrennung von Klärschlamm in einer Steinkohle Staubfeuerung mit flüssiger Entaschung; Massenflussanalyse der Schadstoffe

Beschreibung

Im Jahr 1996 wurden Versuche an einem Kessel mit flüssiger Entaschung durchgeführt um die Effekte der Mitverbrennung von thermisch getrocknetem Klärschlamm beurteilen zu können. Das Kraftwerk besteht aus zwei Kesseln, von denen der größere mit einer thermischen Nennleistung von 382 MW für die Versuche verwendet wurde. Der Kessel ist mit einer SCR-Entstickung in High-Dust-Konfiguration ausgerüstet, gefolgt vom Luvo und dem Elektroabscheider. Daran schließt sich die Entschwefelungsanlage an, welche nach dem Sprüh-Absorptions-Verfahren (SAV) arbeitet. Schließlich wird das SAV-Nebenprodukt in einem Gewebefilter abgeschieden.

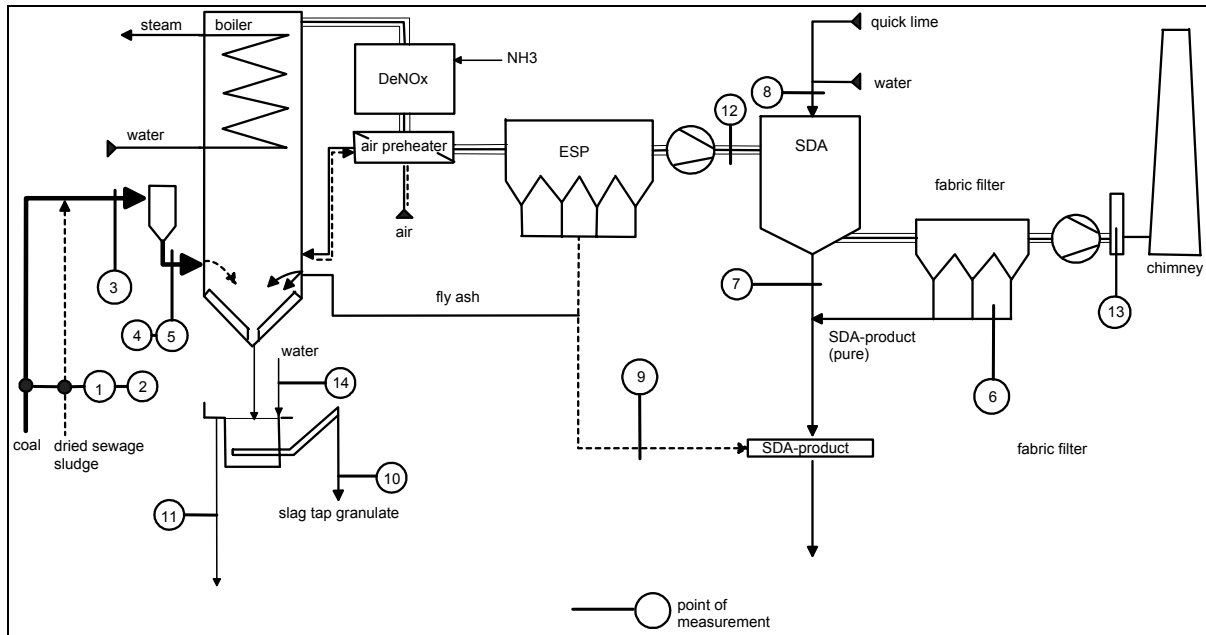


Abbildung 9-4 Schemazeichnung des Kessels mit Rauchgasreinigungsanlagen und den Messpunkten (modifiziert nach [Neckarwerke 1996])

Wesentliche Umweltvorteile

Die Mitverbrennung von Klärschlamm reduziert den Kohleverbrauch und damit auch die Emissionen an CO₂. Es muss jedoch darauf hingewiesen werden, dass für eine Gesamtbilanz der CO₂-Emissionen auch der Trocknungsprozess und der Klärschlammtransport mitberücksichtigt werden müssen, wodurch eventuell auch ein Nettoanstieg der Emissionen verursacht werden kann.

Anwendbarkeit

Die Mitverbrennung von Klärschlamm wurde in mehreren staubgefeuerten Kesseln, als auch in Wirbelschichtfeuerungen erfolgreich durchgeführt. Der Mitverbrennungsanteil wird oft durch das Trocknungsvermögen der Kohlemühlen begrenzt. Vor allem Kohlemühlen in Steinkohlekraftwerken besitzen oft geringe Trocknungskapazitäten, da der Wassergehalt von Steinkohle viel geringer ist als der von entwässertem Klärschlamm. Daher wird die Mitverbrennung hier oft auf thermisch getrockneten Klärschlamm mit einem Trockenmasseanteil von über 90 % beschränkt.

Betriebsdaten

Im Jahr 1996 wurden in einer dreitägigen Periode die Mitverbrennungsversuche durchgeführt. Dabei betrug der Brennstoffmasseanteil des thermisch getrockneten Klärschlammes (90 % Trockenmasseanteil) 12,5 %. Der Anteil an der thermischen Leistung betrug 5 %. Insgesamt wurden 371 Tonnen Klärschlamm aus 7 verschiedenen Kläranlagen verbrannt. Die Emissionen wurden an den in Abbildung 9-4 gezeigten Messpunkten ermittelt. Während einer dreitägigen Periode wurden die Emissionen für reinen Kohlebetrieb ermittelt.

Die mittlere Zusammensetzung der Klärschlämme und der Kohle ist in Tabelle 9-17 wiedergegeben.

Tabelle 9-17: Mittlere Zusammensetzung der Klärschlämme und der Kohle

		Steinkohle, eingesetzt bei reiner Kohleverbrennung	Steinkohle, eingesetzt bei Mitverbrennung	Klärschlamm	Schwellenwerte für Klärschlamm
Heizwert	kJ/kg	27135	27594	10200	
Aschegehalt	%	11,5	11,3	44,8	
Wassergehalt	%	7,5	5,5	10,3	
Pb	mg/kg	17,4	17,8	57,4	900
Cd	mg/kg	0,134	0,129	1,2	10
Cr	mg/kg	10,9	10,76	52	900
Cu	mg/kg	11,3	11,3	269	800
Ni	mg/kg	12,8	12,7	19,1	200
Hg	mg/kg	0,064	0,058	0,47	8
Zn	mg/kg	34,9	32,8	892	2500
AOX	mg/kg	-	-	444,9	500
PCB	mg/kg	0,034	0,057	0,196	1,2
PCDF/PCDD	□g/kg	-	-	0,009	100

Die atmosphärischen Emissionen sind in Tabelle 9-18 aufgeführt, wobei ein Messpunkt vor der REA und ein anderer hinter dem Gewebefilter liegen.

Tabelle 9-18: Schadstoffkonzentrationen im Abgas mit und ohne Klärschlammmitverbrennung

	Einheit	3-Tages-Mittelwert bei 5 % O ₂				Grenzwert in 17. BImSchV bei 5 % O ₂
		Messpunkt 12 (Rohgas)		Messpunkt 13 (Reingas)		
		nur Kohle	Klärschlammmitverbrennung	nur Kohle	Klärschlammmitverbrennung	
PCDD / PCDF	ng TE/m ³	-		0,002	< 0,001	0,1
PCB	ng/m ³	-		9,8	8,25	
C _{total}	mg/m ³	-		0,4	0,6	10
Benzol	mg/m ³	-		< 0,003	< 0,003	5
HCl	mg/m ³	-		4,5	4,5	10
HF	mg/m ³	-		< 0,02	< 0,02	1
Staub	mg/m ³	19,9	13,2	1,5	1	10
Hg	mg/m ³	0,0093	0,01296	0,00814	0,00861	0,05
Cd	mg/m ³	0,00034	0,00037	< 0,00001	< 0,00001	0,025
Tl	mg/m ³	0,00008	0,00002	< 0,00003	< 0,00003	0,025
As	mg/m ³	0,02494	0,01704	0,00006	< 0,00003	0,05
Pb	mg/m ³	0,02716	0,02520	0,00003	0,00003	0,05
Cu	mg/m ³	0,01330	0,01429	0,00043	0,00023	0,05
Zn	mg/m ³	0,04252	0,05758	0,00215	0,0014	-
Mn	mg/m ³	0,02191	0,01296	0,00201	0,00138	0,05
Ni	mg/m ³	0,00802	0,00479	0,00033	0,00015	0,05
Co	mg/m ³	0,00382	0,00216	0,00005	0,00003	0,05
Vn	mg/m ³	0,02337	0,00954	0,00137	0,00076	0,05
Cr	mg/m ³	0,00986	0,01117	0,00068	0,00031	0,05
Sb	mg/m ³	0,00097	0,00114	0,00002	< 0,00003	0,05
Sn	mg/m ³	< 0,00002	0,00007	< 0,00002	< 0,00002	0,05
Kontinuierliche Messung						
O ₂	Vol. %	7,2	7,1	7,2	7,1	-
Schwefelemissionsgrad	%	-	-	9,0	9,0	-
Staub	mg/m ³	22,8	8,7	0,8	0,5	10
NO _x	mg/m ³	-	-	185	185	200
CO	mg/m ³	-	-	17,0	12,7	50

Folgende wesentliche Ergebnisse für die Verteilung der Schwermetallmassenströme ergeben sich aus den Messungen:

- Der einzige Anstieg von atmosphärischen Emissionen zeigt sich für Quecksilber (ca. 6 % Zunahme), wobei dieser wegen der begrenzten Genauigkeit der Meßmethodik nicht als signifikant angesehen werden kann.
- Chrom reichert sich nur im Schmelzkammergranulat an.

