

# **STAND DER TECHNIK BEI KALORISCHEN KRAFTWERKEN UND REFERENZANLAGEN IN ÖSTERREICH**

Siegmond BÖHMER  
Ilse SCHINDLER  
Ilona SZEDNYJ  
Brigitte WINTER

MONOGRAPHIEN  
Band 162  
M-162

Wien, 2003

**AutorInnen und Projekt Management**

Siegmond Böhmer  
Ilse Schindler  
Ilona Szednyj  
Brigitte Winter

**Übersetzung**

Brigitte Read

**Satz/Layout**

Manuela Kaitna

**Titelphoto/-bild**

Verbund-Wärmeleistungwerk Voitsberg (*Verbund, 1999*)

Das Umweltbundesamt möchte sich bei der Verbund-Austrian Thermal Power AG, bei der Energie AG, bei der Wienstrom GmbH, bei der Linz AG und bei den Salzburger Stadtwerken für die Bereitstellung von Daten und für die hervorragende Zusammenarbeit herzlich bedanken.

The Federal Environment Agency – Austria would like to thank Verbund-Austrian Thermal Power AG, Energie AG, Wienstrom GmbH, Linz AG and Salzburger Stadtwerke for their excellent co-operation and for the transmission of data.

Weitere Informationen zu Publikationen des Umweltbundesamtes finden Sie unter: <http://www.ubavie.gv.at>

**Impressum**

Medieninhaber und Herausgeber: Umweltbundesamt GmbH (Federal Environment Agency Ltd)  
Spittelauer Lände 5, A-1090 Wien (Vienna), Austria

Druck: Manz Crossmedia GmbH & Co KG, A-1051 Wien

© Umweltbundesamt GmbH, Wien, 2003  
Alle Rechte vorbehalten (all rights reserved)  
ISBN 3-85457-682-X

## INHALT

<b>ZUSAMMENFASSUNG</b> .....	13
<b>Überblick über in Österreich betriebene Großkraftwerke</b> .....	13
<b>Stand der Technik</b> .....	14
<b>Mitverbrennung in kalorischen Kraftwerken</b> .....	22
<b>SUMMARY</b> .....	29
<b>Survey of Large Combustion Plants Operated in Austria</b> .....	29
<b>State of the Art</b> .....	30
<b>Co-incineration in Calorific Power Plants</b> .....	38
<b>1 EINLEITUNG</b> .....	45
<b>1.1 Aufgabenstellung und Zielsetzung</b> .....	45
<b>1.2 Bezug zur IPPC-Richtlinie</b> .....	46
<b>2 GROSSFEUERUNGSANLAGEN IN ÖSTERREICH</b> .....	47
<b>2.1 Kraftwerkstypen</b> .....	47
<b>2.2 Kurzbeschreibung der Großkraftwerke</b> .....	48
2.2.1 Kalorische Kraftwerke .....	48
2.2.2 Wärmekraftwerke .....	49
<b>2.3 Standorte der Kraftwerke</b> .....	50
<b>2.4 Stoff- und Energieflüsse</b> .....	51
<b>2.5 Beschreibung ausgesuchter Kraftwerke</b> .....	52
2.5.1 Kohlekraftwerke .....	53
2.5.1.1 KW Voitsberg 3 .....	53
2.5.1.2 KW St. Andrä 2 .....	58
2.5.1.3 KW Zeltweg .....	62
2.5.1.4 KW Dürnrohr 1 .....	65
2.5.1.5 Kraftwerk Riedersbach 1 und 2 .....	68
2.5.1.6 Fernheizkraftwerk Mellach .....	73
2.5.2 Ölgefeuerte Kraftwerke .....	76
2.5.2.1 Fernheizkraftwerk Neudorf/Werndorf .....	76
2.5.2.2 Fernheizkraftwerk Linz Mitte .....	81
2.5.2.3 Kraftwerk Simmering III .....	84
2.5.2.4 Fernheizkraftwerk Salzburg Nord .....	87
<b>2.6 Brennstoff Kohle</b> .....	90
2.6.1 Allgemeine Parameter .....	90
2.6.2 Chlorid- und Fluoridgehalt .....	92
2.6.3 Schwermetalle .....	93
<b>2.7 Brennstoff Heizöl schwer</b> .....	93

<b>2.8</b>	<b>Feuerungstechnik</b> .....	94
2.8.1	Kohlefeuerung .....	94
2.8.2	Ölfeuerung.....	95
<b>3</b>	<b>TECHNOLOGIEN ZUR EMISSIONSMINDERUNG</b> .....	96
<b>3.1</b>	<b>Staubabscheidung</b> .....	96
3.1.1	Staubabscheidung in Kohlekraftwerken .....	96
3.1.2	Staubabscheidung in Ölkraftwerken .....	96
3.1.3	Filternde Abscheider .....	97
3.1.4	Elektrische Abscheider.....	98
3.1.4.1	Trockene Elektrofilter .....	98
3.1.4.2	Nasse Elektrofilter .....	98
3.1.5	Abscheidung durch Zweistoffdüsen-Wäscher .....	99
3.1.6	Staubabscheidung über Schlauchfilter am Beispiel des Kraftwerkes St. Andrä 2.....	99
3.1.7	Staubabscheidung über Elektrofilter am Beispiel des Kraftwerkes Dürnrohr 1 .....	99
3.1.8	Staubabscheidung der Kraftwerke im Überblick .....	100
<b>3.2</b>	<b>Rauchgasentschwefelung</b> .....	101
3.2.1	Nassverfahren .....	101
3.2.2	Trockenadditivverfahren (TAV).....	105
3.2.2.1	Zugabe des Additivs in den Feuerraum .....	105
3.2.2.2	Zugabe des Additivs in den Rauchgasstrom.....	105
3.2.3	Halbtrockene Verfahren .....	106
3.2.4	Vergleich verschiedener Entschwefelungstechnologien.....	108
3.2.5	Reduktion von Schwefeldioxid in ausgewählten Anlagen.....	109
3.2.5.1	Rauchgasentschwefelung KW St. Andrä 2 .....	109
3.2.5.2	Rauchgasentschwefelung KW Dürnrohr 1 .....	111
3.2.5.3	Rauchgasentschwefelung KW Voitsberg 3 .....	112
3.2.5.4	Rauchgasentschwefelung KW Zeltweg.....	113
3.2.6	Schwefelabscheidung der Kraftwerke im Überblick .....	115
<b>3.3</b>	<b>Stickoxidreduktion</b> .....	115
3.3.1	Primäre Maßnahmen .....	116
3.3.2	Sekundärmaßnahmen.....	119
3.3.3	Vergleich verschiedener Entstickungstechnologien .....	125
3.3.4	Reduktion von Stickoxiden in ausgewählten Kraftwerken.....	125
3.3.4.1	Stickoxidreduktion KW Voitsberg 3 .....	125
3.3.4.2	Stickoxidreduktion KW St. Andrä 2 .....	130
3.3.4.3	Stickoxidreduktion KW Dürnrohr 1 .....	131
3.3.4.4	Stickoxidreduktion KW Zeltweg.....	132
3.3.5	Rauchgasentstickung ausgewählter Kraftwerke im Überblick.....	133
<b>3.4</b>	<b>Wirkungsgrad</b> .....	135
3.4.1	Allgemein .....	135
3.4.2	Optimierung der Brennstoffauswahl und Brennstoffausnutzung.....	138
3.4.3	Einflüsse auf den Wirkungsgrad.....	139
3.4.4	Beispiele für gesetzte Maßnahmen bei Kraftwerken.....	140
3.4.5	Fernwärmeauskoppelung .....	141

<b>4</b>	<b>EMISSIONEN AUS GROSSFEUERUNGSANLAGEN</b>	143
<b>4.1</b>	<b>Emissionen in die Luft</b>	144
4.1.1	Gesetzliche Grundlagen	144
4.1.2	Emissionen von Staub, SO <sub>2</sub> und NO <sub>x</sub> ausgesuchter Kraftwerke	147
4.1.3	Emissionen weiterer Schadstoffe	149
4.1.3.1	N <sub>2</sub> O	149
4.1.3.2	NH <sub>3</sub>	149
4.1.3.3	Organische Halogenverbindungen	150
4.1.3.4	Anorganische Halogenverbindungen	150
4.1.3.5	Polyaromatische Kohlenwasserstoffe (PAK)	151
4.1.3.6	Schwermetalle	152
4.1.3.7	CO <sub>2</sub>	154
4.1.3.8	CO	155
<b>4.2</b>	<b>Emissionen ins Wasser</b>	155
4.2.1	Rechtliche Grundlagen für die Begrenzung der Emissionen ins Wasser	157
4.2.1.1	Verordnung über die allgemeine Begrenzung von Abwasseremissionen in Fließgewässer und öffentliche Kanalisationen BGBl. Nr. 186/1996	157
4.2.1.2	Verordnung über die Begrenzung von Abwasseremissionen aus der Reinigung von Verbrennungsgas BGBl. Nr. 886/1995	157
4.2.1.3	Verordnung über die Begrenzung von Abwasseremissionen aus der Wasseraufbereitung BGBl. Nr. 892/1995	158
4.2.1.4	Verordnung über die Begrenzung von Abwasseremissionen aus Kühlsystemen und Dampferzeugern BGBl. Nr. 1072/1994	159
4.2.2	Emissionen in das Wasser	160
4.2.2.1	Abwässer aus Kühlsystemen – Wärmeeintrag	160
4.2.2.2	Abwässer aus der Entaschung und Entschlackung	161
4.2.2.3	Abwässer aus der Speisewasserkonditionierung	161
4.2.2.4	Abwässer aus der Rauchgasreinigung	162
4.2.2.5	Abwässer aus der Konservierung	165
4.2.2.6	Abwässer aus der Beizung	165
4.2.2.7	Abwässer aus der verbrennungsgasseitigen Reinigung (Feuerraumwaschen, Luvowaschen)	165
<b>4.3</b>	<b>Feste Abfälle bzw. Rückstände</b>	165
4.3.1	Zusammensetzung der Abfälle bzw. Rückstände	166
4.3.1.1	REA-Gips	168
4.3.1.2	Flugasche	169
4.3.1.3	Grobasche	170
4.3.1.4	Filterkuchen	171
4.3.1.5	Sonstige Rückstände	172
4.3.2	Mengen, Verwertungs- und Entsorgungswege der Abfälle bzw. Rückstände	172
4.3.3	Beispiele für die Verwendung von Abfällen aus Kohlekraftwerken	177
4.3.3.1	Flugasche als Zusatzstoff in Beton	177
4.3.3.2	Flugasche in Zement	177
4.3.3.3	Flugasche als zementstabilisierte Aschemischung zur Verfüllung von Hohlräumen	178
4.3.3.4	Asche als Versatzstoff im Bergbau	178
4.3.3.5	REA-Gips in der Baustoffindustrie	178
4.3.3.6	Sprühabsorptionsprodukt als Deponiebasisabdichtung	180
4.3.3.7	Grobasche aus der Kohlefeuerung	180
4.3.3.8	Flugasche aus der Ölfеuerung	180
<b>4.4</b>	<b>Betriebliche Abfallwirtschaft</b>	181
<b>4.5</b>	<b>Lärmemissionen</b>	181
<b>4.6</b>	<b>Umweltüberwachungssysteme am Beispiel ausgesuchter Kraftwerke</b>	182
<b>4.7</b>	<b>Störfallvorsorge</b>	183

<b>5</b>	<b>ÖKONOMISCHE BETRACHTUNG VON UMWELTSCHUTZMASSNAHMEN BEI KOHLEKRAFTWERKEN</b> .....	184
<b>5.1</b>	<b>Allgemeine Aspekte</b> .....	184
<b>5.2</b>	<b>Betriebskosten bei ausgewählten Kraftwerken</b> .....	186
5.2.1	Staubabscheidung .....	186
5.2.2	SO <sub>2</sub> -Abscheidung: Kalkadditivverfahren .....	186
5.2.3	SO <sub>2</sub> -Abscheidung: Sprühabsorptionsverfahren .....	186
5.2.4	SO <sub>2</sub> -Abscheidung: Nasse Rauchgasentschwefelung .....	187
5.2.5	NO <sub>x</sub> -Minderung: Feuerungstechnische Primärmaßnahmen .....	188
5.2.6	NO <sub>x</sub> -Minderung: Selektive katalytische Reduktion.....	188
5.2.7	NO <sub>x</sub> -Minderung: Selektive nicht katalytische Reduktion .....	189
5.2.8	Abwasserreinigungsanlage.....	189
<b>5.3</b>	<b>Investitionskosten bei ausgewählten Kraftwerken</b> .....	190
<b>6</b>	<b>MITVERBRENNUNG VON BIOMASSE UND ABFÄLLEN</b> .....	191
<b>6.1</b>	<b>Gesetzliche Grundlagen</b> .....	192
6.1.1	Luftreinhaltesgesetz bzw. Luftreinhalteverordnung für Kesselanlagen.....	192
6.1.2	Verordnungen über die Verbrennung gefährlicher Abfälle .....	193
6.1.3	EU-Richtlinie über die Verbrennung von Abfällen.....	193
6.1.4	Abfallverbrennungsverordnung (BGBl. II Nr. 389/2002).....	195
6.1.5	Definition von Mitverbrennungsanlagen .....	197
6.1.5.1	Mischungsregel .....	197
6.1.6	Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (ELWOG; BGBl. I Nr. 143/1998 idF BGBl. I Nr. 100/2000).....	198
<b>6.2</b>	<b>In österreichischen Kraftwerken eingesetzte Abfälle und Biomasse</b> .....	199
<b>6.3</b>	<b>Mitverbrennung von Biomasse in Kohlekraftwerken</b> .....	200
6.3.1	Biomasserost KW St. Andrä 2 .....	201
6.3.2	Biomassevergasung KW Zeltweg .....	202
<b>6.4</b>	<b>Mitverbrennung von Klärschlämmen in kohlebefeuernden Kraftwerken</b> .....	206
6.4.1	Allgemeine Betrachtungen.....	206
6.4.2	Logistik.....	207
6.4.3	Lagerung.....	208
6.4.4	Klärschlammaufbereitung .....	208
6.4.5	Prozessführung .....	209
6.4.6	Zusammensetzung und Masse der Abfälle bzw. Rückstände .....	211
<b>6.5</b>	<b>Versuche zur Mitverbrennung im Kraftwerk St. Andrä</b> .....	213
6.5.1	Mitverbrennung von Klärschlamm .....	213
6.5.2	Mitverbrennung von Abfällen.....	216
<b>6.6</b>	<b>Mitverbrennung von Tiermehl und Tierfett</b> .....	221
<b>6.7</b>	<b>Auswirkungen der Mitverbrennung</b> .....	222
6.7.1	Korrosionsrisiko bei der Mitverbrennung von Abfällen und Biomasse .....	223
6.7.2	Schadstoffemissionen bei der Mitverbrennung von Abfällen und Biomasse.....	226