- Die Elemente Pb, Ni und Hg reichern sich vor allem in der Flugasche und im SAV-Nebenprodukt an.
- Die Elemente Cd, Cu und Zn reichern sich in allen drei Senken an.

Tabelle 9-19: Qualität der Reststoffe mit und ohne Mitverbrennung

	Einheit	Schmelzkammergranulat		Mix aus Reststoffen: Flugasche (30 %) und SAV-Nebenprodukt (70 %)	
		nur Kohle	Mitverbrennung	nur Kohle	Mitverbrennung
Pb	mg/kg	34.4	34.6	167	244
Cd	mg/kg	0.097	0.126	1.5	3.1
Cr	mg/kg	88.3	119	102	96
Cu	mg/kg	62.8	135	90	175
Ni	mg/kg	75.4	70.5	96	97
Hg	mg/kg	0.022	0.015	0.13	0.2
Zn	mg/kg	132	298	264	856
PCB	mg/kg	-	-	0.02	0.02
PCDD/PCDF	mg/kg	-	-	0.001	0.003

Die Qualität des Eluats des Schmelzkammergranulats verändert sich nicht. Der erhöhte Eintrag an Dioxinen, Furanen und PCB aufgrund der Mitverbrennung führt nicht zu erhöhten atmosphärischen Emissionen dieser Stoffe, woraus geschlossen werden kann, dass diese im Feuerraum bei 1500 °C sicher verbrannt werden. Auch die de-novo-Synthese kann ausgeschlossen werden da die Abgase sehr schnell auf 130 °C im Luvo abgekühlt werden und das S/Cl-Verhältnis mit 7/1 recht hoch liegt.

Der getrocknete Klärschlamm war recht einfach zu handhaben. Die Erfahrung zeigte, dass getrockneter Klärschlamm in geschlossenen Systemen transportiert und gelagert werden sollte.

Wirtschaftliche Daten

Es liegen keine Daten vor, da die Mitverbrennung nur im Probetrieb realisiert wurde.

Gründe für die Realisierung

Die Betreiber von Klärwerken müssen neue Entsorgungswege für Klärschlamm finden, da die neue TA Siedlungsabfall eine direkte Deponierung ab 2005 nicht mehr gestattet und Landwirte in immer geringerem Maße bereit sind, den Klärschlamm als Dünger zu nutzen. Diese Entwicklungen erlauben auf Basis der erzielbaren Annahmehonorare den Kraftwerksbetreibern eine ökonomische Durchführung der Mitverbrennung.

Für die hier beschriebene Anlage wurde die Mitverbrennung nicht im Regelbetrieb realisiert, da die Genehmigungsbehörde zusätzliche Maßnahmen zur Reduzierung der atmosphärischen Quecksilberemissionen forderte. Die üblichen Verfahren, wie z.B. Eindüsung von aktiviertem

Koks, wären aus Betreibersicht zum einen zu teuer gewesen und hätten weiterhin die Qualität des SAV-Nebenprodukts verschlechtert.

Literatur

[NECKARWERKE 1996]

9.3.5 Zukunftstechnik: Pyrolyseanlage vor einem Kohlekessel zur Mitverbrennung von Ersatzbrennstoffen verschiedener Herkunft

Die sogenannte Contherm-Technik wurde entwickelt zur Mitverbrennung von Ersatzbrennstoffen in einer Steinkohle Schmelzfeuerung mit einer thermischen Nennleistung von 769 MW. Der Pyrolyseprozess findet in zwei Drehrohröfen statt, welche von außen mit Gas- und Ölbrennern auf 550 °C erhitzt werden. Das dabei entstehende heiße Pyrolysegas wird direkt in den Kohlekessel zur Mitverbrennung geleitet. Die festen Pyrolysereste werden gesiebt und die feine Fraktion, welche vor allem Kohlenstoff enthält, wird den Kohlemühlen zugeführt.

Es ist geplant, bis zu 120.000 Tonnen pro Jahr an Ersatzbrennstoffen auf diese Art thermisch zu verwerten, womit ein thermischer Leistungsanteil von bis zu 75 MW abgedeckt werden kann. Der Ersatzbrennstoff soll vor allem bestehen aus zerkleinertem Plastikmüll verschiedener Herkunft, Industrieabfällen und Spuckstoffen aus der Papierindustrie. Die Größe der Abfälle darf 200 mm nicht überschreiten. In der Anlage zur Weiterverwertung der festen Pyrolyserückstände werden etwa 7900 Tonnen pro Jahr an wiederverwendbaren Metallen gewonnen.

Zur Reinigung der Abgase des Kohlekessels ist eine SCR und ein Kalksteinwäscher installiert. Der schematische Aufbau der Pyrolyseanlage ist in Abbildung 9-5 ersichtlich.

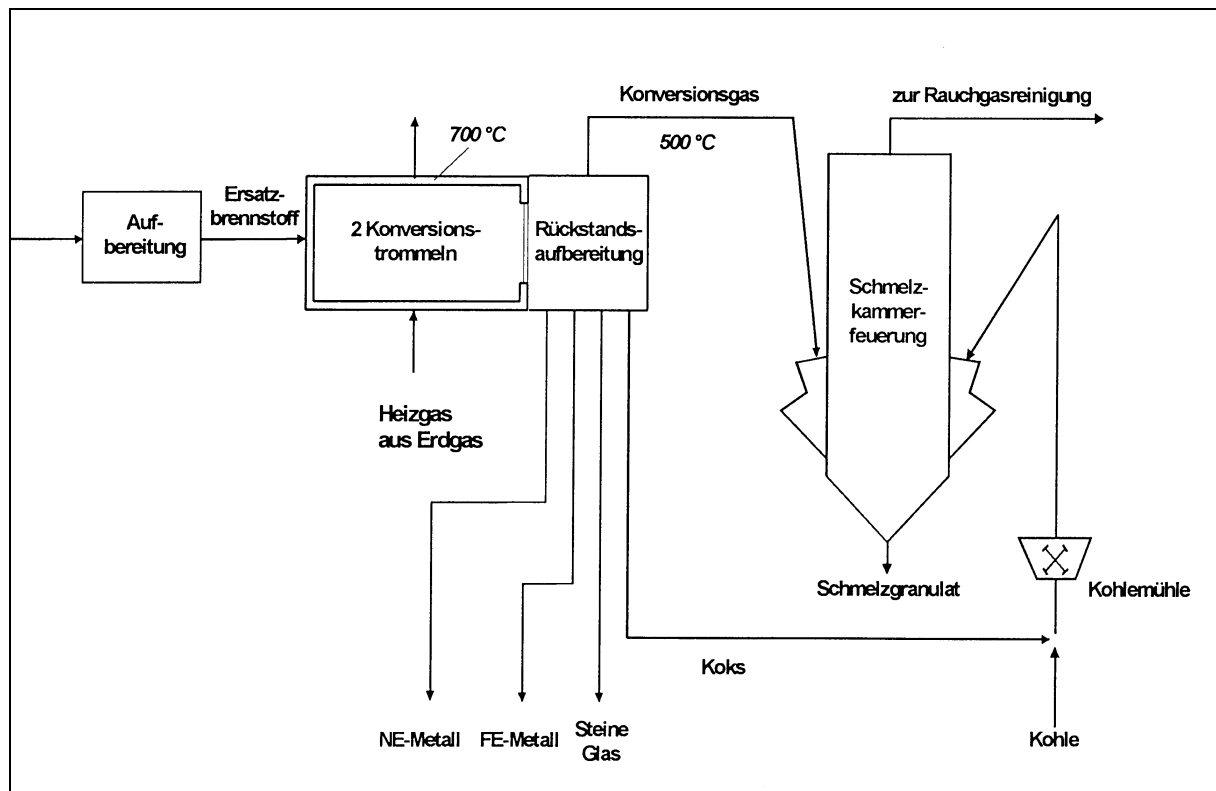


Abbildung 9-5 Schematischer Aufbau der Pyrolyseanlage, [HAUK 2001]

9.4 Bestimmung von besten verfügbaren Techniken (BVT) für die Mitverbrennung von Abfällen und Ersatzbrennstoffen

Bevor diese BVT spezifiziert werden ist es wichtig darauf hinzuweisen, dass in diesem Kontext nicht auf alternative Verfahren zur Behandlung von Abfällen oder Reststoffen eingegangen wird. In einer Situation, in welcher der optimale Weg zur Verwertung bzw. Beseitigung der genannten Stoffe untersucht werden sollen, müssen natürlich noch andere Verfahren mitberücksichtigt werden. Daher sollten die hier aufgeführten BVT nicht als beste Möglichkeit in ökologischer und ökonomischer Hinsicht angesehen werden, um mit bestimmten Abfällen oder Reststoffen umzugehen. Um diese zu bestimmen müssen auch Alternativen wie die Müllverbrennung, Deponierung, Recycling und andere Verfahren in Betracht gezogen werden.

Die hier konkretisierten BVT sollten viel mehr auf zwei verschiedene Arten angewandt werden:

- Falls die Entscheidung über das Verfahren der Abfallentsorgung bzw. -verwertung noch nicht gefallen ist können die hier vorgestellten Aspekte helfen, die Mitverbrennung als eine Alternative unter mehreren zu beurteilen.

-
- Falls man sich bereits für die Mitverbrennung entschieden hat, können die hier vorgestellten Aspekte dazu beitragen, diese auf eine ökologisch und ökonomisch verträgliche Weise durchzuführen.

9.4.1 Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT für die Mitverbrennung von Abfällen und Ersatzbrennstoffen

Die wichtigsten Fragen des Umweltschutzes in diesem Zusammenhang erstrecken sich auf die zusätzlichen atmosphärischen Emissionen und die zusätzliche Schadstoffbelastung von Abwässern und Reststoffen. In einigen Fällen können auch Fragen des Gesundheitsschutzes eine Rolle spielen.

9.4.1.1 Atmosphärische Emissionen

Zur Beurteilung der zusätzlichen Schadstofffracht im Abgas sollte der Abgasteilstrom, welcher durch die Mitverbrennung der Abfälle erzeugt wird, berechnet und getrennt betrachtet werden. Für diesen Abgasteilstrom sollten Schadstoffkonzentrationen abgeleitet und mit den Grenzwerten für die Abfallverbrennung verglichen werden. Eine rechnerische Methode, um diese Konzentrationen für den Abgasteilstrom zu berechnen bietet die Massenflussanalyse, welche an der betrachteten Anlage grundsätzlich durchgeführt werden kann. Ersatzweise können auch die Massenflussanalysen anderer Anlagen mit einer ähnlichen Verbrennungs- und Abscheidetechnik herangezogen werden. Diese Massenflussanalyse bietet sich vor allem für die Beurteilung von Schwermetallemissionen an, da Schwermetalle weder erzeugt noch vernichtet werden können und somit die Input- und Output-Ströme gleich groß sein müssen. Daher kann man, bei Kenntnis der Input-Ströme, welche oft noch am ehesten bekannt sind, und der aus der Massenflussanalyse bekannten Verteilungsfaktoren, die Frachten in die verschiedenen Umweltmedien berechnen.

Dieser Ansatz zur separaten Berechnung Konzentrationen in den Abgasteilströmen verhindert die Möglichkeit, bestehende niedrige Konzentrationen mit zusätzliche Frachten, verursacht durch die Mitverbrennung, bis zu den gesetzlichen Grenzwerten aufzufüllen. Bei der Betrachtung des gesamten Abgasstroms würden der Mitverbrennung höhere, auf die Abfallmasse bezogene Emissionswerte zugestanden als der reinen Abfallverbrennung. Aus diesem Grund sollten die Abgasteilströme betrachtet werden.

9.4.1.2 Zusätzliche Schadstofffrachten im Abwasser und in den Reststoffen

Da Abfälle häufig erhöhte Konzentrationen an Chlor, Fluor, Dioxinen, Furanen und verschieden Schwermetallelementen aufweisen, können sich diese Stoffe auch in den Abwässern und den Reststoffen anreichern, vor allem dann, wenn es sich um inerte Stoffe handelt, welche in nur geringem Umfang in die Atmosphäre emittiert werden:

- Chloride und Fluoride werden meist zusammen mit SO₂ abgeschieden und reichern sich daher in den Reststoffen des REA-Prozesses an (Gips, Trockensorptionsprodukt, Abwasser etc.); es sollte sichergestellt werden, dass die Verwertung der Reststoffe trotz der veränderten Qualität weiterhin durchgeführt werden kann.
- Die Qualität des Abwassers sollte sich nicht signifikant verändern; falls notwendig müssen zusätzliche Behandlungsstufen durchlaufen werden, um die Qualität vor allem hinsichtlich der Schwermetallkonzentrationen sicherzustellen.
- Die Reststoffe, vor allem die Aschen, besitzen oft erhöhte Schwermetallkonzentrationen; es sollte sichergestellt werden, dass die Verwertungs- und Beseitigungswege beibehalten werden können. Die Eluierbarkeit von Schwermetallen sollte geprüft werden, falls deren Konzentration erhöht ist. Dieser Parameter ist ein Maß für die Mobilität der Schwermetalle in einem feuchten Milieu. Dieser Auslaugtest sollte auch für saure Bedingungen (pH-Wert ~ 4) durchgeführt werden, um mögliche Deponieverhältnisse zu simulieren.
- Es muss sichergestellt werden, dass in den Abfallmaterialien enthaltene Dioxine und Furane während des Verbrennungsprozesses vollständig zerstört werden. (T > 850 °C bei einer Aufenthaltszeit von > 2,5 s). Weiterhin sollte die de-novo-Synthese vermieden werden, indem das Abgas von 450 auf 250 °C möglichst schnell abgekühlt werden und durch niedrige Chlorgehalte im Abgas.

9.4.2 Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT – Konkrete technische Maßnahmen

Es werden in Tabelle 9-20 einige technische Maßnahmen aufgeführt, welche für die spezifizierten Fälle als BVT angesehen werden.

Tabelle 9-20: Konkrete technische Maßnahmen im Hinblick auf BVT

Verfahrensschritt	BVT	Umweltaspekte
Emissionsminderungsmaßnahmen	Falls die Konzentration an Schwermetallen oder Dioxinen/Furanen zu hoch sind sollten zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden; Bestehende Anlagen können mit Einrichtungen zur Eindüsung von Sorbentien, wie etwa Aktivkohle oder aktivierter Koks, oberhalb der Entstaubungsvorrichtung nachgerüstet werden. Im Staubfilter können die mit Schadstoffen beladenen Sorbentien schließlich abgeschieden werden.	Reduzierung der atmosphärischen Emissionen
Behandlung, Transport und Lagerung von	Verunreinigungen sollten soweit wie möglich entfernt werden.	Minderung der Emissionen

Verfahrensschritt	BVT	Umweltaspekte
Abfällen	Brennstoffqualität sollte regelmäßig kontrolliert werden; dabei sollten Schadstoffkonzentrationen gemessen werden, wobei die zulässigen Grenzwert insbesondere für Schwermetalle, so gewählt sein sollten, dass die Emissionen und die Reststoffqualität nicht wesentlich beeinflusst werden.	Minderung der Emissionen
	Falls der Brennstoff toxische oder infektiöse Materialien enthält (z.B. Klärschlamm, Tiermehl, etc.) müssen Sicherheitsmaßnahmen ergriffen werden, um die Gesundheit der Mitarbeiter zu schützen: Vermeidung von Staubbildung bei Verladeprozessen und Transport, Vermeidung von direkten Kontakt der Mitarbeiter mit problematischen Brennstoffen, Schutzkleidung: Handschuhe, Brillen, Overalls	Schutz der Gesundheit der Mitarbeiter
Mitverbrennungsanteil	Der Anteil der Abfallbrennstoffe am gesamten Brennstoffeinsatz sollte so begrenzt werden, dass ein ungestörter Betrieb der Anlage gewährleistet ist. Weiterhin sollte er so gewählt werden, dass die Kriterien bezüglich der Emissionen erfüllt werden.	Minderung der Emissionen

9	Techniken für die Mitverbrennung von Abfällen und Ersatzbrennstoffen.....	9-1
9.1	Angewandte Prozesse und Verfahren.....	9-1
9.1.1	Abfallsortimente für die Mitverbrennung	9-1
	Herkunft der Schadstoffe bei Althölzern	9-5
9.1.2	Techniken zur Mitverbrennung.....	9-9
9.1.3	Umweltaspekte bei der Mitverbrennung	9-10
9.2	Verbrauchs - und Emissionswerte.....	9-13
9.3	Einzelanlagen- bzw. Einzeltechnikbeschreibungen	9-13
9.3.1	Beispiel: Mitverbrennung von Klärschlamm in einem Braunkohlekraftwerk mit zirkulierender Wirbelschichtfeuerung und Minderung der gasförmigen Quecksilberemissionen.....	9-13
9.3.2	Beispiel: Klärschlamm-Mitverbrennung in einer trockenen Steinkohle-Staubfeuerung.....	9-16
9.3.3	Beispiel: Mitverbrennung von Biomasse in einer Staubfeuerung für Hartbraunkohle.....	9-20
9.3.4	Beispiel: Mitverbrennung von Klärschlamm in einer Steinkohle Staubfeuerung mit flüssiger Entaschung; Massenflussanalyse der Schadstoffe	9-25
9.3.5	Zukunftstechnik: Pyrolyseanlage vor einem Kohlekessel zur Mitverbrennung von Ersatzbrennstoffen verschiedener Herkunft	9-30
9.4	Bestimmung von besten verfügbaren Techniken (BVT) für die Mitverbrennung von Abfällen und Ersatzbrennstoffen.....	9-31
9.4.1	Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT für die Mitverbrennung von Abfällen und Ersatzbrennstoffen.....	9-32
9.4.2	Wesentliche Aspekte im Hinblick auf BVT – Konkrete technische Maßnahmen	9-33