<b>7</b>	<b>STAND DER TECHNIK</b> .....	228
<b>7.1</b>	<b>Auswahl des Standortes</b> .....	228
<b>7.2</b>	<b>Auswahl des Brennstoffes</b> .....	228
7.2.1	Kohle.....	228
7.2.2	Heizöl.....	228
7.2.3	Gas.....	229
<b>7.3</b>	<b>Effiziente Nutzung der Energie</b> .....	229
<b>7.4</b>	<b>Emissionen in die Luft</b> .....	229
7.4.1	Monitoring.....	229
7.4.2	Emissionen von Luftschadstoffen.....	230
7.4.2.1	Staub.....	230
7.4.2.2	SO <sub>2</sub> , HCl und HF.....	231
7.4.2.3	NO <sub>x</sub> .....	232
7.4.2.4	NH <sub>3</sub> .....	233
7.4.2.5	CO.....	233
7.4.2.6	CO <sub>2</sub> .....	233
7.4.2.7	Schwermetalle.....	233
<b>7.5</b>	<b>Emissionen in das Wasser</b> .....	234
7.5.1	Kühlwasser.....	234
7.5.2	Speisewasseraufbereitung.....	235
7.5.3	Speisewasserkonditionierung.....	235
7.5.4	Abwasser aus der Rauchgasreinigung.....	235
<b>7.6</b>	<b>Lärm</b> .....	236
<b>7.7</b>	<b>Abfälle bzw. Rückstände</b> .....	236
<b>8</b>	<b>GLOSSAR</b> .....	237
<b>9</b>	<b>ABKÜRZUNGEN</b> .....	239
<b>10</b>	<b>REFERENZEN- UND LITERATURANGABEN</b> .....	241
	<b>ANHANG: Grenzwerte für Emissionen in die Hydrosphäre</b> .....	246

## Abbildungsverzeichnis

Abb. 1:	Großfeuerungsanlagen in Österreich mit einer thermischen Leistung > 50 MW .....	50
Abb. 2:	Energie- und Massenströme eines kalorischen Kraftwerkes .....	51
Abb. 3:	Kraftwerk Voitsberg 3 .....	54
Abb. 4:	Kraftwerk St. Andrä 2 .....	58
Abb. 5:	Prinzip der Kalksteinwäsche .....	102
Abb. 6:	Entwicklung der Entschwefelung KW St. Andrä 2 [SCHRÖFELBAUER et al., 1996].....	109
Abb. 7:	Sprühabsorptionsverfahren KW Dürnrrohr 1.....	111
Abb. 8:	Häufigkeitsverteilung der SO <sub>2</sub> -Emissionskonzentrationen [VERBUNDKRAFT & EVN, 1996] .....	112
Abb. 9:	Rauchgasentschwefelung – Trockenadditivverfahren [VERBUNDGESELLSCHAFT, 2001] .....	112
Abb. 10:	Rauchgasentschwefelung – Naßentschwefelung [VERBUNDGESELLSCHAFT, 2001] .....	113
Abb. 11:	Rauchgasentschwefelung KW Zeltweg [VERBUNDGESELLSCHAFT, 2001] .....	114
Abb. 12:	Temperaturabhängigkeit der NO <sub>x</sub> -Bildung.....	116
Abb. 13:	Rauchgasrezirkulation [VERBUNDGESELLSCHAFT, 1996].....	118
Abb. 14:	Unverbranntes und NO <sub>x</sub> -Emission in Abhängigkeit von der Luftzahl am Brenner [ALBRECHT, 1992] .....	119
Abb. 15:	Ausnutzung des Ammoniak [ZELLINGER & GRUBER].....	120
Abb. 16:	Schema des SCR-Verfahrens [VERBUNDGESELLSCHAFT, 1996] .....	121
Abb. 17:	Anordnung der Oberluft KW Voitsberg 3 [VERBUNDGESELLSCHAFT, 1996] .....	126
Abb. 18:	Ammoniakwasserversorgung der SCR-Anlage Voitsberg 3 [SCHÖNGRUNDNER et al.].....	129
Abb. 19:	Brenneranordnung im Kessel St. Andrä 2 [VERBUNDGESELLSCHAFT, 1996].....	130
Abb. 20:	Kombinierte Luftstufung [VERBUNDGESELLSCHAFT, 1997] .....	131
Abb. 21:	Häufigkeitsverteilung der NO <sub>x</sub> -Emissionskonzentrationen [VERBUNDKRAFT & EVN, 1996] .....	132
Abb. 22:	Energieumwandlung im Wärmekraftwerk [VERBUNDGESELLSCHAFT, 1997].....	136
Abb. 23:	Wasserkreislauf des Kraftwerkes Voitsberg 3 [UMWELTERKLÄRUNG, 2000] .....	156
Abb. 24:	Verwendung von Flugasche in der Europäischen Union, 1997 .....	176
Abb. 25:	Biomasserost St. Andrä 2 [VERBUNDGESELLSCHAFT, 1999b] .....	202
Abb. 26:	Biomassevergaser KW Zeltweg [VERBUNDGESELLSCHAFT, 1999b].....	203

## Tabellenverzeichnis

Tab. 1:	Kalorische Kraftwerke in Österreich mit einer Brennstoffwärmeleistung > 50 MW. ....	48
Tab. 2:	Fernheizkraftwerke in Österreich mit einer thermischen Leistung > 50 MW .....	49
Tab. 3:	Kenndaten KW Voitsberg 3 [VERBUNDGESELLSCHAFT, 2001].....	55
Tab. 4:	Kenndaten KW St. Andrä 2 [VERBUNDGESELLSCHAFT, 2001].....	59
Tab. 5:	Kenndaten KW Zeltweg [VERBUNDGESELLSCHAFT, 2001] .....	62

Tab. 6:	Kenndaten KW Dürnrrohr 1 [VERBUNDGESELLSCHAFT, 2001].....	65
Tab. 7:	Kenndaten der Kraftwerke Riedersbach 1 und 2 [PFEFFER, 2001].....	68
Tab. 8:	Kenndaten des FHKW Mellach [GAISBERGER, 2001].....	73
Tab. 9:	Kenndaten des Kraftwerk Neudorf/Werndorf [KAISER, 2001].....	76
Tab. 10:	Kenndaten des FHKW Linz Mitte [WÖSS, 2001].....	81
Tab. 11:	Kenndaten des Kraftwerk Simmering 3 [MEIER, 2001].....	84
Tab. 12:	Kenndaten des HKW Nord [ROIDER, 2001].....	87
Tab. 13:	Braunkohle KW Voitsberg 3 [DRAUKRAFT, 1996c; UMWELTERKLÄRUNG 2000].....	90
Tab. 14:	Heizölverbrauch KW Voitsberg 3 [DRAUKRAFT, 1996c; UMWELTERKLÄRUNG 2000].....	90
Tab. 15:	Spezifikation der Kohle KW Dürnrrohr [VERBUNDGESELLSCHAFT, 2001].....	91
Tab. 16:	Spezifikation der Kohle KW St. Andrä 2 [VERBUNDGESELLSCHAFT, 2001].....	91
Tab. 17:	Kenndaten der eingesetzten Kohlen [PFEFFER, 2001].....	92
Tab. 18:	Kenndaten der im FHKW Mellach eingesetzten Steinkohle [GAISBERGER, 2001].....	92
Tab. 19:	Chlorid- und Fluoridgehalt der verfeuerten Kohlen [Angaben der Betreiber].....	92
Tab. 20:	Schwermetallgehalte von Braunkohle und Steinkohle wasserfrei [MAIER, 1989; SCHÖNGRUNDNER, 2000; PFEFFER, 2001; GAISBERGER, 2001; in mg/kg TS].....	93
Tab. 21:	Stichprobe von Heizöl schwer für das FHKW Neudorf/Werndorf [KAISER, 2002].....	94
Tab. 22:	Aschegehalt verschiedener Kohlen (Betreiberangaben).....	96
Tab. 23:	Staubabscheidung bei ausgewählten Kraftwerken (Angaben der Kraftwerksbetreiber).....	100
Tab. 24:	Schwefelgehalte verschiedener Brennstoffe (Angaben der Kraftwerksbetreiber).....	101
Tab. 25:	Vergleich von Entschwefelungsverfahren [HOLSCHUMACHER & RENTZ, 1995].....	108
Tab. 26:	Schwefelabscheidung bei ausgewählten Kraftwerken (Angaben der Kraftwerksbetreiber).....	115
Tab. 27:	Feuerungstechnische Maßnahmen zur Reduktion von NO <sub>x</sub> .....	117
Tab. 28:	Vergleich von Entstickungsverfahren [HOLSCHUMACHER & RENTZ, 1995].....	125
Tab. 29:	Auslegungs- Garantiedaten der SCR-Anlage Voitsberg 3 [SCHÖNGRUNDNER et al.].....	128
Tab. 30:	Rauchgasentstickung bei ausgewählten Kraftwerken.....	133
Tab. 31:	Wirkungsgrade in % (Angaben der Kraftwerksbetreiber).....	137
Tab. 32:	Auswirkungen des Luftüberschusses [VGB-KRAFTWERKSTECHNIK, 1995].....	138
Tab. 33:	Richtwerte für das Luftverhältnis und den Luftüberschuss.....	138
Tab. 34:	Maßnahmen zur Steigerung der Effizienz in Kraftwerken [VERBUNDGESELLSCHAFT, 1997].....	140
Tab. 35:	Gesamtbilanz KW Voitsberg 3 [UMWELTERKLÄRUNG 2000].....	143
Tab. 36:	Gesamtbilanz KW Simmering III [MEIER, 2001].....	144
Tab. 37:	Bestehende Grenzwerte für Emissionen aus Großfeuerungsanlagen > 50 MW.....	146
Tab. 38:	Emissionskennzahlen ausgewählter Kraftwerke für Staub (bezogen auf 3 % oder 6 % O <sub>2</sub> ; Angaben der Betreiber).....	147
Tab. 39:	Emissionskennzahlen ausgewählter Kraftwerke für SO <sub>2</sub> (bezogen auf 3 % oder 6 % O <sub>2</sub> ; Angaben der Betreiber).....	147
Tab. 40:	Emissionskennzahlen ausgewählter Kraftwerke für NO <sub>x</sub> (bezogen auf 3 % oder 6 % O <sub>2</sub> ; Angaben der Betreiber).....	148

Tab. 41: Emissionsdaten KW St. Andrä (Angaben des Betreibers, Oktober 1997 bis März 2000) ....	148
Tab. 42: NH <sub>3</sub> -Emissionen ausgewählter Kraftwerke (Angaben der Betreiber).....	149
Tab. 43: HCl und HF Emissionen des Kraftwerk Riedersbach [PFEFFER, 2001] .....	150
Tab. 44: HCl Emissionen ausgewählter Kraftwerke 1999 (Angaben der Kraftwerksbetreiber).....	151
Tab. 45: HF Emissionen ausgewählter Kraftwerke 1999 (Angaben der Kraftwerksbetreiber).....	151
Tab. 46: Schwermetallbilanzierung im Kraftwerk Voitsberg vor der REA [MAIER et al., 1989] .....	153
Tab. 47: Bilanzierung der Schwermetalle über das gesamte Kraftwerk Voitsberg [MAIER, 1989].....	153
Tab. 48: Schwermetallfrachten 1999.....	154
Tab. 49: Spezifische CO <sub>2</sub> -Emissionen ausgewählter Kraftwerke (Angaben der Betreiber) .....	154
Tab. 50: CO-Emissionen ausgewählter Kraftwerke (Angaben der Betreiber).....	155
Tab. 51: Kühlwasserkenndaten einzelner Kraftwerke [VERBUNDGESELLSCHAFT, 1998] .....	160
Tab. 52: Emissionen ins Wasser aus der Wasseraufbereitung [Angaben der Kraftwerksbetreiber] .....	162
Tab. 53: Emissionen ins Wasser aus der Rauchgasreinigung von kalorischen Kraftwerken [Angaben der Kraftwerksbetreiber] .....	163
Tab. 54: Abwasser aus ARA 1 FHKW Neudorf/Werndorf Jän–Dez 2000 [KAISER, 2002] .....	164
Tab. 55: Abfallarten .....	166
Tab. 56: Chemische Zusammensetzung von Grob- und Flugasche und Rückstand aus der Entschwefelung in % TS [VERBUNDGESELLSCHAFT, 1995] .....	167
Tab. 57: Schwermetall- und Schadstoffgehalte im Gips aus der Entschwefelung (Angaben der Kraftwerksbetreiber) .....	168
Tab. 58: Schwermetall- und Schadstoffgehalte in der Flugasche (Angaben der Kraftwerksbetreiber).....	169
Tab. 59: Schwermetall- und Schadstoffgehalte in der Grobasche (Angaben der Kraftwerksbetreiber) .....	170
Tab. 60: Schwermetall- und Schadstoffgehalte im Filterkuchen aus der Abwasserreinigung (Angaben der Kraftwerksbetreiber) .....	171
Tab. 61: Zusammensetzung des Pressfilterkuchens des Kraftwerkes Neudorf/Werndorf (Wassergehalt: 54 %) [KAISER, 2001] .....	172
Tab. 62: Aufkommen und Verwertungs- und Entsorgungswege von festen Abfällen bei ausgesuchten Kraftwerken (Angaben der Betreiber) .....	173
Tab. 63: Jährliche Schwankungen der produzierten Abfälle bei den Kohlekraftwerken des Verbund [VERBUNDGESELLSCHAFT, 1995 und VERBUNDGSESELLSCHAFT, 1998].....	174
Tab. 64: Spezifische Abfallmengen einiger Kraftwerke [VERBUNDGESELLSCHAFT, 1995].....	174
Tab. 65: Verwendungsmöglichkeiten für Kraftwerksabfälle .....	175
Tab. 66: Verwendung von Flugaschen in der Europäischen Union, 1997 .....	176
Tab. 67: Kontrollanalysen des REA-Gipses der Kraftwerke Mellach und Neudorf/Werndorf [KAISER, 2002; ORTNER, 2002] .....	179
Tab. 68: Abfallanfall der Verbund-Kraftwerke in kg/a nach ÖNORM S 2100 [VERBUNDGESELLSCHAFT, 1998].....	181
Tab. 69: Abhängigkeit der Investitionen von der thermischen Leistung [HOLSCHUMACHER & RENTZ, 1995].....	185
Tab. 70: Investitionsanteile einzelner Komponenten an der Gesamtinvestition in % [HOLSCHUMACHER & RENTZ, 1995].....	185