Tabelle 9-1:	Heizwert und chemische Zusammensetzung von Klärschlämmen im Vergleich mit Steinkohle [HOFFMANN 1996] [CENNI 1999].....	9-3
Tabelle 9-2:	Chemische Zusammensetzung von Kunststoffen [Hein 2000].....	9-3
Tabelle 9-3:	Brennstoffeigenschaften von Kunststoffen [Zevenhofen 1995].....	9-4
Tabelle 9-4:	Brennstoffcharakteristika für Holz [HEIN 2000].....	9-4
Tabelle 9-5:	Durchschnittliche Anteile an emissionsrelevanten Elementen in mg/kg von Holzsortimenten [MARUTZKY 1999].....	9-5
Tabelle 9-6:	Typische holzfremde Gebrauchtholzbestandteile und deren Auswirkungen [MARUTZKY 1999].....	9-6
Tabelle 9-7:	Mittlere Zusammensetzung und Heizwerte von Stroh, bezogen auf die wasserfreie Substanz [KALTSCHMITT 1997].....	9-9
Tabelle 9-8:	Charakteristika der Braunkohle und des Klärschlammes	9-15
Tabelle 9-9:	Atmosphärische Emissionen bei reiner Kohleverbrennung und bei Mitverbrennung von Klärschlämmen während eines 10-wöchigen Probetriebs im Jahr 1996.....	9-18
Tabelle 9-10:	Elementaranalyse des Klärschlammes aus zwei Kläranlagen	9-18
Tabelle 9-11:	Schadstoffgehalte in den eingesetzten Klärschlämmen während des Probetriebs	9-19
Tabelle 9-12:	Durchschnittliche Qualität der Zusatzbrennstoffe	9-21
Tabelle 9-13:	Qualität des gemahlten Brennstoffs für verschiedene Biomasseanteile.....	9-22
Tabelle 9-14:	Atmosphärische Emissionen: Vergleich der reinen Kohlefeuerung mit den fünf Mitverbrennungsexperimenten.....	9-23

Tabelle 9-15: Charakteristika der eingesetzten Brennstoffe und Schwellenwerte für Schadstoffe in den Hackschnitzeln	9-24
Tabelle 9-16: Emissionen und Grenzwerte für die Mitverbrennung von Altholz-Hackschnitzel	9-24
Tabelle 9-17: Mittlere Zusammensetzung der Klärschlämme und der Kohle	9-27
Tabelle 9-18: Schadstoffkonzentrationen im Abgas mit und ohne Klärschlammmitverbrennung.....	9-28
Tabelle 9-19: Qualität der Reststoffe mit und ohne Mitverbrennung	9-29
Tabelle 9-20: Konkrete technische Maßnahmen im Hinblick auf BVT	9-33
Abbildung 9-1: Heizwerte kommunaler Klärschlämme [Gerhardt 1999].....	9-2
Abbildung 9-2: Mögliche Auswirkungen der Mitverbrennung auf die Komponenten eines Kraftwerks [SPLIETHOFF 1999]	9-10
Abbildung 9-6: Schemazeichnung des Wirbelschichtkessel mit den Vorrichtungen zum Einbringen des Klärschlamm [Wirling 2000].....	9-14
Abbildung 9-4 Schemazeichnung des Kessels mit Rauchgasreinigungsanlagen und den Messpunkten (modifiziert nach [Neckarwerke 1996]).....	9-26
Abbildung 9-5 Schematischer Aufbau der Pyrolyseanlage, [HAUK 2001]	9-31

Literaturverzeichnis

- [ABB 1998] Bachmann, R., Fetescu, M., Nielsen, H., (Hrsg. ABB Power Generation): *More than 60 % Efficiency by Combining Advanced Gas Turbines and Conventional Steam Power Plants*, 1998
- [ADAM 2002] Adam, J.: *KWK im Aufwind*; Brennstoff-Wärme-Kraft Bd. 54 (2002) Nr. 6, S. 42-45
- [AG ENERGIEBILANZEN 2001] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen: *Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung von 1990 bis 2000*, in: www.ag-energiebilanzen.de
- [AGFW 2000] Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. bei der Vereinigung deutscher Elektrizitätswerke: *Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Energien*, Kurzfassung der Studie, Frankfurt, 6. März 2000
- [AGFW 2001] Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. bei der Vereinigung deutscher Elektrizitätswerke: *Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und regenerativer Energien*; AGFW-Hauptstudie Band 1, Langfassung, Frankfurt 2001
- [ASUE 1999/2] ASUE: *Gasturbinen-Kenndaten*, Arbeitsgemeinschaft für Sparsamen und Umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., 1999
- [ATV 1993A] Abwassertechnische Vereinigung e.V.: *Kraftwerke und Energieversorgungsbetriebe, Blatt 4 - Abwasser, das bei der Wäsche von Rauchgasen aus Feuerungsanlagen anfällt*, ATV-M 706, Dezember 1993
- [ATV 1993B] Abwassertechnische Vereinigung e.V.: *Kraftwerke und Energieversorgungsbetriebe, Blatt 3 - Abwasser, das bei der Dampf- und Heißwassererzeugung anfällt*, ATV-M 706, Dezember 1993
- [ATV 1997] Abwassertechnische Vereinigung e.V.: *Kraftwerke und Energieversorgungsbetriebe, Blatt 2 - Abwasser, das beim Betrieb von Kühlsystemen entsteht*, ATV-M 706, April 1997
- [ATV 2000] Abwassertechnische Vereinigung e.V.: *Abwasser, das bei der Wasseraufbereitung entsteht*, ATV-DVWK-M 706 Teil 1, Juni 2000
- [BAUMÜLLER 1987] Baumüller, F.: *Entschwefelung – Überblick über die Entschwefelungsverfahren*, in: Sonderheft Anwenderreport Rauchgasreinigung; VDI Verlag, Düsseldorf 1987.
- [BECKER 1997] Becker, B.: Einführung in Inhalt, Bedeutung und Probleme der Umsetzung der Richtlinie 96/61/EG des Rates der Europäischen Union vom 24. September 1996 über die integrierte Vermeidung und Verminderung der

- [BECKER 1997A] Becker, B.: *Integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (IVU/IPPC) Kommentar*, Verlag R.S. Schulz, Starnberg, 1997
- [BEECK 1999] Beeck A., Joos F., Ladwig M., Pross J., Therkorn D., Waltke U.: *Fortschrittliche Gasturbinentechnologien*, Brennstoff-Wärme-Kraft (BWK), Nr.5/6, Mai/June 1999
- [BENZ 1999] Benz, J, Maier, H, Scheider, G, Buck, P, Triebel, W, *Entwicklung und Einsatz eines Regenerierverfahrens für SCR-Katalysatoren*, VGB Kraftwerkstechnik – Vereinigung der Großkraftwerksbetreiber, 1999, Band 79, Heft 7, S. 60-63
- [BERENBRINK 1995] Berenbrink P., Rosen V., Schabbehard H.-W.: *Entwicklung von schadstoffarmen Gasturbinenbrennern*, Forschungsbericht T85-064 BMFT, KWU AG Mülheim, 1985.
- [BILGER 1989] Bilger, H.; Hildebrand, M.: *NO_x-Minderungskonzepte in einigen ausgewählten europäischen Staaten (UNIPEDA)*, in: Kraftwerk und Umwelt, Sammelband der VGB-Konferenz, Essen, 1989.
- [BMU 1999] Bundesministerium für Umwelt: Pressemitteilung 124/99 vom 15.08.1999: *Missbrauch bei Mülleinlagerung unter Tage unterbinden – Einlagerung nur bei Nachweis der Umweltverträglichkeit*; URL: <http://www.bmu.de/presse/bmu/pm167.htm>
- [BMWl 2001] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Hrsg.), *Energiedaten 2000 - Nationale und Internationale Entwicklung*
- [BOURNIS 1996] Bournis, N., Hendriks, C., Papameletiou, D. : *BAT Reference Document on Ammonia Production*, European Commission, Joint Research Centre, IPTS, Sevilla, 1996
- [BOYCE 1998] Boyce M.P.: *Gasturbinen Handbuch*; VDI-Buch Springer-Verlag, ISBN 3-540-63216-6; 1998
- [BRABECK 1999] Brabeck A., Hilliweg G.: *Steinkohle in Deutschland*, Brennstoff-Wärme-Kraft (BWK), Nr.4, April 1999
- [BRAUN 1993] Braun, A, Boemer, A, *N₂O - Untersuchung an Wirbelschichtfeuerungen*, Abschlussbericht für das von der VGB und dem FDBR geförderte Forschungsvorhaben, Aachen, Juli 1993
- [BREIHOFFER 1991] Breihofer, D.; Mielenz, A.; Rentz, O.: *Emission control of SO₂, NO_x, and VOC at stationary sources in the Federal Republic of Germany*, IIP, Karlsruhe, 1991.
- [BRUMSACK 1994] Brumsack, H. J.; Heinrichs, H.; Lange, H.: *Emissionen von Stein- und Braunkohlekraftwerken der Bundesrepublik Deutschland*, in: Fortschritte der Mineralogie, 62 (1984) 1, 79 - 105.
- [BUCK 2000] Buck, P, Triebel, W, *Betriebserfahrung bei der Mitverbrennung von Klärschlämmen im Steinkohlekraftwerk Heilbronn*, in: VGB Kraftwerkstechnik, 2000, Band 12, S.84-87