---

Tab. 71: Investitionen und Betriebskosten von Emissionsminderungstechniken [HOLSCHUMACHER & RENTZ, 1995].....	185
Tab. 72: Spezifische Investitionen für Feuerungstechnische NOx-Emissionsminderungsmaßnahmen [GRUBER, 1991].....	188
Tab. 73: Investitionskosten für Rauchgasreinigungstechnologien (Angaben der Betreiber).....	190
Tab. 74: Grenzwerte für Dampfkesselanlagen zur Müllverbrennung und für die Verbrennung von Holzbrennstoffen, bezogen auf 11 % bzw. 13 % Sauerstoff im Verbrennungsabgas (gemäß LRV-K).....	192
Tab. 75: Grenzwerte für die Verbrennung gefährlicher Abfälle (als HMW unter Standardbedingungen, bezogen auf 11 % O <sub>2</sub> ).....	193
Tab. 76: Grenzwerte für Luftschadstoffe bei der Mitverbrennung von Abfällen in Kraftwerken gemäß Richtlinie 2000/76/EG.....	194
Tab. 77: Grenzwerte für Emissionen ins Wasser bei der Mitverbrennung von Abfällen in Kraftwerken gemäß Richtlinie 2000/76/EG.....	194
Tab. 78: Emissionsgrenzwerte der Abfallverbrennungsverordnung (BGBl. II Nr. 389/2002).....	196
Tab. 79: Gegenüberstellung von Mitverbrennung und Alleinverbrennung.....	198
Tab. 80: Kennzahlen der Abfälle und der Biomasse für die Biomassevergasung KW Zeltweg [VERBUNDGESELLSCHAFT, 1999b].....	204
Tab. 81: Analyseergebnisse mitverbrannter Abfälle und Biomasse – wasserfrei (jeweils Mittelwert aus zwei Proben) [VERBUNDGESELLSCHAFT, 1999b].....	204
Tab. 82: Konzentrationen von Nebenbestandteilen und Schwermetallen in Rinde [VERBUNDGESELLSCHAFT, 1999b].....	205
Tab. 83: Kennzahlen: KW Zeltweg inkl. Biomassevergasung [VERBUNDGESELLSCHAFT, 1999b].....	206
Tab. 84: Vergleich: Kohle – Klärschlamm.....	210
Tab. 85: Vergleich von Braunkohle- und Klärschlammaschen [BORN, 1999].....	212
Tab. 86: Eingesetzte Brennstoff-, Klärschlamm- und Abfallmengen im KW St. Andrä [VERBUNDGESELLSCHAFT, 2001 B].....	213
Tab. 87: Vergleich der im KW St. Andrä eingesetzten Klärschlämme mit Braun- und Steinkohle [VERBUNDGESELLSCHAFT, 2001 B].....	214
Tab. 88: Gesamt- und Eluatgehalte von Grobasche und dem Gemisch aus Flugasche und Feststoff aus der Entschwefelung [VERBUNDGESELLSCHAFT, 2001 B].....	215
Tab. 89: Eingesetzte Brennstoffe und Abfälle im Kraftwerk St. Andrä (Bezugszeitraum: 24.03.2000–31.03.2001) [VERBUNDGESELLSCHAFT, 2001 B].....	216
Tab. 90: Zusammensetzung von Brennstoffen und Abfällen [VERBUNDGESELLSCHAFT, 2001 B].....	218
Tab. 91: Emissionsmessungen bei der Mitverbrennung von Abfällen im Kraftwerk St. Andrä [VERBUNDGESELLSCHAFT, 2001 B].....	220
Tab. 92: Korrosionskennzahlen der im Kraftwerk St. Andrä eingesetzten Abfälle und Brennstoffe [VERBUND, 2001 B].....	225
Tab. 93: Transferkoeffizienten für verschiedene Elemente anhand eines vereinfachten Ansatzes für qualitative Erstab-schätzungen [VERBUND, 2001].....	226



## ZUSAMMENFASSUNG

Ziel der Studie ist es, den Stand der Technik für kalorische Großkraftwerke im Hinblick auf die Richtlinie zur integrierten Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (Integrated Pollution Prevention and Control – IPPC-Richtlinie 96/61/EG) zu ermitteln.

Aus der Gesamtheit der in Österreich betriebenen Kraftwerke und Fernheizkraftwerke mit einer Brennstoffwärmeleistung > 50 MW wurden 10 Standorte, an denen einer oder mehrere Kraftwerksblöcke betrieben werden, ausgesucht und detailliert beschrieben. Aufgrund der vergleichsweise höheren Emissionen wurden nur kohle- oder ölgefeuerte Kraftwerke für die Studie berücksichtigt. Grosse Feuerungsanlagen der Industrie, in welchen zum Teil Sonderbrennstoffe eingesetzt werden (z. B. Feuerungsanlagen der Raffinerie oder der Zellstoff- und Papierindustrie), sowie Müll- und Abfallverbrennungsanlagen werden in der Studie nicht behandelt.

Die Beschreibung der Kraftwerksanlagen umfasst den gesamten Betrieb, d. h. die Art und Zusammensetzung der verwendeten Brennstoffe, deren Aufbereitung und Einbringung in den Kessel, die Feuerungstechnologie, die eingesetzten Maßnahmen zur Emissionsminderung und die Behandlung der bei der Verbrennung anfallenden Abfälle bzw. Rückstände. Auf Möglichkeiten der Effizienzsteigerung und auf ökonomische Aspekte wird in eigenen Kapiteln eingegangen. Die gesetzlichen Rahmenbedingungen werden in den jeweiligen Kapiteln kurz erläutert.

Ein aktuelles Thema ist die Mitverbrennung von Biomasse und Abfällen in Kraftwerken. Es werden die in österreichischen Kraftwerken durchgeführten Versuche zur Mitverbrennung zusammengefasst und es wird versucht, die Auswirkungen der Mitverbrennung auf den Kraftwerksbetrieb, auf die Emissionen in Luft und Wasser und auf die Qualität der dabei anfallenden Abfälle bzw. Rückstände darzustellen.

In einem abschließenden Kapitel wird der Stand der Technik unter Einbeziehung oben genannter Schwerpunkte zusammengefasst.

## Überblick über in Österreich betriebene Großkraftwerke

In Österreich werden an 36 Standorten kalorische Großfeuerungsanlagen als Kraft- und Fernheizwerke mit einer Brennstoffwärmeleistung über 50 MW betrieben, wobei an 19 Standorten die Auskoppelung thermischer Energie im Vordergrund steht.

Die Leistung der einzelnen Blöcke liegt im Bereich von 50 bis 1.006 MW thermisch, die meisten Kraftwerke (vor allem Kohlekraftwerke) werden zur Abdeckung von Bedarfsspitzen eingesetzt und haben dementsprechend jährliche Betriebszeiten von ungefähr 1.000 bis 5.000 Stunden.

Das modernste Kohlekraftwerk Österreichs wurde 1987 in Dürnrohr in Betrieb genommen. In diesem Kraftwerk wird zu einem erheblichen Teil auch Erdgas verfeuert. Bei allen anderen mit festen Brennstoffen betriebenen Kraftwerken wurden seit dem Bau umfangreiche Sanierungsmaßnahmen gesetzt. Dementsprechend verfügen alle Kohlekraftwerke über Technologien zur Staub- und Schwefelabscheidung und zumindest über primäre Technologien zur NO<sub>x</sub>-Minderung. Vier Kraftwerksblöcke (von insgesamt 12 mit Kohle befeuerten) sind mit SCR und ebenso viele mit SNCR ausgestattet.

In jüngster Zeit errichtete kalorische Kraftwerke werden auf der Basis flüssiger oder gasförmiger Brennstoffe betrieben.

## Stand der Technik

### Auswahl des Standortes

Durch geeignete Auswahl des Standortes kann einerseits der Aufwand für die Infrastruktur minimiert werden, andererseits kann dadurch die Abwärme einer Großfeuerungsanlage optimal genutzt werden.

Bei der Standortauswahl sind u. a. folgende Faktoren zu berücksichtigen:

- Geographische Nähe zum eingesetzten Energieträger (z. B. in Nachbarschaft zum Kohleabbau) oder gute Verkehrsanbindung (z. B. in der Nähe von Pipelines; Bahnanbindung).
- Gesicherte Nutzung des aus dem Turbinenprozess ausgekoppelten Heißdampfes und/oder der Restwärme der Rauchgase (Absatz von Fernwärme, Nutzung als Prozessdampf).
- Minimierung der Wärmeabfuhr über Fließgewässer mit hohem Wasserdurchsatz.
- Meteorologische Situation und Vorbelastung des Standortes.
- Einbindung in das elektrische Netz.

### Auswahl des Brennstoffes

Die Auswahl der Brennstoffe bestimmt den Brennstoffnutzungsgrad und die erforderliche Abscheideleistung der Rauchgas- und Abwasserreinigungsanlagen.

#### **Kohle**

Stand der Technik ist der Einsatz von hochwertigen Kohlen, welche u. a. folgenden Anforderungen entsprechen sollen:

- Hoher Heizwert
- Geringer Wassergehalt
- Geringer Schwefelgehalt zur Entlastung der REA.
- Geringer Aschegehalt (Schwermetallgehalt).
- Geringer Gehalt an Chlorid und Fluorid.

Stand der Technik ist die weitestgehende Zerkleinerung und Homogenisierung der Kohle.

#### **Heizöl**

Die Verfeuerung von Heizölen mit relativ niedrigem S-Gehalt (1 % S) führt zu einer Reduktion der Rohgaskonzentration und damit zu einer Entlastung der Rauchgasentschwefelungsanlage, bzw. zu einer Volumensreduktion der Rückstände.

Zur Verhinderung der Verkokung der Brennerdüsen und von Ablagerungen im Brennerraum sollten der Gehalt von Asphalteneen, der Gehalt an Sedimenten, der Aschegehalt und im speziellen die Konzentration von V, Ni und Hg niedrig sein.

#### **Gas**

Reine Gaskraftwerke werden in dieser Studie nicht beschrieben. Bei vielen österreichischen Öl- und Kohlekraftwerken wird allerdings Gas zugefeuert.

## Effiziente Nutzung der Energie

Folgende Maßnahmen sind Stand der Technik:

- Verbrennung: Minimierung der Wärmeverluste durch unverbrannte Gase ( $H_2$ , CO) und durch unverbrannte Bestandteile in den Rückständen (Glühverlust) bei gleichzeitiger Verhinderung der Kondensation der Abgase an den Heizungsflächen (Korrosion).
- Möglichst hohe Drücke und Temperaturen des Arbeitsmediums Dampf. Mehrfache Zwischenüberhitzung des Dampfes zur Erhöhung des elektischen Nettowirkungsgrades.
- Möglichst hohes Druckgefälle im Niederdruckteil der Dampfturbine durch möglichst niedrige Temperatur des Kühlwassers (Frischwasserkühlung).
- Minimierung der Wärmeverluste über das Abgas (Nutzung der Restwärme als Fernwärme).
- Minimierung der Wärmeverluste über die Schlacke.
- Minimierung der Wärmeverluste durch Ableitung und Strahlung durch Isolierung.
- Minimierung des Eigenbedarfes durch geeignete Maßnahmen (z. B. Beizen des Verdampfers, höherer Wirkungsgrad der Speisewasserpumpe, dampfbetriebene Speisewasserpumpen,...).
- Vorwärmung des Kesselspeisewassers mit Dampf.
- Fernwärmeauskoppelung.
- Optimierte Schaufelgeometrie der Turbinen.

Durch eine geeignete Kombination dieser Maßnahmen kann ein Kesselwirkungsgrad von 90–94 % erreicht werden. Die Brennstoffnutzung kann durch die (nachträgliche) Auskoppelung von Fernwärme erheblich gesteigert werden.

Mittels Kraft-Wärme-Kopplung können Brennstoffnutzungsgrade zwischen 80 und 87 % erzielt werden.

## Emissionen in die Luft

### Monitoring

Die kontinuierliche Messung folgender Emissionen bzw. Betriebsparameter im Rauchgas von Großfeuerungsanlagen ist Stand der Technik: Sauerstoffgehalt, Geschwindigkeit, Wassergehalt, Druck, Temperatur, Volumen, Staub,  $SO_2$ ,  $NO_x$ ,  $CO_2$ , und CO.

Die Emissionen der Schadstoffe HCl, HF,  $N_2O$ ,  $NH_3$  und TOC können ebenfalls kontinuierlich gemessen werden.

Kontinuierlich gemessene Emissionen werden als Halbstundenmittelwerte angegeben.

Diskontinuierlich gemessene Emissionen werden unter Angabe des Messzeitraumes als Konzentration angegeben.

Um einen optimalen Betrieb des Kessels und der Rauchgasreinigungseinrichtungen zu gewährleisten, sind zusätzliche Messungen ausgewählter Betriebsparameter und Schadstoffkonzentrationen an verschiedenen Stellen der Rauchgaskanäle notwendig.

Die Emissionen werden üblicherweise folgendermaßen angegeben:

- Als Massenkonzentration der luftverunreinigenden Stoffe in den Einheiten Milligramm je Kubikmeter ( $mg/m^3$ ) oder Nanogramm je Kubikmeter ( $ng/m^3$ ), bezogen auf das Abgasvolumen im Normzustand (273 K, 1013 hPa) nach Abzug des Feuchtegehaltes an Wasserdampf sowie auf einen bestimmten Sauerstoffgehalt (z. B.: 3, 6 bzw. 11 %  $O_2$ ).

- Als Massenströme der luftverunreinigenden Stoffe in den Einheiten Kilogramm je Stunde (kg/h), Gramm je Stunde (g/h) oder Milligramm je Stunde (mg/h).
- Als Massenverhältnis der Massenströme der emittierten Stoffe zu der Masse des eingesetzten Brennstoffes (Emissionsfaktor) in den Einheiten Kilogramm je Tonne (kg/t), Gramm je Tonne (g/t) oder Milligramm je Tonne (mg/t).

Die Errichtung von Immissionsmessstationen zur automatischen Erfassung der Konzentrationen für SO<sub>2</sub>, Staub, Ozon, Stickoxide, der Betriebswerte des Kraftwerkes (Emission und Leistung) sowie von meteorologischen Werten ist z. B.: in den österreichischen Kraftwerken Dürnrohr, Neudorf/Werndorf oder Mellach realisiert. Falls sich die Gehalte an Schadstoffen in der Luft den behördlich festgelegten Immissionsgrenzwerten nähern, müssen innerhalb des Kraftwerkes geeignete Maßnahmen (Leistungsrücknahme, Umstellung der Feuerung auf Gas, u. a.) gesetzt werden.

### **Emissionen von Luftschadstoffen**

Die Emissionen in die Luft werden in der Folge als Halbstundenmittelwerte (HMW) unter Standardbedingungen (0°C, 1013 mbar, trocken) angegeben. Die Werte sind für feste Brennstoffe auf 6 % und für flüssige Brennstoffe auf 3 % Volumenkonzentration Sauerstoff im Rauchgas bezogen und beziehen sich auf den Volllastbetrieb.

### **Staub**

Stand der Technik zur Reduktion der Staubemissionen ist der Einsatz von Elektrofiltern oder Schlauchfiltern. Diese sind unabhängig vom Rauchgasvolumenstrom und vom Brennstoff bei neuen und bei alten Anlagen anwendbar.

Eine Abscheidung von Staub und schwerflüchtigen Schwermetallen erfolgt auch in der nassen Wäsche zur Rauchgasentschwefelung. Hier können zusätzlich zu den Filteranlagen bis zu 90 % des Reststaubgehaltes ausgewaschen werden

Unabhängig vom Brennstoff können Staubemissionen < 5 mg/Nm<sup>3</sup> (bei 3 bzw 6 % O<sub>2</sub>) als Halbstundenmittelwert eingehalten werden. Dies entspricht einer Abscheideleistung von > 99,8 %.

Referenzanlagen:

- *KW Riedersbach 1 und 2*: Kombination aus Elektrofilter und nasser Entschwefelung
- *KW Mellach*: Kombination aus Schlauchfilter und nasser Entschwefelung
- *HKW Salzburg Nord*: Kombination aus Schlauchfilter und Sprühabsorptionsverfahren.

Bei ölgefeuerten Kraftwerken können mittels nassem Elektrofilter Staub und Aerosole (SO<sub>3</sub>) aus dem Rauchgas abgeschieden werden. Stand der Technik zur Abtrennung der Aerosole aus dem Rauchgas ölgefeuerter Kraftwerke sind nasse Elektrofilter. Damit kann die SO<sub>3</sub> Konzentration im Reingas unter 5 mg/Nm<sup>3</sup> (bei 3 % O<sub>2</sub>, HMW) gesenkt werden, wodurch das Auftreten des sogenannten „Blauen Rauches“ vermieden wird. Der Reststaub wird gemeinsam mit SO<sub>2</sub> durch die Nasswäsche abgeschieden (Referenzanlage: FHKW Neudorf/Werndorf 1 und 2).

### **SO<sub>2</sub>, HCl und HF**

Stand der Technik zur Minderung der **HCl und HF** Emissionen ist der Einsatz von chlorid- und fluoridarmen Kohlen und die Installation von Einrichtungen zur effektiven Abscheidung von Staub und SO<sub>x</sub>. Damit können bei Steinkohlekraftwerken HCl und HF Emissionen von jeweils unter 3 mg/Nm<sup>3</sup> eingehalten werden (Referenzanlagen: KW St. Andrä, KW Riedersbach).

Bei Braunkohle mit hohem Fluoridgehalt können für HF Werte < 10 mg/Nm<sup>3</sup> erreicht werden.

Stand der Technik für die **Rauchgasentschwefelung** ist das Kalkwaschverfahren. Dabei wird  $\text{SO}_2$  in einer Suspension aus Kalksteinmehl absorbiert und nach der Oxidation als Gips ausgefällt.

Das Kalkwaschverfahren ist das einzige Verfahren zur Rauchgasentschwefelung, welches ein verwertbares Endprodukt (Gips) liefert. Dieser kann entweder in der Zementindustrie als Erstarrungsregler oder in der Baustoffindustrie zur Erzeugung von Gipskartonplatten (bei hoher Qualität) oder zur Erzeugung von Gipsputzen (bei niedriger Qualität) verwendet werden. Durch die Verwertung des Gipses sind die Betriebskosten im Vergleich zu anderen Verfahren geringer.

Das Kalkwaschverfahren kann sowohl bei neuen als auch bei alten Anlagen angewendet werden. Die in Österreich installierten nassen Wäscher zur Entschwefelung sind für einen Rauchgasvolumenstrom von 140.000 bis 1.250.000  $\text{m}^3/\text{h}$  ausgelegt.

Der größte Teil der Flugasche muss vor der nassen Wäsche mit Elektro- oder Gewebefiltern abgeschieden werden (Richtwert für Staub:  $< 35 \text{ mg}/\text{Nm}^3$ ), um die erforderliche Qualität des Gipses zu gewährleisten.

Bei ölgefeuerten Kraftwerken kann der nassen Entschwefelung statt des Filters auch ein Rauchgaswäscher vorgeschaltet sein. In diesem Fall entsteht eine wässrige Suspension aus Gips, Ruß und Schwermetallhydroxiden, welche in einer entsprechend ausgelegten Abwasserreinigungsanlage behandelt werden muss.

Die nasse Entschwefelung kann bei geringem Chloridgehalt der Kohle abwasserfrei betrieben werden. In anderen Fällen entsteht Abwasser, welches in einer entsprechend ausgelegten Abwasserreinigungsanlage behandelt werden muss.

Stand der Technik ist ein Entschwefelungsgrad  $> 95\text{--}97\%$  bzw. eine  $\text{SO}_2$  Emission von 40–130  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  (bezogen auf 3 % bzw. 6 %  $\text{O}_2$  im Rauchgas; Referenzanlagen: KW Simmering III, KW Riedersbach 1 und 2, FHKW Mellach, FHKW Neudorf/Werndorf).

Mit Ausnahme der flüchtigen Verbindungen Quecksilber und Selen werden im Wäscher auch Schwermetalle effektiv abgeschieden.

Die im folgenden angeführten Beispiele für Rauchgasreinigungssysteme führen ebenfalls zu einer effektiven Verminderung der  $\text{SO}_2$ -Emissionen.

Allerdings entstehen dabei Abfälle, welche in den meisten Fällen deponiert werden müssen. Im Vergleich zum Kalkwaschverfahren erzielen diese Systeme höhere Abscheideleistungen für HCl und HF.

- **Kalkadditivverfahren mit Nachreaktion in Kombination mit einer zirkulierenden Wirbelschicht**  
Bei einer Rohgaskonzentration  $> 2.000 \text{ mg}/\text{Nm}^3$  sind Emissionen von 100–170  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  (6 %  $\text{O}_2$ , HMW) erreichbar (Abscheideleistung: 90–94 %). Gleichzeitig werden HCl und HF zu 98 % abgeschieden. Als Rückstand fällt eine Mischung von Kalziumsulfid und Kalziumsulfat an, welcher deponiert wird bzw. in Einzelfällen unter definierten Rahmenbedingungen zum Bau von Lärmschutzwällen oder Deponieabdichtungen verwendet werden kann (Referenzanlagen: KW St. Andrä, KW Zeltweg).
- **Sprühabsorptionsverfahren**  
Dieses abwasserfreie Verfahren ermöglicht bei einer Rohgaskonzentration von 1.100–1.700  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  Emissionen unter 100  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  (3 % bzw. 6 %  $\text{O}_2$ , HMW; Abscheideleistung:  $> 92\%$ ). Die Abscheideleistung wird durch die Kalkzugabe limitiert: Bei höherer Kalkdosierung erhöht sich der Abscheidegrad, der Gehalt an freiem Kalk im Rückstand verringert dessen Qualität und führt zu Problemen beim Betrieb. Der entstehende Abfall (eine Mischung aus Flugasche, Kalziumsulfid, -sulfat, -carbonat, -chlorid, und Kalk) muss deponiert werden (Referenzanlagen: KW Dürnrohr; HKW Salzburg Nord).

## **NO<sub>x</sub>**

Stand der Technik zur Reduktion der Emissionen von NO<sub>x</sub> ist die Anwendung des SCR-Verfahrens (Selective Catalytic Reduction) in Kombination mit zusätzlichen feuerungstechnischen Maßnahmen.

Feuerungstechnische Maßnahmen sind u. a. die Installation von NO<sub>x</sub>-armen Brennern, das Einblasen eines Teiles der Gesamtluftmenge oberhalb der Brennerebene (Oberluft) und die Rezirkulation des Rauchgases. Die Implementierung von feuerungstechnischen Maßnahmen ohne sekundäre Verfahren führt zu einer NO<sub>x</sub>-Minderung von ungefähr 40-50 % (bei Braunkohlekraftwerken von bis zu 75 %), verschlechtert aber den Ausbrand und erhöht den Glühverlust in den Rückständen.

Mit einer Kombination von feuerungstechnischen Maßnahmen und SCR können NO<sub>x</sub> Emissionen unter 100 mg/Nm<sup>3</sup> (3 % bzw. 6 % O<sub>2</sub>, HMW; Abscheideleistung: bis zu 90 %) eingehalten werden. Der Ammoniakschlupf liegt bei < 5 ppm (< 4 mg/Nm<sup>3</sup>), die Emission von N<sub>2</sub>O unter 1 mg/Nm<sup>3</sup> (Referenzanlagen: KW Simmering III; HKW Salzburg Nord).

Der Katalysator ist auch in bestehende Anlagen integrierbar.

Das SCR-Verfahren arbeitet mit einem Katalysator (zumeist TiO<sub>2</sub>), an welchem die Stickoxide im Rohgas mit Hilfe des zugefügten Reduktionsmittel zu elementarem Stickstoff und Wasser umgewandelt werden. Als Reduktionsmittel wird in den meisten Fällen eine wässrige Lösung von Ammoniak (25 %) verwendet. Aufgrund des hohen Wassergefährdungspotentials sind besondere Vorkehrungen bei Lagerung und Transport zu treffen.

Das Verhältnis zwischen eingedüstem Ammoniak und den Stickoxiden muss optimal eingestellt werden, um den Ammoniakschlupf möglichst gering zu halten und trotzdem eine effektive Stickoxidreduktion zu gewährleisten.

SO<sub>2</sub> im Rohgas wird am Katalysator zu SO<sub>3</sub> oxidiert, welches mit Ammoniak zu Ammoniumsulfatverbindungen reagiert. Diese können sich bei niederen Temperaturen an der Katalysatoroberfläche ablagern. Die optimale Temperatur des Katalysators liegt in Abhängigkeit vom SO<sub>3</sub> Gehalt zwischen 320°C und 370°C.

Bei der SCR-Technologie wird je nach Anordnung zwischen der Rohgasschaltung (High-Dust) und der Reingasschaltung (Low-Dust) unterschieden. In österreichischen Kohle- und Ölkraftwerken werden **Rohgasschaltungen** eingesetzt.

In Abhängigkeit von der Anordnung der SCR-Anlage und des Aschegehaltes der Kohle muss der Katalysator gereinigt werden (typisches Intervall: 5.000 Betriebstunden). Bei Kohlekraftwerken beträgt die Lebensdauer einer Katalysatorebene bei optimalem Betrieb zwischen 40.000 und 80.000 Stunden. Nach dieser Zeit muss der Katalysator entweder gewechselt oder gewaschen werden.

Bei Ölkraftwerken kommt es durch die Einlagerung von Vanadium zu einer Erhöhung der Katalysatoraktivität. Der Reinigungsintervall beträgt zwischen 17.000 und 35.000 Betriebsstunden, die Gesamtlebensdauer über 70.000 Betriebsstunden.

## **NH<sub>3</sub>**

Bei optimalem Betrieb der SCR-Anlage kann der Ammoniakschlupf unter 5 mg/Nm<sup>3</sup> (bei 3 bzw 6 % O<sub>2</sub>) gehalten werden (Referenzanlagen: KW Zeltweg, KW Riedersbach 2, KW Mel-lach, KW Neudorf/Werndorf, FHKW Linz Mitte, KW Simmering III; HKW Salzburg Nord).

## **CO**

Stand der Technik bei kalorischen Kraftwerken sind CO Emissionen unter 30 mg/Nm<sup>3</sup> (auf 3 % bzw. 6 % O<sub>2</sub>, HMW). Maßgebliche Parameter sind der Luftüberschuss (abhängig von der Art

des Brennstoffes, der Feuerung und der Kesselleistung) und die gute Durchmischung von Brennstoff und Luft (Referenzanlagen: KW Zeltweg; KW Dürnrohr 1; KW Riedersbach 1, KW Mellach, HKW Salzburg Nord).

## **CO<sub>2</sub>**

Eine Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen wird durch die Steigerung des Wirkungsgrades erreicht. Entsprechende Maßnahmen werden unter dem Kapitel Effiziente Nutzung der Energie beschrieben.

## **Schwermetalle**

Ein großer Teil der Schwermetalle kondensiert bei der Abkühlung der Rauchgase unter eine Temperatur von 300°C und wird mit dem Flugstaub am Elektro- oder Gewebefilter abgetrennt.