-
- [CEC 1996] Commission of the European Communities (Hrsg.): *Revision of the EC emission limit values for new large combustion installations (> 50 MW_{th})*, Brussels 1996
- [CENNI 1999] Cenni, R.: *Heavy Metals Behaviour in Co-Combustion of Coal and Sewage Sludge*, Dissertation Universität Stuttgart; 1999
- [COFALA 1998] Cofala, Janusz, Syri, Sanna, *Sulfur emissions, abatement technologies and related costs for Europe in the RAINS model database*, Interim Report of the International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA), June 1998
- [COMM 1997A] Commission of the European Communities (Hrsg.): *Overall Organisation and Working Procedures of the Information Exchange on Best Available Techniques (BAT) under Directive 96/61/EC on EIPPCB*, Stand Januar 1997, Brüssel, 1994
- [COMM 1997B] Commission of the European Communities (Hrsg.): *General Task Description for TWGs*, Stand Januar 1997, Brüssel, 1997
- [CLARKE 1992] Clarke, L. B.; Sloss, L. L.: *Trace elements - emissions from coal combustion and gasification*, IEA Coal research, London, July 1992.
- [DAVIDS 1986] Davids, P.; Lange, M.: *Die TA Luft '86*, Technischer Kommentar, VDI-Verlag, Düsseldorf, 1986.
- [DECOF 1996] DECOF: *Database on emission control facilities*, IIP, Karlsruhe, 1996 (aktualisiert)
- [DIBELIUS 2000] Dibelius G.: *Gasturbinen, Jahresübersicht 1999*, Brennstoff-Wärme-Kraft (BWK), Nr.52, Juni 2000
- [EFFELS 2000] Deutsches Institut für Bautechnik, Herr Dr. Effels: persönliche Mitteilung vom 15.08.2000
- [EFFENBERGER 2000] Effenberger, H.: *Dampferzeugung*, Springer Verlag, 854 S., ISBN 3-540-64175-0, Berlin, 2000
- [EMSPERGER 1997] Emsperger W., Taud R.: *Technischer Fortschritt macht fossilbefeuerte Kraftwerk immer sauberer*, Siemens Power Journal 4/97, S11-16, 1997
- [ENERGIE 1994] Energie Nr. 12: *Strom, Wärme und bessere Luft für Rostock, Das neue Steinkohlekraftwerk in Rostock*, S. 38-39, 1994
- [ENERGIESPEKTRUM 1997] Zeitschrift Energie Spektrum: *Braunkohle-Hightech - Fortschrittliche Kraft-Wärme-Kopplung für Cottbus*; Energie Spektrum 12 (1997) Nr.2, S. 22-25
- [ENERGIESPEKTRUM 1999] Zeitschrift Energie Spektrum: *Großer Schritt für BoA-Plus*; Energie Spektrum Heft 3 (1999), S. 24-25
- [EURLINGS 1999] Eurlings J.ThG.M.: *Eine Zukunft für die IGCC-Technik; Größe, Brennstoffe und Produkte*, VGB Kraftwerkstechnik, Heft 4, 1999
- [EWI 1997] EWI (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln): *Untersuchung der Strompreisunterschiede zwischen Frankreich und*
-

Deutschland, Endbericht, 1997

- [FAHLKE 1994] Fahlke, J.: *Spurenelementbilanzierungen bei Steinkohlefeuerungen am Beispiel einer Trocken- und einer Schmelzfeuerung unter Berücksichtigung der Rauchgasreinigungsanlagen*, Dissertation Universität Stuttgart, VDI-Verlag, Düsseldorf, 1994.
- [FELDMANN 1998] Feldmann, C.: Mit BoA-Plus bei Braunkohle Spitze, in: Stromthemen Nr. 2, S. 4, 1998
- [FELSVANG 1995] Felsvang, K.; Els, H.; Juip, G.; Spannbauer, H.; Stiller, B.: *Control of Mercury, Air Toxics and SO₂ by Advanced Dry Scrubbing Technology*, Paper presented at POWERGEN '95.
- [FNR 2000] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe: *Leitfaden Bioenergie; Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen*; Gülzow 2000
- [GAEGAUF 2000] Gaegauf, C.: *Partikelemissionen verschiedener Holzfeuerungen*; Tagungsband zum 6. Holzenergie-Symposium „Luftreinhaltung, Haus-Systeme und Stromerzeugung“, Nussbaumer, T. (Hrsg.); 20. Oktober 2000 Zürich
- [GERHARDT 1999] Gerhardt, T.: *Thermische Behandlung von kommunalen Klärschlämmen in Kohlenstaubfeuerungen*, VGB Technische wissenschaftliche Berichte „Feuerungen“; VGB-TW-217; 1999
- [GREIF 1997] Greif, H.G., Höhner, St.: *Wirbelschichtbraunkohle und Reststoffe in der zirkulierenden Wirbelschicht*, VDI-GET-Fachtagung „Wirbelschichtfeuerungen; Erfahrungen und Perspektiven“, Berlin 18. und 19. Februar 1997; VDI Berichte 1314.
- [GRIFFIN 1997] Griffin T., Valk M., Scherer V.: *Katalytische Verbrennung*, GWA N° 4, 1997
- [GUSTAVSSON 1995] Gustavsson, L. *Reduction of the N₂O Emission from Fluidized Bed Combustion by afterburning*, Dissertation, Department of Energy Conversion, Chalmers University of technology, Göteborg, 1995
- [GTW 2000] Gas-Turbine-World, *1999-2000 Handbook*, Pequot Publishing, 1999, Fairfield / Canada
- [HAUK 2001] Hauk, Rolf, *Verbrennung von Ersatzbrennstoffen in Kraftwerken*, VDI-Seminar vom 15. – 16.02.2001 in Neuss
- [HEIN 1996] Hein, K.; Spliethoff, H.; Siegle, V.; Heinzel, T.: *Verfeuerung von Biomasse als Option zur Minderung der energieverbrauchsbedingten CO₂-Emissionen*; Jahrbuch 1996, Universität Stuttgart, URL: <http://www.uni-stuttgart.de/wechselwirkungen/ww1996/hein.htm> Stand: 02.11.2000
- [HEIN 2000] Hein, K.R.G., Spliethoff, H., Scheurer, W., Seifert, H., Richers, H.: *Untersuchungen zum Stand der Mitverbrennung von Klärschlamm, Hausmüll und Biomasse in Kohlekraftwerken*, Schlussbericht des Institut für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen, Projekt 0326864, März 2000

-
- [HEINZE 1999] Heinze A., Sparmann H., Welp H., Braun W.: Betriebliche und energetische Optimierung der Rauchgasentschwefelungsanlagen im Kraftwerk Jänschwalde, VGB Kraftwerkstechnik, Heft 12, 1999
- [HEITMÜLLER 1999] Heitmüller R., Kather A.: *Wärme- und feuerungstechnisches Konzept des Dampferzeugers für den BoA-Block Niederaußem K*; VGB Kraftwerkstechnik 5 (1999), S. 75-82
- [HJALMARSON 1990] Hjalmarson, A.-K.: *NO_x control technologies for coal combustion*, IEA coal research, IEACR/24, London, 1990.
- [HLUBEK 1997] Hlubek W., Böcker D.: *Entwicklungslinien der Braunkohlen-Kraftwerkstechnik*; Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 47. Jahrgang (1997), Heft 9, S. 512-519
- [HOFFMANN 1996] Hoffmann, V.: *Mitverbrennen von Klärschlamm und anderen Abfällen in Kraftwerken, Kreislaufwirtschaft und Abfallverwertung in thermischen Prozessen*. Tagungsband des 9. Aachener Kolloquiums Abfallwirtschaft. Dezember 1996. Hrsg.: Prof. M. Dohmann, Institut für Siedlungswasserwirtschaft der RWTH Aachen
- [HÜTTENHOFER 1999] Hüttenhofer K.: *Gas- und Dampfkraftwerke*, Siemens AG-Bereich Energieerzeugung (KWU), Erlangen, August 1999
- [IEACR 1993] Takeshita, M, Sloss, L, Smith, I, *N₂O Emissions from coal use*, IEACR-PER / 06, November 1993
- [IKARUS 1994] Ikarus (Instrumente für Klimagasreduktionsstrategien): *Strom- und wärmeerzeugende Anlagen auf fossiler und nuklearer Grundlage*, Teilprojekt 4 „Umwandlungssektor“, 1994
- [ITKONEN 1989] Itkonen, A., Jantunen, M.J.: *The properties of fly ash and fly ash mutagenicity*, Gulf Publishing Company, Houston, 1989
- [JAVAD 1991] Javad, M.: *Technische und wirtschaftliche Aspekte fortschrittlicher Emissionsminderungsmaßnahmen bei der Abfallverbrennung*, in: BWK Brennstoff Wärme Kraft, 43 (1991) 12, 557 - 562.
- [JONS 1986] Jons, E.; Felsvang, K.; Madhok, R.: *Limestone spray dry absorption for SO₂ control*, in: 10th EPA/EPRI FGD Symposium, Atlanta, November 1986.
- [KALTSCHMITT 1997] Kaltschmitt, M., Reinhardt, G.A.: *Nachwachsende Energieträger – Grundlagen, Verfahren, ökologische Bilanzierung*, Vieweg Verlag Braunschweig, 1997
- [KINDLER 2000] Kindler, W, Ehrenstraßer, H, Schmidt, W, *Altholzmitverbrennung in einem Braunkohlekraftwerk*, Tagungsband zum VGB-Kongress „Kraftwerke 2000“, Düsseldorf, 10. – 12. Oktober
- [KIRCHARTZ 1995] Kirchartz, B.: *Abscheidung von Spurenelementen beim Klinkerbrennprozeß*, in: Verfahrenstechnik der Zementherstellung, VDZ-Kongreß 1993, Verein deutscher Zementwerke e.V., Düsseldorf, Bauverlag GmbH, Wiesbaden und Berlin, 1995, 570 - 573.
-

-
- [KIRCHER 1993] Kircher, U.: *NO_x-Emissionen und Stand der Minderungstechnik*, in: HVG-Fortbildungskurs 1993 Minderung der Staub- und Schadgas-Emissionen bei Glasschmelzöfen, 18./19. Nov. 1993 Fachhochschule Nürnberg, 1993
- [KIRCHER 1995] Kircher U.: *Present Status of NO_x Reduction by Primary and Secondary Measures in the German Glass Industry*, in: Proceedings: XVII International Congress on Glass, Beijing, 1995
- [KIRSCH 1995] Kirsch, J.: *Maßnahmen zum Schutz der Umwelt*, in: Verfahrenstechnik der Zementherstellung, VDZ-Kongreß 1993, Verein deutscher Zementwerke e.V., Düsseldorf, Bauverlag GmbH, Wiesbaden und Berlin, 1995.
- [KOHLENSTATISTIK 2001] STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT e.V.: Statistik aus dem Jahr 2001, in: www.kohlenstatistik.de
- [KOLB 1998] Kolb, M.; Franssen, B.; Gschwind, T.: *Zugabe von Asche aus Holzkraftwerken in den Faulturn von Kläranlagen*; EntsorgungsPraxis, Nr. 9 (1998) S. 35-36
- [KÖNIG 1998] König J., Heiting B.: *Emissionsminderung in Braunkohlenkraftwerken*; BWK Band 50 (1998) Nr. 3, S. 62-68
- [KÖSTER 1990] Köster H.: *100 000 Stunden REA-Betrieb und keine Instandhaltung?*, in: VGB Kraftwerkstechnik, 70 (1990) 8
- [KREITMEIER 1991] Kreitmeier F., Frutschi H. U.: *Wirtschaftliche Bewertung von Methoden zur NO_x-Reduktion von Gasturbinen*, in: VGB Kraftwerkstechnik, 71 (1991) 3
- [KREMER 1994] Kremer, H, Arthkamp, J, Abschlußbericht zum Forschungsvorhaben "Experimentelle Untersuchung zur Bildung von Distickstoffmonoxid (N₂O) bei der Kohleverbrennung", Ruhr-Universität Bochum, Lehrstuhl für Energieanlagentechnik, Bochum, 1994
- [KRUSE 2000] Kruse, I, Uden, A, *Akustikreinigung am DENOX- Reaktor im Kraftwerk Hastedt der Stadtwerke Bremen AG*, VGB Kraftwerkstechnik – Vereinigung der Großkraftwerksbetreiber, 2000, Band 80, Heft 8, S. 66-68
- [LANGE 1991] Lange, M.; Bade, M.; Günther, G.; Haug, N.: *Luftreinhaltung bei Kraftwerks- und Industriefeuerungen*, in: BWK Brennstoff Wärme Kraft, 43 (1991) 4, 198 - 203
- [LANGE 1999] Lange, M.: *Europäische Anforderungen zum integrierten Umweltschutz*, VDI-Berichte Nr. 1241, 1996, S. 245-265, Düsseldorf, 1996
- [LIU 2000] Liu, H, Gibbs, B M, *N₂O reduction by afterburning in a coal-fired circulating fluidised-bed combustor*, Journal of the Institute of Energy, September 2000, 73, pp 126 – 133
- [LURGI 2000] Lurgi Lentjes Bischoff: *Rauchgasreinigung für Kraftwerke*, Infobroschüre, 2000
- [MADER 1998] Mader O.: *Heavy-duty- oder aeroderivative Gasturbinen?*, VGB Kraftwerkstechnik N°6; 1998, S42-48
-

-
- [MAKKINEJAD 1991] Makkinjad, N.: *Reaktivitätstest zur Beurteilung von Kalksteinmehlen für den Einsatz in Rauchgasentschwefelungsanlagen*, in: VGB Kraftwerkstechnik, 71 (1991) 2.
- [MARKEWITZ 1998] Markewitz, Peter, Nollen, Andreas, Polklas, Thomas: *Die Altersstruktur des westdeutschen Kraftwerksparks*, BWK, Bd. 50, Nr. 5/6, 1998
- [MARUTZKY 1999] Marutzky, R.; Seeger, K.: *Energie aus Holz und anderer Biomasse*; DRW-Verlag Weinbrenner GmbH & Co., Leinfelden-Echterdingen 1999
- [MARUTZKY 2000] Marutzky, R.: *Potenziale an Holzbrennstoffen aus dem forstlichen Bereich, der Sägeindustrie und Gebrauchtholz*; Tagungsband des VDI-Seminars „Strom und Wärme aus Biomasse- Biogas“, Freiberg, 9./10.11.2000
- [MÄULE 1994] Mäule R., Lehmann B., Necker P. und Schäfer K.-H., *Heizkraftwerk HKW 2 – der 330/280-MW-Kraftwerksneubau der Neckarwerke Elektrizitätsversorgungs-AG als Verbundblock*, VGB Kraftwerkstechnik, 74. Jahrgang, Heft 3, März 1994, Seite 199 – 207
- [MAIER 1991] Maier, H.; Dahl, P.; Gutberlet, H.; Dieckmann, A.: *Schwermetalle in kohlebefeuerten Kraftwerken*, in: VGB Kraftwerkstechnik, 72 (1992) 5, 439 – 443
- [MAIER 1999] Maier, H, Waldhauser, H, Triebel, W, Buck, P, *Auswirkungen der versuchsweisen Mitverbrennung von thermisch getrocknetem Klärschlamm in einem Steinkohlekraftwerk*, in: VGB Kraftwerkstechnik, 1999, Band 3, S.64-67
- [MALLON 1998] Mallon, T., *REA-Gips – Technische und wirtschaftliche Aspekte eines Sekundärrohstoffes*, Teil 2, Artikel aus Zement-Kalk-Gips International (1998), Heft 5, S. 272-278
- [MARKEWITZ 1991] Markewitz, P.: *Theoretische Untersuchungen zum Verhalten von Schwermetallen in Kohlekraftwerken*, Berichte des Forschungszentrums Jülich, Angewandte Systemanalyse Nr. 61, Dissertation Universität - Gesamthochschule Essen, Juli 1991.
- [MAYER-SCHWINNING 1996] Mayer-Schwinning, G.: *Elektroabscheider*, in: Brauer, H (ed.): *Handbuch des Umweltschutzes und der Umweltschutztechnik*, Band 3: Additiver Umweltschutz: Behandlung von Abluft und Abgasen, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New-York, 1996.
- [MEINHARDT 2000] Meinhardt, N.; Lenz, R.; Nürk, G.: *Energieholz in Baden-Württemberg – Potenziale und derzeitige Verwertung*; Diplomarbeit an der Fachhochschule Nürtingen, Fachbereich Landespflege; 2000
- [MÜLLER 1995] Müller, U.: *Entstaubungstechnik als wichtige Grundlage zeitgemäßer Rauchgasreinigungsverfahren mit Schwerpunkt Gewebefilter*, in: Dioxin- und Gesamtemissionsminimierungstechniken mit Betriebserfahrungen, VDI-Seminar, 14./15. September 1995, München.
- [NECKARWERKE 1996] Neckarwerke Elektrizitätsversorgung AG, *Kraftwerk Walheim – Versuche zur thermischen Verwertung von Klärtrockenprodukt als Zusatzbrennstoff im Block 2 – Zusammenfassung*, 1996
-