Eine effektive Abscheidung der Schwermetalle erfolgt auch in der nassen Entschwefelung. Hier können zusätzlich zu den Staubfilteranlagen bis zu 90 % des Reststaubes abgetrennt werden. Eine Ausnahme bilden die flüchtigen Schwermetalle Hg<sup>0</sup> und Se, welche zum Teil auch im Reingas zu finden sind.

Folgende Emissionskonzentrationen können eingehalten werden (als 0,5–8 Stunden Wert; auf 6 % O<sub>2</sub>; Referenzanlagen: KW St. Andrä, KW Voitsberg)

- Cd + Tl: < 0,006 mg/m<sup>3</sup>
- Hg: 0,0015–0,02 mg/m<sup>3</sup>
- Sb, As, Pb, Cr, Cu, Co, Mn, Ni, V, Sn: in Summe 0,1–0,12 mg/m<sup>3</sup>.

## **Emissionen in das Wasser**

Der Stand der Technik für die Reduktion der Emissionen ins Wasser wird für die wichtigsten Abwasserströme wie folgt beschrieben:

### **Kühlwasser**

Folgende Maßnahmen sind Stand der Technik:

- Getrennte Führung von Kühl- und Prozesswasser.
- Verzicht auf den Einsatz von Grund- und Trinkwasser für Durchlaufkühlsysteme.
- Minimierung der Wärmeabgabe an Fließgewässer. Einsatz der Durchlaufkühlsysteme nur bei entsprechender Lage an einem Fließgewässer mit hohem Wasserdurchsatz.
- Schutz vor Korrosion und vor Ablagerungen durch konstruktive Maßnahmen und nicht durch chemische Zusätze (Verzicht auf den Einsatz von Chromaten, Nitriten, Mercaptobenzthiazol, Imidazolverbindungen und Zinkverbindungen als Korrosionsschutzmittel).
- Verhinderung von mikrobiellem Wachstum durch konstruktive Maßnahmen (Ausschalten von Toträumen, Verzicht auf den Einsatz von organischen Polymer-Werkstoffen mit hohem Monomeranteil). Bei erforderlichen Einsatz von Bioziden: Anwendung intermittierender Verfahren, Verzicht auf die Abgabe von Abflutwasser während der Stoßbehandlung, Verzicht auf den kontinuierlichen Einsatz von Bioziden mit Ausnahme von Wasserstoffperoxid, Ozon oder UV. Genereller Verzicht auf den Einsatz von Organoquecksilber-, Organozinn- oder sonstigen metallorganischen Verbindungen, weitgehender Verzicht auf den Einsatz von quarternären Ammoniumverbindungen.

- Weiterverwendung von Abwasser zur Reduktion des Frischwasserverbrauches. Ausgeschleustes Wasser aus dem Kühlkreislauf kann für die Nassentschlackung, für die Rauchgasreinigung oder als Anfeuchtwasser für die anfallenden Aschen verwendet werden.
- Umfassende energetische Nutzung der Abwärme im Abwasser (Fernwärme, Kraft-Wärmekupplung, Niedertemperaturheizung, ...).
- Bevorzugte Anwendung von Kreislaufkühlsystemen mit optimierter Austauschrate für das Abflutwasser bzw. größtmöglicher Eindickungszahl.
- Bei erforderlichem Einsatz von Dispergiermitteln: Bevorzugter Einsatz nicht toxischer Substanzen, deren Gesamtabbaubarkeit durch aerobe Mikroorganismen gegeben ist (größer als 80 % nach einer Testdauer von 14 Tagen). Genereller Verzicht auf den Einsatz von Ethylendiamintetraessigsäure (EDTA) und Diethylentriaminpentaessigsäure (DTPA), ihren Homologen und deren Salzen, weitgehender Verzicht auf den Einsatz von sonstigen Aminopolycarbonsäuren, ihren Homologen und deren Salzen.
- Bedarfsabhängige Dosierung aller Kühlwasseradditive durch maschinelle Dosiereinrichtungen mit begleitender analytischer Überwachung der Einsatzkonzentration im Kühlkreislauf.
- Die kontinuierliche Reinigung der Rohre des Kondensators mit Hilfe des Taprogge-Systems ist Stand der Technik. Dabei werden mit Schleifmitteln beschichtete Kunststoffbälle durch die Kondensatorrohre geschickt, im Ablauf wieder entfernt und in den Kreislauf zurückgebracht.

### **Speisewasseraufbereitung**

Folgende Maßnahmen sind Stand der Technik:

- Minimierung der abzuleitenden Salzfrachten durch bevorzugten Einsatz von Membranverfahren (z. B. Mikrofiltration, Umkehrosmose, ...). Dieses Verfahren wird bei den Heizkraftwerken der OMV-Raffinerie in Schwechat angewendet.
- Gesonderte Erfassung und Reinigung der Konzentrate von Ionentausch- oder Umkehrosmoseanlagen.
- Bevorzugter Einsatz jener Aufbereitungstechnologien, bei denen möglichst geringe Mengen an Aufbereitungsrückständen oder bei denen wieder- oder weiterverwendbare Aufbereitungsrückstände (z. B. Eisenschlämme) anfallen.
- Bevorzugter Einsatz nicht toxischer Aufbereitungschemikalien, deren Gesamtabbaubarkeit durch aerobe Mikroorganismen gegeben ist (größer als 80 % nach einer Testdauer von 14 Tagen). Einsatz mineralölarmer oder mineralölfreier Flockungshilfsmittel. Einsatz von Aufbereitungs- oder Regenerationschemikalien mit möglichst geringem Anteil an halogenorganischen Verbindungen. Verzicht auf den Einsatz von Ethylendiamintetraessigsäure, ihren Homologen und deren Salzen; Aminopolycarbonsäure, ihren Homologen und deren Salzen; metallorganischen Verbindungen; Chromaten; Nitriten und organischen Polyelektrolyten mit einem Monomerenanteil von größer als 0,1 Massenprozent.
- Einsatz von Misch- oder Pufferbecken zwecks Mengen- und Konzentrationsausgleich.
- Einsatz physikalischer, physikalisch-chemischer oder chemischer (Siebung, Sedimentation, Filtration, Flotation, Fällung/Flockung), bei Direkteinleitern auch biologische Abwasserreinigungsverfahren.
- Einsatz physikalischer oder chemischer Verfahren zur Konditionierung und Entwässerung der festen Rückstände aus der Wasseraufbereitung und Abwasserreinigung.

### **Speisewasserkonditionierung**

Die Behandlung der Abwässer aus der Kondensatreinigung (Regeneration der Ionentauscher) nach der Neutralisation in einer Abwasserreinigungsanlage ist Stand der Technik.

In einem Kohlekraftwerk wird Ammoniak und Sauerstoff in Kombination eingesetzt. Durch Zugabe von Ammoniak wird ein alkalisches Milieu eingestellt und eine geringe Menge Sauerstoff zugesetzt. Dadurch wird einerseits die Zugabe des als cancerogen eingestuften Hydrazin vermieden und der Ammoniakverbrauch gesenkt. Des Weiteren bildet sich auf der Innenseite der Rohre eine Schutzschicht aus Magnetit und Hämatit, welche eine deutlich geringere Rauigkeit aufweist als die Schutzschicht aus Magnetit, welche bei der alkalischen Fahrweise gebildet wird. Damit wird der Druckverlust und der Energiebedarf der Speisewasserpumpe gesenkt.

### **Abwasser aus der Rauchgasreinigung**

Folgende Maßnahmen sind Stand der Technik:

- Bevorzugter Einsatz jener Rauchgas- und Abwasserreinigungsverfahren, welche Gips als verwertbaren Reststoff liefern.
- Weitestgehende Kreislaufführung des Waschwassers und der eingesetzten Waschchemikalien. Bei der nassen Rauchgasreinigung kann die Gips suspension eingedickt und bis auf eine Restfeuchte von 15 % entwässert werden. Das Klarwasser aus dem Entwässerer wird erneut mit Kalksteinmehl versetzt und in den Wäscher zurückgeführt.
- Gegebenenfalls kann niedrigbelastetes Abwasser aus anderen Herkunftsbereichen (z. B. Kühlwasser, Wasser aus der Nassentschlackung, ...) als Rohwasser für die nasse Rauchgasreinigung verwendet werden.
- Genereller Verzicht auf die Verwendung von Grund- und Trinkwasser als Rohwasser für die Rauchgaswäsche.
- Einsatz von der Gaswäsche vorgeschalteten Filtern zur Abscheidung fester Stoffe.
- Verminderung von NO<sub>x</sub> und Ammoniak Emissionen vor dem Wäscher.
- Einsatz physikalischer, chemischer oder physikalisch-chemischer Abwasserreinigungsverfahren zur Neutralisation, zur Reduktion der Gipsübersättigung, zur Strippung von Ammoniak, zur Fällung von Schwermetallen und Fluorid und zur Feststoffabtrennung.
- Vom Abwasser getrennte Entsorgung der bei der Abwasserreinigung anfallenden Abfälle.

### **Lärm**

Stand der Technik ist die Implementierung folgender Maßnahmen:

- Einsatz lärmarmen Maschinen und Aggregate.
- Schalldämpfung an einzelnen Maschinen und Aggregaten.
- Betriebliche Maßnahmen (Vermeidung des Radladerbetriebes während der Nacht).
- Einhausung bestimmter Maschinen und Aggregate.

### **Abfälle bzw. Rückstände**

Stand der Technik ist der Betrieb und die Konzeption der Feuerung und der Rauchgasreinigungsanlagen in der Art, dass die Zusammensetzung der Aschen und des REA-Gipses den Qualitätsanforderungen für den Einsatz in der Zement- und Baustoffindustrie entspricht.

Unter der Voraussetzung, dass sich die Eigenschaften des Zements bzw. der Baustoffe (wichtige Parameter sind u. a. der Glühverlust, der Gehalt an Chloriden und der Gehalt an freiem

CaO) durch die Zugabe von Kraftwerksrückständen verbessern (z. B. Erhöhung der Langzeitfestigkeit) oder zumindest nicht ändern und keine Anreicherung an Schadstoffen (Schwermetalle) im Endprodukt stattfindet, bestehen folgende Wiederverwendungsmöglichkeiten:

- Einsatz von Gips (Entschwefelungsprodukt aus der nassen Rauchgaswäsche) nach der Trocknung und Entwässerung in der Zement- und Baustoffindustrie
- Einsatz von Grobasche in der Ziegelindustrie
- Einsatz von Flugasche als Betonzusatzstoff, sowie als Rohmehlbestandteil und/oder Zuzugmahlstoff in der Zementindustrie

Der Filterkuchen aus der Abwasserreinigungsanlage ist wegen der hohen Schadstoffbelastung im Regelfall entsprechend dem Stand der Technik zu deponieren.

Abfälle, welche aufgrund ihrer Zusammensetzung keiner weiteren Verwendung zugeführt werden können, sind nach dem Stand der Technik zu deponieren.

## Mitverbrennung in kalorischen Kraftwerken

### Einleitung

Die Idee, Abfälle und Biomasse in Kraftwerken mitzuverbrennen wird hauptsächlich aus wirtschaftlichen und abfallwirtschaftlichen Gründen verfolgt: Aufgrund der Marktliberalisierung und des vergleichsweise hohen Kohlepreises suchen Betreiber von Kohlekraftwerken nach Möglichkeiten zur Reduktion der Betriebskosten. Die Mitverbrennung von Abfällen führt einerseits zu Einsparungen auf der Input-Seite (in Abhängigkeit von den verrechneten Übernahmepreisen), andererseits kann unter Umständen ein gewisser Prozentsatz der Biomasse und Abfälle den erneuerbaren Energieträgern zugeordnet werden, wodurch höhere Erlöse aus dem Stromverkauf erzielt werden können.

In den österreichischen Kraftwerken wurden bis jetzt Abfälle und Biomasse nur versuchsweise mitverbrannt. Somit ist eine Beschreibung des Standes der Technik nicht ohne weiteres möglich. Allerdings kann für die Mitverbrennung von Klärschlamm auf Erfahrungen aus Deutschland zurückgegriffen werden, für andere Abfälle können aus den bisherigen Versuchsergebnissen allgemeine Vorgangsweisen empfohlen werden.

Bei den Abfällen Tiermehl und Tierfett, welche derzeit in einigen Kraftwerken mitverbrannt werden, wird davon ausgegangen, dass diese Art der Entsorgung nur über einen beschränkten Zeitraum verfolgt werden wird. Erste Ergebnisse wurden in einem eigenen Bericht [GRECH et al., 2001] veröffentlicht.

Die Definition von Biomasse wird in dieser Studie aus der geltenden Großfeuerungsanlagen-Richtlinie (GFA-RL; 2001/80/EG) übernommen, d. h. Biomasse sind die Produkte land- und forstwirtschaftlichen Ursprungs aus pflanzlichem Material oder Teilen davon, die zur energetischen Rückgewinnung verwendet werden können. Im Zusammenhang mit der Mitverbrennung in Kraftwerken ist wichtig, dass nur unbehandelte Holzabfälle unter dem Begriff Biomasse zusammengefasst werden.

Eine Unterscheidung zwischen gefährlichen und nicht gefährlichen Abfällen wird in Analogie zur EU-Richtlinie über die Verbrennung von Abfällen (2000/76/EG) nicht getroffen, da sich diese Unterscheidung hauptsächlich auf die Eigenschaften der Abfälle vor der Verbrennung oder Mitverbrennung und nicht auf emissionsrelevante Unterschiede bezieht. In der EU Richtlinie über die Verbrennung von Abfällen sind jedoch unterschiedliche Verfahren und Bedingungen für die Verbrennung oder Mitverbrennung von gefährlichen und nicht gefährlichen Abfällen und unterschiedliche Überwachungsmaßnahmen für die Annahme der Abfälle vorgesehen.

### **Auswirkungen der Mitverbrennung**

Die Mitverbrennung von Abfällen und Biomasse wirkt sich auf den gesamten Kraftwerksbetrieb aus, wobei folgende Einflüsse bzw. Neuerrichtungen und notwendige Adaptierungen von Anlagenteilen besonders hervorgehoben werden können:

- In Einzelfällen (z. B. Klärschlamm): Notwendigkeit des ganzjährigen Betriebes.
- Errichtung/Adaptierung von Systemen zur innerbetrieblichen Lagerung und Förderung.
- Errichtung/Adaptierung von Systemen zum Eintrag von Biomasse und Abfällen in den Kessel.
- Einfluss auf den Kesselbetrieb (z. B. erhöhte Korrosionsgefahr, Qualität des Ausbrandes).
- Einfluss auf die Emissionen in die Luft (z. B. Hg, PCDD/F) und ins Wasser (z. B. Schwermetalle).
- Einfluss auf die Abfälle aus der Verbrennung und der Rauchgasreinigung sowie die Möglichkeiten zu deren Verwertung und Entsorgung.
- Notwendigkeit der Installation weiterer Systeme zum Monitoring.

### **Vor- und Nachteile der Mitverbrennung**

Die thermische Verwertung/Entsorgung von Abfällen und Biomasse in Kohlekraftwerken kann aus folgenden Gründen vorteilhaft sein:

- Es kann auf die bestehende Infrastruktur zurückgegriffen werden.
- Die installierten Rauchgasreinigungssysteme für SO<sub>2</sub>, Staub und (in vielen Fällen) NO<sub>x</sub> entsprechen dem Stand der Technik für die Verbrennung von Stein- bzw. Braunkohle. Eine Erweiterung der Systeme zur Abscheidung von z. B. Quecksilber und organischen Schadstoffen wurde in einigen deutschen Kraftwerken durchgeführt und ist bei allen österreichischen Kraftwerken prinzipiell möglich.
- Biomasse und einige Abfälle (z. B. Klärschlamm) sind Rückstände aus einem kurzzeitigen Kreislauf, weshalb das bei der Mitverbrennung entstehende CO<sub>2</sub> zum größten Teil als klimaneutral betrachtet werden kann.
- Es bestehen im Ausland (Deutschland) umfangreiche Erfahrungen zur Mitverbrennung von Klärschlamm. In Österreich wurde Klärschlamm versuchsweise mitverbrannt, erste Ergebnisse liegen vor.
- Die Mitverbrennung von Abfällen und Biomasse kann eine energetische Verwertung sein.
- Die Mitverbrennung von Abfällen und Biomasse in bestehenden Kraftwerken ist gegenüber der Monoverbrennung in neu zu errichtenden Anlagen kostengünstiger.

Bei der Mitverbrennung von Abfällen und Biomasse in Kraftwerken ist jedoch auf folgende Punkte Bedacht zu nehmen:

- Erhöhung des Brennstoffvolumenstromes aufgrund des vergleichsweise niedrigen Heizwertes.
- Erhöhung des Abgasvolumenstromes (Änderung des Wärmeüberganges).
- Verweilzeiten der Partikel im Kessel.
- Erniedrigung des Ascheerweichungspunktes kann zu Anbackungen im Kessel führen.
- Erhöhte Erosion der Heizflächen durch den erhöhten Aschegehalt und durch erhöhte Strömungsgeschwindigkeiten.
- Hochtemperaturkorrosion durch erhöhte Chlorgehalte einiger Abfälle (z. B. Klärschlamm).
- Auswirkungen auf die Rauchgasreinigungseinrichtungen durch Änderung der Rauchgaszusammensetzung (z. B. Deaktivierung der DeNO<sub>x</sub> Anlage durch As, P, F oder Alkalimetalle; erhöhte Flugascheabscheidung am Elektrofilter; Beeinträchtigung der REA).

- Emissionen von Schwermetallen in die Luft (die Emissionen flüchtiger Schwermetalle wie Hg können sich bei der Mitverbrennung erhöhen).
- Mehrbelastung der Abwasserreinigung durch Entwässerung und Trocknung des Klärschlammes.
- Einfluss auf die Qualität der bei der Verbrennung und Rauchgasreinigung anfallenden Abfälle bzw. Reststoffe, insbesondere durch deren Gehalt an Alkali- und Erdalkalioxiden, Eisen- und Aluminiumoxid,  $P_2O_5$ , Sulfaten, Chloriden, Silikaten, unverbranntem Kohlenstoff und Schwermetallen .
- Die bestehenden Verwertungs- und Entsorgungswege der Flugasche, Grobasche und des Feststoffes aus der Rauchgasentschwefelung müssen neu überprüft werden.
- Zusätzlicher Aufwand durch Transport, Lagerung und Aufbereitung.

### Vergleich von Verbrennung und Mitverbrennung

Unter dem Aspekt des vorsorgenden Umweltschutzes ist die Mitverbrennung von Abfällen und Biomasse in Kohlekraftwerken – sieht man von anderen Behandlungsmethoden ab – immer im Vergleich zu Abfallverbrennungsanlagen zu betrachten. Dabei müssen bestehende technologische Unterschiede berücksichtigt werden.

1. Kohlekraftwerke verfügen im Unterschied zu Abfallverbrennungsanlagen nicht über folgende gesonderte Massnahmen zur Schwermetall und Dioxinabscheidung (PCDD/F):
  - Spezielle Kesselkonstruktionen zur Vermeidung der Bildung von PCDD/F.
  - Einrichtungen zur Adsorption von Quecksilber und von PCDD/F.
  - Mehrstufige Wäscher zur Abscheidung von HCl, HF und flüchtigen Schwermetallen.
  - Katalytische Anlagen zur Minderung von PCDD/F.

Die Mitverbrennung von Abfällen mit deutlich höheren Schwermetall- und/oder Halogengehalten als Kohle würde daher zu einer Erhöhung der Emissionen dieser Schadstoffe führen und/oder die Qualität der festen Rückstände aus der Mitverbrennung beeinträchtigen. Diese Schadstoffe könnten aber grundsätzlich inputseitig begrenzt werden.

2. Die Auslegung der Abgas- und Abwasserreinigungsanlagen von Abfallverbrennungsanlagen erfolgt nach dem Prinzip des vorbeugenden Umweltschutzes, d. h. deren Emissionsminderungseinrichtungen sind auf die höchsten zu erwartenden Belastungen ausgelegt. Für den durchschnittlichen Betrieb sind diese Anlagen daher überdimensioniert, sodass deren tatsächlichen Emissionen in der Regel weit unter den Grenzwerten liegen.

Ältere kalorische Kraftwerke und Kraftwerke, welche als Ausfallsreserven errichtet wurden, sind nur teilweise mit Emissionsminderungsmaßnahmen (vor allem für  $NO_x$ ) nach dem Stand der Technik ausgestattet. Diese Kraftwerke müssten jedenfalls an den Stand der Technik angepaßt werden.

3. Bei Abfallverbrennungsanlagen werden Schadstoffe in definierten Senken ausgeschleust (z. B. im Filterkuchen aus der Abwasserreinigung). Die Abfälle und Rückstände aus Kraftwerken werden aber aus Gründen der Weiterverwendung z. B. in der Zement- und Baustoffindustrie nicht als Senken betrieben.

## **Verdünnung von Schadstoffen**

Das Zusammenspiel von erhöhtem Eintrag mancher Schadstoffe bei der Mitverbrennung von Abfällen, fehlenden oder vergleichsweise ineffizienten Abscheidevorrichtungen für diese Schadstoffe und der großen Unterschiede zwischen den Volumens- und Massenströmen bei Verbrennung von konventionellen Brennstoffen und Mitverbrennung von Abfällen kann zu folgenden Verdünnungseffekten führen:

- Die Vorbehandlung und Homogenisierung der Abfälle zur Sicherstellung der Einsatzfähigkeit kann auch zur Einhaltung von eingangsseitigen und ausgangsseitigen Schadstoffobergrenzen durchgeführt werden.
- Niedrige Schadstoffgehalte in konventionellen Brennstoffen verursachen geringe Emissionen und schaffen „Emissionsfreiräume“, welche durch die Mitverbrennung von Abfällen aufgefüllt werden können.
- Durch Ersetzen von heizwertreicher Kohle durch heizwertarme Abfälle erhöht sich der Rauchgasvolumenstrom. Dadurch können sich – auch unter Einhaltung von Emissionsgrenzwerten – die emittierten Schadstofffrachten erhöhen.

Durch die genannten Verdünnungseffekte kann es auch unter Einhaltung von Emissionsgrenzwerten und Produktnormen gegenüber der Behandlung in Abfallverbrennungsanlagen zu einer Erhöhung der Schadstoffmengen in Luft, Wasser und Produkten der Zement- und Baustoffindustrie kommen.

## **Anforderungen an die Anlieferung, Lagerung und Vorbereitung von Biomasse und Abfällen**

Für die Anlieferung, Lagerung und Vorbereitung von Biomasse und Abfällen kann auf praktische Erfahrungen aus Abfallbehandlungsanlagen (z. B. Müllverbrennungsanlagen, mechanisch-biologische Abfallbehandlungsanlagen) zurückgegriffen werden.

Eine Voraussetzung für die Mitverbrennung von Biomasse und Abfällen in kalorischen Kraftwerken ist die Kenntnis der Herkunft, der physikalischen und der chemischen Zusammensetzung und der gefahrenrelevanten Eigenschaften der mitverbrannten Abfälle.

Die Zusammensetzung und die Eigenschaften von Abfällen und Biomasse muss durch eine eingehende Prüfung (hier kann z. B. auf die ÖNORMEN S 2110 und S 2111 zurückgegriffen werden) bei jeder Erstlieferung ermittelt werden, und soll u. a. folgende Parameter umfassen: Name und Adresse des Anlieferers, Masse des Abfalles, Abfallbesitzer und Herkunft des Abfalles, Wasser- und Aschegehalt, Heizwert, Gehalt an Chloriden, Fluoriden, Schwefel und Schwermetallen. Durch regelmäßige Kontrollen der Abfälle sollte die Einhaltung der gleichbleibenden Qualität in Bezug auf oben erwähnte Parameter überprüft werden. Für Biomasse können entsprechende Erleichterungen bei den Folgekontrollen gewährt werden. Es ist aber auf jeden Fall sicher zu stellen, dass nur unbehandelte Holzabfälle mitverbrannt werden.

Durch logistische Planung der Anlieferung von Abfällen und Biomasse soll das Anlegen von großen Zwischenlagern vermieden werden. Unterschiedliche Abfallarten sollen getrennt gelagert und gekennzeichnet werden, Rückstellproben sollen aufbewahrt werden. Durch chargenweise Lagerung wird auch die Zuordnung von Fraktionen zum Anlieferer im Fall von Vertragsverletzungen ermöglicht.

Einrichtungen zur Lagerung und Vorbehandlung sind gegen das Grundwasser abzudichten, auftretende Abwässer sollen einer Abwasserbehandlung zugeführt werden. Bodenkontaminationen sowie Lärm-, Staub- und Geruchsbelästigungen sollen vermieden werden. Je nach Aggregatzustand und chemischer Eigenschaft der Abfälle müssen die Lagerungseinrichtungen eingehaust und die abgesaugte Abluft im Kohlekessel verbrannt, bzw. mittels geeigneter Fil-

ter (z. B. A-Koksfilter) gereinigt werden. Bei Stillstand des Kohlekessels ist die Abluft durch geeignete dem Stand der Technik entsprechende Maßnahmen zu behandeln.

Für eine störungsfreie Beschickung des Kohlekessels müssen Abfälle und Biomasse entsprechend vorbehandelt und homogenisiert werden. Die Vorbehandlung und Homogenisierung soll die Einsatzfähigkeit der Abfälle sicherstellen, nicht aber zu einer gezielten Verdünnung von Schadstoffen führen.

### **Zusätzliche Anforderungen für Klärschlamm**

Bei der Mitverbrennung von Klärschlamm soll das Lagervolumen und die Lagerzeit durch eine ausgereifte Logistik möglichst gering gehalten werden. Stand der Technik ist die Überwachung der CH<sub>4</sub> Konzentration in der Abluft der Vorratsbehälter und gegebenenfalls deren Inertisierung durch Rauchgasrückführung oder mittels Stickstoff, oder durch regelmäßigen Luftaustausch zur Verhinderung einer Methangasexplosion. Die Abluft aus der Lagerung und aus dem Transport soll im Kohlekessel verbrannt werden oder mittels Aktivkohlefilter gereinigt werden.

Durch die Übernahme von ausreichend entwässertem (TS > 25 %) oder getrocknetem Klärschlamm durch die Kraftwerksbetreiber soll der Transport von grossen Wasservolumina über weite Strecken vermieden werden. Die Mitverbrennung von Klärschlamm in Kohlekraftwerken ist auf eine möglichst effiziente Energiegewinnung auszurichten. Diese Forderung beinhaltet entweder den Einsatz von Klärschlamm mit hohem Trockengehalt und/oder die Trocknung der Klärschlämme ohne Einsatz von Primärenergie (d. h. mittels Abwärme der Rauchgase oder durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger, z. B. durch solare Trocknung).

Abwasser und Kondensate aus der Lagerung, gegebenenfalls der Entwässerung bzw. der Trocknung sind in einer – nach dem Stand der Technik ausgelegten und betriebenen – Abwasserreinigungsanlage zu behandeln. Die beim Trocknen des Klärschlammes anfallenden Brüden sowie die Systemabluft sollen zur Verbrennung in den Kohlekessel geleitet werden.

Durch die Aufgabe des Klärschlammes über die Kohlemühlen erfolgt eine Aufmahlung, Trocknung und vollkommene Durchmischung mit der Kohle.

### **Anforderungen an den Betrieb der Feuerung**

Die Feuerung soll derart geführt werden, dass der Brennstoff und die mitverbrannten Abfälle und Biomasse vollständig verbrannt werden, d. h. der Glühverlust in der Schlacke und in der Asche muss möglichst gering gehalten werden.

Die Temperatur des Rauchgases muss kontinuierlich gemessen werden, die Verweilzeit der Rauchgase im Temperaturbereich von > 850°C (bzw. von 1.100°C, falls Abfälle mit einem Gehalt von mehr als 1 Gewichtsprozent an halogenierten Stoffen mitverbrannt werden) muss unter allen Betriebsbedingungen über zwei Sekunden betragen. Falls diese Mindesttemperatur unterschritten wird, ist die Beschickung des Kessels mit Abfällen und Biomasse automatisch einzustellen.