-
- [NILL-THEOBALD 2002] Nill-Theobald, Ch.; Fried, T. (Hrsg.): *Neuere Entwicklungen zur KWK-Förderung*; VWEW Energieverlag GmbH 2002
- [N.N. 1978] N. N.: Rohstoff Kohle: Eigenschaften, Gewinnung, Veredelung, Weinheim, New York, Verlag Chemie, 1978
- [N.N. 1997] N.N.: *Sinnvolle Beigabe - Im Kohle-HKW Heilbronn wurde ein Versuch zur Mitverbrennung von Klärschlamm erfolgreich abgeschlossen. Jetzt wird über Dauerbetrieb nachgedacht*, aus: Energie Spektrum - Magazin für das Energiemanagement, 1997, Band 12, Heft 5, S. 22-27
- [OECD 1993] OECD (Nuclear Energy Agency / International Energy Agency): *Projected Costs of Generating Electricity*, Update 1992
- [PAULSEN 1995] Paulsen W.: *Zweistufiges Trocken-Additiv-Verfahren mit HOK-Festbettfilter und SCR am Beispiel der MVA Hameln unter Einsatz der Lentjes-Technik, Dioxin- und Gesamtemissionsminderungstechniken mit Betriebserfahrung*, München, 14. - 15. Sept. 1995
- [PERKAVEC 1991] Perkavec M., Wolf J.: *Überblick über die NO_x-/CO-Reduktionstechnik bei Gasturbinen in schwerer Bauweise*, in: VGB Kraftwerkstechnik, 71; 1991
- [PETER 2001] Peter, H.; Karl, U.; Rentz, O.: *NO_x and N₂O emissions from stationary combustion sources in Germany, International conference INDUSTRIAL ATMOSPHERIC POLLUTION - NO_x and N₂O emission control: panel of available techniques*, Paris, 21./22.3.2001
- [PETZEL 1995] Petzel H.-K.: *Die Wirbelschichtfeuerung auf dem Wege zur betriebsbewährten Großfeuerung?* VGB Kraftwerkstechnik Nr.4 (1995), S. 381-385
- [POHLANDT 1994] Pohlandt, K.; Marutzky, R.; Bahadir, M.: *Zusammensetzung, Verwertung und Entsorgung von mineralischen Rückständen aus der Verbrennung unbehandelter und behandelter Hölzer*; Dissertation an der Technischen Universität Carolo-Wilhelmina zu Braunschweig; 1994
- [RECKER 1995] Recker, M., Kahl, D.: *Reststoffverwertung bei den VEAG-Braunkohlekraftwerken*, in: VGB Kraftwerkstechnik 75, Heft 11, S. 988-991, 1995
- [REIMANN 1990] Reimann, D. O.; von Turegg, R.: *Bedeutung und Techniken der Entstaubung von Rauchgasen*, in: Entsorgungspraxis, (1990) 4, 142 - 153.
- [RENTZ 1990] Rentz, O.: *Latest developments in air pollution control power stations in Europe*; Vortrag auf dem Treffen der Air & Waste Management Association, 83rd. annual Meeting & Exhibition, Pittsburgh PA, USA, Juni 24 - 29, 1990
- [RENTZ 1996A] Rentz, O.; Schleaf, H.-J.; Dorn, R.; Sasse, H.; Karl, U.: *Emission control at stationary sources in the federal republic of Germany, Volume I, Sulphur oxide and nitrogen oxide emission control*, Report supported by the federal minister for the environment and the federal environmental agency of Germany. Karlsruhe, 1996

-
- [RENTZ 1996B] Rentz, O.; Sasse, H.; Karl, U.; Schleef, H.-J.; Dorn, R.: *Emission control at stationary sources in the federal republic of Germany, Volume II, Heavy metal emission control*, Report supported by the federal minister for the environment and the federal environmental agency of Germany. Karlsruhe, 1996
- [RENTZ 1996C] Rentz, O.; Veaux, Ch.; Karl, U.: *Ermittlung der Schwermetallemissionen aus stationären Anlagen in Baden-Württemberg und im Elsaß, hier: Feuerungsanlagen*, Projekt Europäisches Forschungszentrum für Maßnahmen zur Luftreinhaltung (PEF), PEF 4 94 001, Mai 1996.
- [RENTZ 1999A] Rentz, O.; Hähre, S.; Jochum, R.; Geldermann, J.; Krippner, M.; Jahn, C.; Spengler, T.; Schultmann, F. (1999): *Exemplarische Untersuchung zum Stand der praktischen Umsetzung des integrierten Umweltschutzes in der Metallindustrie und Entwicklung von generellen Anforderungen*, Endbericht zum gleichnamigen Forschungsprojekt im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA-FB 50 462/1), 227 S., Karlsruhe
- [RENTZ 1999B] Rentz, O, Sasse, H, Karl, U, *Analyse der künftigen Entsorgung kommunaler Klärschlämme in Baden-Württemberg durch Mitverbrennung*, Projekt Wasser-Abfall-Boden (PWAB) Baden Württemberg, Projektträgerschaft Forschungszentrum Karlsruhe GmbH, Forschungsbericht FZKA-PWAB, Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung, 1999
- [RENTZ 1999C] Rentz, O.; Nunge, S.; Laforsch, M.; Holtmann, T.: *Technical Background Document for the Actualisation and Assessment of UN/ECE Protocols related to the Abatement of the Transboundary Transport of Nitrogen Oxides from Stationary Sources*; Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung, 1999
- [RÖSCH 1996] Rösch, C.: *Vergleich stofflicher und energetischer Wege zur Verwertung von Bio- und Grünabfällen unter besonderer Berücksichtigung der Verhältnisse in Baden-Württemberg*; Forschungszentrum Karlsruhe GmbH, Technik und Umwelt, Wissenschaftlicher Bericht FZKA 5857, 1996
- [RUKES 1993] Rukes B.: *Power plant concepts with gas turbines*, in: Proceedings: Power-Gen Europe '93, Bd. 3, Paris, 25. -27. Mai 1993
- [RWI 1997] RWI (Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung e.V.): *Stromerzeugungskosten neu zu errichtender konventioneller Kraftwerke*, 1997
- [SCHILLING 1993] Schilling, H.-D.: *Kurzbericht über die Tätigkeit der VGB TECHNISCHE VEREINIGUNG DER GROSSKRAFTWERKS BETRIEBE E.V.: 1992/1993*, in: VGB Kraftwerkstechnik, 73 (1993) 9, 757 - 780.
- [SCHMIDT 1999] Schmidt, W, Dietl, R, *Technischer Großversuch zur Mitverbrennung von Biomasse in einem Braunkohlekraftwerk*, in: VGB Kraftwerkstechnik, 1999, Band 4, S.76-81
- [SCHNEIDER 1997] Schneider, E.: *Steinkohlenflugasche in Normung und Richtlinie – Anmerkungen zur DIN EN 450 und DafStb-Richtlinie*; Beton Nr. 7 (1997), S. 397-399
-

-
- [SCHNEIDER 1998] Schneider, L.: *Stromgestehungskosten von Großkraftwerken – Entwicklungen im Spannungsfeld von Liberalisierung und Ökosteuern*, Bearb. Lambert Schneider, Öko-Institut, Berlin, 1998
- [SCHULTMANN 2000] Schultmann, F.; Jochum R.; Schmittinger, A.; Rentz, O.: *IVU-Richtlinie - Vorgaben an Genehmigung und Betrieb von Produktionsanlagen*, in: *Umwelt 30 (2000) 4/5*, S. 25-28
- [SMITH 1988] Smith, I. M.: *Trace elements from coal combustion: emissions*, IEA Coal research, London, June 1987.
- [SMITH 1995] Smith D. J.: *Combined-cycle gas turbines: The technology of choice for new power plants*, in: *Power Engineering International*; Mai/Juni 1995
- [SPLIETHOFF 1999] Spliethoff, H.: *Verbrennung fester Brennstoffe zur Strom- und Wärmeerzeugung*; Habilitationsschrift, Universität Stuttgart, 1999
- [STABU 2000] Statistisches Bundesamt: *Wasserversorgung und Abwasserbeseitigung bei Wärmekraftwerken für die öffentliche Versorgung 1998 – ausgewählte vorläufige Ergebnisse*, Wiesbaden, 2000
- [STENGLER 2000] Stengler, E.: Arbeitsgemeinschaft der Sonderabfall-Entsorgungsgesellschaften der Länder (AGS); *Stellungnahme zu den Arbeitsentwürfen BergversatzVO (Stand 8.6.2000) und BergversatzVwV (Stand 23.5.2000)*; URL: <http://www.umwelt.de/ags/pm230500.html> Stand 16.08.2000
- [SVENSSON 1993] Svensson B.: *Umweltverträgliche Kombi-Heizkraftwerke*, in: *ABB Technik 5*; 1993
- [THÖNE 2002] Thöne, E.; Fahl, U.: *Energiewirtschaftliche Gesamtsituation*; Brennstoff-Wärme-Kraft Bd. 54 (2002) Nr. 4, S. 30-40
- [THOMÉ-K. 1998] Thomé-Kozmiensky, K.J.: *Mitverbrennung von Klärschlamm*, in: *Berichte aus Wassergüte und Abfallwirtschaft*, Nr. 137, 1998
- [THOMÉ-K. 1998A] Thomé-Kozmiensky, Karl Joachim, *Klärschlamm Entsorgung*, (Enzyklopädie der Kreislaufwirtschaft), Neuruppin, TK Verlag, 1998
- [TROST 2000] Trost M., Schuhmacher K.-H.: *Stand der Technik bei Wirbelschichtfeuerungen, Landzeiterfahrungen aus Betrieb und Revision*, VGB Kraftwerkstechnik, Heft 4, 2000
- [TRÜBENBACH 2000] Trübenbach, Manfred, Dittmer, Eckhard, Schluttig, Alexander, *Erschließung wirtschaftlicher Potentiale durch Lebensdauererlängerung von DENOX-Katalysatoren*, Vortrag zum Kongress „Kraftwerke 2000“ vom 10. – 12. Oktober 2000 in Düsseldorf, Herausgegeben von der VGB Technische Vereinigung der Großkraftwerksbetreiber e.V.
- [UBA 2002] Umweltbundesamt: *Beste-Verfügbare-Technik- (BVT) Merkblätter zur europäischen IVU-Richtlinie*; <http://www.umweltbundesamt.org/nfp-bat/index.htm>; Stand Januar 2002
- [UCPTE 1988] UCPTE (Hrsg.): *Betriebserfahrungen mit Anlagen zur Rauchgasentschwefelung*; Bericht der Arbeitsgruppe „Kraftwerksbetrieb“ 1988
-