### **Emissionen in die Luft**

Aus der Sicht eines vorsorgenden Umweltschutzes sollen Abfälle in Kraftwerken mitverbrannt werden, welche dem Stand der Technik entsprechen und bei denen eine Anpassung an die zusätzlichen Anforderungen der Mitverbrennung erfolgen kann. Die Schadstoffkonzentration in dem, durch die Mitverbrennung verursachten, Abgasvolumenstrom muss zumindest durch die Grenzwerte für Abfallverbrennungsanlagen limitiert werden.

Die Schadstoffe SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> und Staub werden in Kraftwerken, sofern sie dem Stand der Technik entsprechend ausgestattet und betrieben werden, effektiv vermindert. Ein erhöhter Eintrag dieser Schadstoffe kann in gewissen Grenzen durch eine Adaptierung der Rauchgasreinigungsanlagen ausgeglichen werden und führt im allgemeinen zu keinen höheren Emissionen. Diesem Umstand wird auch vom Gesetzgeber Rechnung getragen, indem für diese Schadstoffe im Fall der Mitverbrennung Grenzwerte anhand einer Mischungsregel berechnet werden (z. B. EU-Richtlinie 2000/76/EG oder österreichische AbfallverbrennungsVO).

Die Minderung der Schadstoffe HCl und HF steht bei kalorischen Kraftwerken in engem Zusammenhang mit der SO<sub>2</sub>-Abscheidung. Auch in diesem Fall sind bei der Mitverbrennung Grenzwerte anhand der Mischungsregel zu berechnen (österreichische AbfallverbrennungsVO). Zum Schutz des Kessels und der Heizflächen vor Chlorid-Korrosion erfolgt zusätzlich auch eine Begrenzung des Eintrages von Chlorverbindungen.

Bei geringem Abfalleinsatz oder falls die tatsächlichen Emissionen aus der Feuerung von konventionellen Brennstoffen weit geringer als die hierfür vorgeschriebenen Grenzwerte sind, ist die Mischungsregel jedoch nicht geeignet, gleiche Anforderungen an Abfall- und Mitverbrennungsanlagen zu stellen. Dies deshalb, da in diesen Fällen der freie Emissionsspielraum (das ist der Unterschied zwischen dem tatsächlichen Emissionswert und dem Grenzwert) durch erhöhte Schadstoffkonzentration im Teilstrom des Rauchgases, welcher aus der Abfallmitverbrennung resultiert, ausgeglichen werden kann.

Für flüchtige (Hg) und nicht flüchtige Schwermetalle sowie für Dioxine/Furane werden vom Gesetzgeber (z.B. in der EU-Richtlinie 2000/76/EG; bzw. in der österreichischen AbfallverbrennungsVO) fixe Grenzwerte vorgeschrieben. Für diese Schadstoffe gibt es bei kalorischen Kraftwerken keine gesonderten Maßnahmen zur Abscheidung. Aufgrund der vergleichsweise geringen Emissionen aus der Feuerung konventioneller Brennstoffe und damit einhergehender Verdünnungseffekte ist die Vorschreibung fester Grenzwerte ebenfalls nicht geeignet, eine Gleichstellung von Abfall- und Mitverbrennungsanlagen zu bewirken.

In den beschriebenen Fällen – vor allem aber für die Schadstoffe Hg, Summe der Schwermetalle und Dioxine/Furane – könnte eine Gleichstellung erzielt werden, indem der tatsächliche Emissionswert aus der konventionellen Feuerung für jeden Schadstoff (unter Berücksichtigung von Unschärfen bei der Messung niedriger Konzentrationen) bestimmt und ein Grenzwert anhand einer Mischungsregel (auf Basis dieses tatsächlichen Emissionswertes) berechnet wird.

Eine weitere Möglichkeit, erhöhte Schadstoffemissionen durch Mitverbrennung von Abfällen zu verhindern ist deren inputseitige Begrenzung.

Der höchstzulässige Schadstoffgehalt einer Abfallfraktion (in mg/kg TS) kann anlagenspezifisch wie folgt ermittelt werden:

- Bestimmung des Heizwertes der Trockensubstanz des Abfalles
- Bestimmung des spezifischen Rauchgasvolumens (Nm<sup>3</sup>/MJ; gegebenenfalls auch durch Berechnung: Das spezifische Rauchgasvolumen bezogen auf den Heizwert der Trockensubstanz ist für alle Abfallarten relativ konstant und bewegt sich um 0,45–0,5 Nm<sup>3</sup>/MJ bei Bezug auf 11 % O<sub>2</sub>)
- Berechnung des spezifischen Rauchgasvolumens, bezogen auf die Trockensubstanz (Nm<sup>3</sup>/kg TS)
- Ermittlung des spezifischen Abscheideverhaltens (Transferkoeffizienten), bezogen auf den betrachteten Schadstoff und der für die Mitverbrennung in Betracht gezogenen Anlage und deren Abscheideverhalten im Fall der Mitverbrennung.

Mit diesen Daten lässt sich z. B. auf Basis bestehender Emissionsgrenzwerte für Abfallverbrennungsanlagen ein höchstzulässiger Schadstoffgehalt für die jeweilige Abfallfraktion ermitteln.

Mischen von Abfällen mit dem Ziel, inputseitig Obergrenzen für Schadstoffe einzuhalten, führt zu einer Verdünnung von Schadstoffen im Rauchgasstrom und gegenüber der Verbrennung in Abfallverbrennungsanlagen zu höheren emittierten Schadstofffrachten. Dies ist aus der Sicht des Umweltschutzes abzulehnen.

### **Monitoring**

Die Emissionen in die Luft müssen gemäß der Abfallverbrennungsrichtlinie (2000/76/EG) bei der Mitverbrennung von Abfällen wie folgt bestimmt werden:

- SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, Staub, CO, HCl, gegebenenfalls HF und organische gebundener Gesamtkohlenstoff sind kontinuierlich zu messen und als Halbstundenmittelwerte anzugeben.
- Schwermetalle sind zweimal jährlich in mindestens drei aufeinanderfolgenden unabhängigen Messungen mit einer Probenahmedauer zwischen einer halben Stunde und acht Stunden zu messen.
- PCDD/PCDF sind in analoger Weise mindestens halbjährlich zu bestimmen, wobei der Messzeitraum zwischen 6 und 8 Stunden betragen soll.

In der Abfallverbrennungsrichtlinie nicht vorgesehen, aber zur Beurteilung der Aktivität des Katalysators zur Stickoxidminderung und zur Bestimmung des Ammoniakschlupfes notwendig, ist die Messung von NH<sub>3</sub> im Rauchgas. Diese kann kontinuierlich oder diskontinuierlich erfolgen.

Die österreichische (neue) Abfallverbrennungsverordnung sieht grundsätzlich die kontinuierliche Messung von SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, Staub, CO, HCl, HF, organisch gebundener Gesamtkohlenstoff und Quecksilber vor. Schwermetalle, Dioxine/Furane, NH<sub>3</sub>, HCl und HF (falls eine kontinuierliche Messung entfallen kann) sind mindestens zweimal jährlich zu messen.

Zusätzlich zu den durch Grenzwerte geregelten Schadstoffen sollten auch im Zuge von Sonderprüfungen (vor allem bei der Verbrennung von Klärschlamm) die Konzentrationen von polychlorierten Biphenylen (PCB), polychlorierten Benzolen (PCBz), polychlorierten Phenolen (PCPh) und die Summe von PAK, bzw. von Einzelsubstanzen im Rauchgas bestimmt werden.

### **Emissionen ins Wasser**

Für die Reinigung des Abwassers aus der Rauchgasreinigung sind die gleichen Maßnahmen wie für Kraftwerke ohne Mitverbrennung anwendbar. Gegebenenfalls muß die Abwasserreinigungsanlage auf höhere Schadstofffrachten (z. B.: Cl, F oder Hg) adaptiert werden.

### **Abfälle bzw. Rückstände**

Bei der Mitverbrennung kommt es infolge der Minderung von Luftemissionen nach dem Stand der Technik in Abhängigkeit von der Menge und der Zusammensetzung der eingesetzten Abfälle zu einer stärkeren Belastung des Abwassers aus der Rauchgaswäsche und der Asche aus der trockenen Abscheidung.

Bei der Grob- und Flugasche ist im Vergleich zur reinen Kohlefeuerung mit höheren Gehalten an Cl, P und Schwermetallen zu rechnen.

Aus der Sicht eines vorsorgenden Umweltschutzes, aber auch im Interesse der Kraftwerksbetreiber darf sich die Qualität der Aschen und des REA-Gipses durch die Mitverbrennung nicht verschlechtern, um bestehende Möglichkeiten der Weitergabe an die Zement- und Baustoffindustrie weiterhin nutzen zu können. Durch diese Forderung können in der Regel nur Abfallfraktionen, deren Zusammensetzung (z. B.: hinsichtlich Schwermetalle) ähnlich der von Kohle ist und vergleichbar geringen Schwankungen unterliegt, mitverbrannt werden.

Üblicherweise wird die Zusammensetzung der Abfälle kontrolliert bzw. der Abfalleinsatz auf wenige Prozent beschränkt. Allerdings führt eine rein mengenmäßige Beschränkung des Abfalleinsatzes aufgrund der – im Vergleich zu Abfallverbrennungsanlagen – nicht vorhandenen oder weniger effektiven Senken zu einer Verteilung von Schadstoffen in Luft, Wasser, festen Abfällen und gegebenenfalls Produkte (auch unter Einhaltung von Normen und Emissionsgrenzwerten).

## SUMMARY

The aim of this study is to describe the state of the art of large combustion plants with respect to the European Directive on Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC-Directive 96/61/EG).

For this purpose 10 sites where one or more thermal power or district heating plants with a rated thermal input of > 50 MW are operated were selected and described in detail. Only coal and oil fired power plants were chosen because of the larger environmental impacts compared to gas fired combustion units. Large industrial combustion plants, where in addition to regular fuels also special fuels and wastes are combusted (e.g. power plants from refineries and from the pulp and paper industry), and waste incineration plants are not treated in this study.

The depiction of power plants comprises the whole chain of operation, starting from the description of the type and composition of fuels, the pre-treatment and introduction into the boiler, the firing technology, measures for emission reduction (both into air and water) and treatment of solid waste and residues from combustion. Furthermore possibilities to increase energy efficiency and economic aspects are examined in this study. Also legal aspects are shortly described at the beginning of the respective chapters.

An actual topic is co-combustion of biomass and waste in thermal power plants. Results of trial operation in Austrian power plants are summarised and conclusions were drawn with respect to environmental impacts of co-incineration, such as emissions into air and water, quality of solid wastes and residues from co-incineration. Important aspects such as shifting of pollutants and dilution effects are discussed.

The study concludes with the chapter “State of the art for power plants”, which gives a survey of the relevant measures with particular attention to above mentioned crucial points.

## Survey of Large Combustion Plants Operated in Austria

In Austria there are 36 sites where large combustion plants with a rated thermal input > 50 MW are in operation either as thermal power plants or as district heating plants.

The capacity of single units lies between 50 and 1,006 MW<sub>th</sub>, most of the power plants (especially coal fired ones) are operated to cover the peak demand on energy during the winter season. Therefore yearly operating times are between 1,000 and 5,000 hours.

In Austria the most up-to-date coal fired power plant started operation at Dürnrrohr in 1987. There besides coal also natural gas is used as fuel, the flue gas cleaning system consists of an electrostatic precipitator, a spray dry absorber and SCR.

Each of the other coal fired power plants has been retrofitted with flue gas cleaning devices in the last 15 years. Today each coal fired power plant in Austria is equipped with systems for dust and sulphur removal and has at least primary measures for NO<sub>x</sub> reduction installed. Four (out of 12 coal fired units) are equipped with SCR and the same number with SNCR.

Thermal power plants built in the last few years are operated on the basis of liquid or gaseous fuels.

## **State of the Art**

### **Location**

By appropriate choice of the location the expenditure for infrastructure can be minimised while optimum utilisation of the residual heat of the large combustion plant can be achieved. The following factors have to be considered:

- Geographic proximity to the source of energy carrier (e.g. neighbourhood to coal mining) or good connection to the traffic system (e.g. adjacent to pipelines; connection to trains).
- Secured utilisation of decoupled steam and/or residual heat of the flue gases (use as district heat or as process heat).
- Minimisation of the thermal loads released to rivers with a high water throughput.
- Meteorological situation and background pollution of the location.
- Connection to the electricity network.

### **Selection of fuel**

Selection of fuels determines the fuel yield and the necessary removal efficiencies of flue gas and water cleaning systems.

#### ***Coal***

State of the art is the use of high-quality coals, which should meet the following requirements:

- High calorific value
- Low water content
- Low sulphur content to reduce loads to the flue gas desulphurisation system
- Low ash content (heavy metal content)
- Low content of chlorines and fluorides.

Furthermore BAT is the highest possible level of pulverisation and homogenisation of the coal.

#### ***Fuel oil***

Firing of fuels with relatively low S-content (1 % S) reduces the raw gas concentration of SO<sub>2</sub> and therefore the loads to the flue gas desulphurisation system. This leads to reduced volumes of accumulated solid waste from combustion.

To prevent coking of combustion lances and fouling in the combustion chamber the content of asphaltenes and sediments, the ash content and especially the concentration of V, Ni and Hg of the fuels should be low.

## Gas

Pure gas fired power plants are not described in this study. However, in many Austrian oil and coal fired power plants gas is also fired.

### Efficient use of energy

The following measures are state of the art:

- Combustion: minimising the heat loss due to unburned gases ( $H_2$ , CO) and unburned elements in the solid wastes and residues from combustion (loss on ignition) and simultaneous prevention of condensation of the off gases on the heating surfaces (corrosion).
- The highest possible pressure and temperature of the working medium steam. Repeated superheating of the steam to increase net electrical efficiency.
- The highest possible pressure drop in the low pressure end of the steam turbines through the lowest possible temperature of cooling water (fresh water cooling).
- Minimising the heat loss through the off gas (utilisation of residual heat for district heating).
- Minimising the heat loss through the slag.
- Minimising the heat loss through conduction and radiation with insulation.
- Minimising the internal energy consumption by taking appropriate measures (e.g. scorification of the evaporator, greater efficiency of the feed water pump, steam driven feed water pumps...).
- Preheating the boiler feed water with steam.
- Remote district heating.
- Improved blade geometry of the turbines.