-
- [UMBW 1988] Ministerium für Umwelt Baden-Württemberg (Hrsg.): *Entsorgung von Reststoffen aus der Rauchgasreinigung - Teil 1: Großfeuerungsanlagen*, Ministerium für Umwelt Baden Württemberg, Stuttgart, 1988.
- [UMBW 1991] Ministerium für Umwelt Baden-Württemberg (Hrsg.): *Entsorgung von Reststoffen aus der Rauchgasreinigung, Teil 2: TA Luft-Feuerungsanlagen*, Januar 1991.
- [UMWELT-ONLINE 2000] Umwelt-online: *Düngemittelverordnung vom 4. August 2000 (BGBl. I 1999 S.1758)*; in: <http://www.umweltschutzrecht.de/recht/lebensmt/dmv1.html> vom 3.8.00
- [UMWELTSERVICE 2000] Umweltservice Stoltenberg+ Partner, Köln: Branchennews: *Nach Österreich stuft nun auch Frankreich Bergversatz als Beseitigung ein*; URL: <http://www.umweltservice.de/news/2000/112.html> Stand: 22.04.2000
- [VALK 1999] Valk M., Weisser H.: *Moderne Vormischbrenner für Gasturbinen, Technologie und Probleme aus Sicht des Versicherers*, VGB Kraftwerkstechnik N°3; 1999
- [VERNON 1990] Vernon, J. L.; Soud, H. N.: *FGD installations on coal fired plants*, IEA coal research, IEACR/22, London, 1990.
- [VERSCHEURE 1998] Verscheure, P.: *Holz-Hackschnitzel Lieferkonzept für die Heizanlagen Mühlheim und Neuenburg*; Diplomarbeit an der Forstwissenschaftlichen Fakultät der Albert-Ludwigs- Universität Freiburg i. Breisgau; Referent: Prof. Dr. G. Becker, Korreferent: Prof. Dr. M. Becker; 1998
- [VDEW 1987] Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW): *Stromerzeugungskostenvergleich 1990 in Betrieb gehender großer Kern- und Steinkohleblöcke*, 1987
- [VDEW 1998] Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW): *Gemis-Datensatz für neu zu errichtende Kraftwerke*, entwickelt von Fichtner Development Engineering, 1998
- [VDI/GET 1993] VDI-GET (Hrsg.): *Informationsschrift - Gasturbineneinsatz in der Kraft-Wärme- Kopplung*; 1993
- [VDI 3462] Verein Deutscher Ingenieure (VDI): VDI-Richtlinie 3462: *Emissionsminderung Holzbearbeitung und -verarbeitung – Verbrennen von Holz und Holzwerkstoffen ohne Holzschutzmittel*; VDI Handbuch Reinhaltung der Luft, Band 3
- [VDI 3800] Verein Deutscher Ingenieure (VDI): VDI-Richtlinie 3800: *Ermittlung der Aufwendungen für Maßnahmen zum betrieblichen Umweltschutz*; VDI-Handbuch Reinhaltung der Luft, Band 6; 2001
- [VGB 1994] VGB, *Untersuchungen der N₂O -Emissionen aus Wirbelschichtfeuerungen und deren Minderungspotential*, Technisch-wissenschaftliche Berichte "WärmeKraftwerke", VGB Technische Vereinigung der Großkraftwerksbetreiber e.V. 1994
- [VIK 2000] VIK: Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., *Statistik der Energiewirtschaft 1999/2000*, Verlag Energieberatung, Essen
-

-
- [VOM BERG 2000] vom Berg, W.: *Ziele und Ergebnisse des VGB-Forschungsprogramms ERKOM zur Verwertung von Nebenprodukten*, Vortrag zur Konferenz „Forschung für die Kraftwerkstechnik 2000“, VGB Technische Vereinigung der Großkraftwerksbetreiber e.V. (Hrsg.), 2000
- [VOB 2001] Voß, A.: *The ability of the various types of power generation to compete on the liberalized market*, VGB PowerTech, April, 2001
- [WAHL 1990A] Wahl, D.-J.: *Rauchgasentschwefelung der Braunkohlenkraftwerke Buschhaus und Offleben C*, in: Sonderheft Betriebserfahrungen REA, VDI Verlag, Düsseldorf, 1990.
- [WAHL 1990B] Wahl, D.-J.; Rahm, J.; Grimm, H.-H.: *Erfahrungen mit der Rauchgasentschwefelung nach dem Wellman-Lord Verfahren*, in: VGB Kraftwerkstechnik, 70 (1990) 1.
- [WALBAUM 1998] Walbaum, B.; Schlizio, H.: *Verwertung von Abfällen in Versatzbergwerken; Achte Duisburger Recyclingtage*, Agst, J. (Hrsg.); S.374-383, Moers 1998
- [WALLER 1996] Waller H., Scherer D., Scherer V.: *Die Gasturbine GT26 im kombinierten Gas-Dampfturbinenkraftwerk*, VGB Kraftwerkstechnik N°8; 1996
- [WEESE 1999] Weese, U.: *Anforderungen an moderne Holzfeuerungen*, in: 2. Stuttgarter Holzfeuerungs-Kolloquium am 21. September 1999, IVD-Bericht Nr. 43-1999, Stuttgart, September 1999
- [WIRLING 2000] Wirling, J, Schiffer, H-P, Merzbach, F, *Adsorptive Abgasreinigung bei der Mitverbrennung von Klärschlamm in einem braunkohlebefeuerten Industriekraftwerk*, aus: VGB Kraftwerkstechnik – Vereinigung der Großkraftwerksbetreiber, 2000, Band 80, S. 88 – 91
- [WOHLSEIN 1996] Wohlsein J., Götte C.: *Große Braunkohle-Dampferzeuger mit zirkulierender Wirbelschichtfeuerung*; VGB-Kraftwerkstechnik 76 (1996), Heft 6, S. 303-308
- [ZADLER 1998] Zadler, S.: *Hintergrunddossier – Die zweifelhaften Erfolge der Verwertung in Deutschland; Beispiel: Abfälle als Bergversatz*; Öko- Institut; URL: <http://www.oeko.de/deutsch/umwelt/dosberg.htm> Stand: 14.01.1998
- [ZEVENHOFEN 1995] Zevenhoven, R., Karlsson, M., Hupa, M.: *Laboratory scale characterisation of plastic-derived fuels* . 11th IFRF Members Conference. Advanced Combustion Technologies for Industry. 9. – 12.- May 1995. Noordwijkerhout, Niederlande.
- [ZHANGFA 2001] Zhangfa, Wu: *Air pollution control costs for coal-fired power stations*; IEA Coal Research 2001; ISBN 92-0929-366-7
- [ZIEROCK 1998] Zierock, K.-H.: *Erstellung von Merkblättern zu Besten Verfügbaren Techniken (BVT-Merkblätter) nach Art. 16 Abs. 2 der EG-IVU-Richtlinie*, Vortragsmanuskript, Berlin, 1998
- [ZILLESSEN 1995] Zillessen, C.: *Einsatz von Kraftwerksreststoffen als Baustoff im untertägigen Steinkohlenbergbau*; VGB Kraftwerkstechnik 75 Heft 4,
-

(1995), S. 394-397

- [ZOLLNER 1997] Zollner, A.; Häberle, K.-H.; Kölling, C.; Gulder, H.-J.; Schubert, A.; Dietrich, H.-P.; Remler, N.: *Holzaschenverwertung im Wald*; LWF-Bericht Nr. 14, Bayrische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft; in: <http://www.lwf.uni-muenchen.de> (Stand: 3.8.00) Bericht von 1997
- [ZÖLZER 2000] Zölzer K.: *Vor- und Nachteile von Wirbelschichtanlagen in verschiedenen Anwendungsgebieten*; VGB Kraftwerkstechnik Nr.1 (2000), S. 70-76
- [ZÖTTL 1997] Zöttl, J.: *Die EG-Richtlinie über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung*, in: *Natur und Recht*, Blackwell Wissenschafts-Verlag, 1997, S. 157-166, Berlin, 1997