With an appropriate combination of these measures a boiler efficiency of 90–94 % can be reached. The fuel yield can be notably increased by (decoupling) steam for district heating even in existing power plants.

With combined heat and power generation (CHP) fuel yields of 80 to 87 % can be reached.

### Emissions into the air

#### Monitoring

Continuous emission measurement of the following pollutants in the stack and operating parameters in the flue gas channel is state of the art: oxygen content, velocity, water content, pressure, temperature, volume, dust,  $SO_2$ ,  $NO_x$ ,  $CO_2$ , and CO.

Emissions of the pollutants HCl, HF,  $N_2O$ ,  $NH_3$  and TOC (total organic carbon) can be measured continuously.

Emissions measured continuously should be given as half hourly mean values. Emissions measured discontinuously should be given as concentrations with respect to the analysis time.

To enable optimum operation of the boiler and the flue gas cleaning system, additional measurements of certain parameters and pollutant concentrations at various sites within the flue gas ducts are necessary.

Emissions have to be given in the following three ways:

- As mass concentrations in milligrammes per cubic metre ( $\text{mg}/\text{m}^3$ ) or nanogrammes per cubic metre ( $\text{ng}/\text{m}^3$ ) under standard conditions ( $0^\circ\text{C}$ , 1013 mbar; dry conditions) and with respect to a given oxygen content (3 % for gaseous and liquid fuels, 6 % for solid fuels and 11 % for waste incineration, respectively).
- As mass flows in kilogrammes per hour ( $\text{kg}/\text{h}$ ), grammes per hour ( $\text{g}/\text{h}$ ) or milligrammes per hour ( $\text{mg}/\text{h}$ ).
- As specific emissions in kilogrammes per tonne of fuel input ( $\text{kg}/\text{t}$ ), grammes per tonne of fuel input ( $\text{g}/\text{t}$ ) or milligrammes per tonne of fuel input ( $\text{mg}/\text{t}$ ).

State of the art entails the setting up of air quality measuring stations for the automatic recording of concentrations of  $\text{SO}_2$ , dust, ozone, nitrogen oxide as well as meteorological data and operating parameters of the power plant (emission and boiler load). Such stations have been built in the neighbourhood of the power plants Dürnrohr, Neudorf/Werndorf and Mellach. If a pollutant level reaches the prescribed limit value, appropriate measures have to be taken at the plant's site (e.g. reducing of boiler load, firing of gas instead of coal or oil).

### ***Emissions of air pollutants***

In the following chapters emissions of pollutants are presented as half hourly mean values (hmv) under standard conditions ( $0^\circ\text{C}$ , 1013 mbar, dry). For solid fuels the respective oxygen content is 6 % (vol/vol) and for liquid fuels 3 % (vol/vol). All emission data refer to full load operation.

### ***Particulate emissions (dust)***

State of the art for the reduction of dust emissions is the use of electrostatic precipitators or bag filters. Both can be installed independent of the flue gas volume, of the fuel and of the plant's age.

Further separation of dust and of heavy metals takes place in the wet scrubbers for flue gas desulphurisation. Here, in addition to the filters, up to 90 % of residual dust can be removed from the raw gas.

Dust emissions of  $< 5 \text{ mg}/\text{Nm}^3$  (hmv; referred to 3 or 6 %  $\text{O}_2$ , respectively) can be attained independent of the fuel. This corresponds to a filtration efficiency of 99.8 %.

Reference plants:

- *Power Plant Riedersbach 1 und 2*: Combination of electrostatic precipitators and wet scrubber for desulphurisation.
- *Power Plant Mellach*: Combination of bag filter and wet scrubber for desulphurisation.
- *Power Plant Salzburg Nord*: Combination of bag filter and spray dry absorber.

Dust and aerosols ( $\text{SO}_3$ ) can be separated from the flue gas of oil fired power plants by means of wet electrostatic precipitators. State of the art is a  $\text{SO}_3$  concentration in the clean gas of  $< 5 \text{ mg}/\text{Nm}^3$  (3 %  $\text{O}_2$ , hmv), which prevents formation of the so-called „blue smoke (plume)”. Remaining dust can be removed in the wet scrubbers (reference plant: Neudorf/Werndorf 1 und 2).

### ***$\text{SO}_2$ , HCl and HF***

State of the art for reducing **HCl** and **HF** emissions is the use of coals with low content of chlorines and fluorides and the installation of devices for the effective separation of dust and  $\text{SO}_x$ . With these measures both HCl and HF emissions can be kept below  $3 \text{ mg}/\text{Nm}^3$  (reference plants: St. Andrä, Riedersbach).

Power plants using lignite with high fluoride content as fuel can reach HF emissions  $< 10 \text{ mg/Nm}^3$ .

State of the art for flue gas desulphurisation (FGD) is the use of wet scrubbers. The additive is a limestone powder, which is brought into contact with the flue gas stream in the form of a suspension. The sulphur dioxide is absorbed into the solution and separated as gypsum.

Wet scrubbers are the only technique for FGD by which a re-usable product (gypsum) is formed. Gypsum can be used by the cement industry to delay setting of the cement or by the construction industry for the production of gypsum boards (high quality gypsum) or as construction gypsum (low quality gypsum). Utilisation of gypsum reduces operating costs of this FGD technique.

Wet scrubbers can be installed both in new and existing plants. Wet scrubbers installed in Austrian power plants are designed for a flue gas volume of 140,000 to 1,250,000  $\text{m}^3/\text{h}$ .

The major part of the fly ash has to be separated before the wet scrubbers by means of filters (target value:  $< 35 \text{ mg/Nm}^3$ ) to increase quality of accumulated gypsum.

In the case of oil fired plants another wet scrubber can be installed before the wet desulphurisation system. In this pre-scrubber an aqueous suspension of gypsum, soot and hydroxides of heavy metals is formed, which has to be treated in a well designed and operated waste water treatment plant.

If the chlorine content of the coal is low, the wet scrubber for desulphurisation can be operated waste water free. In any other case, a partial stream of waste water has to be continuously removed and treated in a waste water treatment plant.

State of the art is a degree of desulphurisation of  $> 95\text{--}97\%$  corresponding to a  $\text{SO}_2$  emission of  $40\text{--}130 \text{ mg/Nm}^3$  (with respect to 3 % and 6 %  $\text{O}_2$ , respectively; reference plants: Simmering III, Riedersbach 1 and 2, Mellach, Neudorf/Werndorf).

With the exemption of the volatile heavy metals Hg and Se, also heavy metals are effectively removed by wet scrubbers.

In the following text, other systems for flue gas desulphurisation are described, which have been installed in existing plants. However, accumulated waste has to be landfilled in most cases. In comparison to wet scrubbers these systems are more efficient for the separation of HCl and HF.

- *Lime sorbent injection with secondary reaction in combination with the fluidised bed process*  
For raw gas concentrations of  $> 2,000 \text{ mg/Nm}^3$  it is possible to attain emission values of  $100\text{--}170 \text{ mg/Nm}^3$  (6 %  $\text{O}_2$ , h.m.v.; efficiency:  $> 94\%$ ). At the same time HCl and HF are removed to 98 %. The waste accumulates as a mixture of calcium sulphite and calcium sulphate which has to be landfilled or can be used under certain circumstances in the construction of noise protection dams or for the sealing of landfill sites (reference plants: St. Andrä, Zeltweg).
- *Spray absorption process*  
For a raw gas concentration of  $1,100\text{--}1,700 \text{ mg/Nm}^3$  this waste water free process permits emission levels of under  $100 \text{ mg/Nm}^3$  (6 %  $\text{O}_2$ , h.m.v.; efficiency:  $> 92\%$ ). The removal efficiency is limited by the lime feed: the removal efficiency increases with the dosage of lime, the proportion of free lime in the residue from FGD lowers the product quality and leads to operating problems. The resulting waste (a mixture of fly ash, calcium sulphite, -sulphate, -carbonate, -chloride and lime) has to be landfilled (reference plants: Dürnröhr; Salzburg Nord).

## **NO<sub>x</sub>**

State of the art for the reduction of NO<sub>x</sub> emissions entails the use of the SCR-process (Selective Catalytic Reduction) in combination with primary measures.

Primary measures are amongst others the installation of low-No<sub>x</sub> burners, the introduction of combustion air above the burner level (over fire air) and flue gas recirculation. Implementation of primary measures alone reduces NO<sub>x</sub> emissions to 40-50 % (in the case of lignite fired power plants up to 75 %), but lowers the quality of combustion and increases the loss on ignition in the solid residues from combustion.

With a combination of primary measures and SCR it is possible to maintain NO<sub>x</sub> emissions below 100 mg/Nm<sup>3</sup> (3 % or 6 % O<sub>2</sub>, respectively; h.m.v.; reduction rate: up to 90 %). The ammonia slip amounts to < 5 ppm (< 4 mg/Nm<sup>3</sup>) and the emission of N<sub>2</sub>O below 1 mg/Nm<sup>3</sup> (reference plants: Simmering III, Salzburg Nord).

The catalyst can be installed even in existing plants.

The most important element of the SCR process is the catalyst (mostly TiO<sub>2</sub> catalysts) over which the hot flue gas mixed with the reducing agent (mostly an aqueous solution of ammonia) flows. The nitrogen oxides are converted to elementary nitrogen and water vapour on the catalyst.

The ratio between injected ammonia and NO<sub>x</sub> should be well balanced to keep the NH<sub>3</sub> slip as low as possible in order to prevent fouling of the air pre-heater as well as contamination of the fly ash with NH<sub>3</sub> and to reduce NO<sub>x</sub> effectively.

An incomplete reaction of the ammonia and the oxidation of the SO<sub>2</sub> to SO<sub>3</sub> on the catalyst (conversion) can result in the formation of ammonium sulphate compounds, which are deposited in the air pre-heater. The temperature at which ammonium sulphate forms gives the minimum working temperature of the catalyst at some 320°C. The optimal temperature lies between 320 and 370°C.

One distinguishes between the high-dust circuit and the low-dust circuit depending on the position of the denitrification unit. At Austrian large combustion plants catalysts are installed in the high-dust position only.

Deposits on the surface of the catalyst make mechanical cleaning necessary after some 5,000 operating hours in the case of coal fired power plants. This interval can vary considerably from plant to plant (ash content of the coal, positioning of the SCR unit). Due to clogging and deactivation one has to reckon with changing or washing the catalyst unit approximately every 40,000 to 80,000 hours of operation (~ 10 years).

At oil fired power plants activity of the catalyst increases with time due to insertion of V into the catalyst. Cleaning should be necessary every 17,000 or 35,000 hours, the total life time should be in the range of 70,000 operating hours.

## **NH<sub>3</sub>**

The ammonia slip of a modern SCR-system can be kept well below < 5 mg/Nm<sup>3</sup> (3 or 6 % O<sub>2</sub>, respectively); reference plants: Zeltweg, Riedersbach 2, Mellach, Neudorf/Werndorf, Linz Mitte, Simmering III; Salzburg Nord).

## **CO**

State of the art technology implies CO emissions below 30 mg/Nm<sup>3</sup> (3 or 6 % O<sub>2</sub>, respectively; h.m.v). Relevant parameters are excess air (dependent on type of fuel, firing technology and boiler load) and good mixing of fuel and combustion air (reference plants: Zeltweg, Dürnröhr 1, Riedersbach 1, Mellach, Salzburg Nord).

## CO<sub>2</sub>

Reducing the CO<sub>2</sub> emissions is attained by increasing the efficiency. The relevant measures are described in chapter „efficient use of the energy“.

## Heavy metals

During combustion heavy metals become volatile in metallic form as well as in the form of chlorides, oxides, sulphides etc. A large proportion of these heavy metals are condensed at temperatures of up to 300 °C and separated off onto the dust particles. Using electrostatic precipitators or baghouse filters will also remove heavy metals efficiently.

Heavy metals are also removed in the wet scrubber for desulphurisation. Here, in addition to the filters, up to 90 % of residual dust can be separated.

The readily volatile trace elements Hg and Se form an exception and are also found in the clean gas to a certain extent.

The following emission values can be attained (sampling time: 0.5-8 hours, referred to 6 % O<sub>2</sub>; reference plants: St. Andrä, Voitsberg):

- Cd + Tl: < 0,006 mg/m<sup>3</sup>
- Hg: 0,0015–0,02 mg/m<sup>3</sup>
- Sum of Sb, As, Pb, Cr, Cu, Co, Mn, Ni, V, Sn: 0,1–0,12 mg/m<sup>3</sup>.

## Emissions into the water

State of the art measures for reducing emissions into water are described as follows for the most important waste water flows:

### Cooling water

The following measures are considered State of the art:

- Separated channelling of cooling and process water.
- Not using ground water or drinking water for continuous flow cooling systems.
- Minimising heat discharge into running waters. Only using continuous flow cooling when located near a source of running water with a high throughput.
- Protection against corrosion and sediments by constructive measures and not by using chemical admixtures (not using chromates, nitrites, mercaptobenzthiazoles, imidazole compounds and zinc compounds as anti corrosive agents).
- Prevention of microbial growth using constructive measures (prevention of void volumes, not using organic polymer materials with high monomer content). If the use of biocides is necessary: the use of intermittent processes, not discharging the effluent during shock treatment, not continually using biocides with the exception of hydrogen peroxide, ozone or UV. Generally not using organo-mercury, tin or other organometallic compounds, mainly not using quaternary ammonium compounds.
- Recycling of waste water to reduce the consumption of fresh water. Discharged water from the cooling cycle can be used for the wet deslagger, for flue gas recirculation or as moistening agent for ash accumulations.
- Comprehensive energetic exploitation of the waste heat from the waste water (remote district heating, power-heat coupling, low temperature heating, ...).

- Preferential use of cyclic cooling systems with improved exchange rate for discharge water.
- When dispersion agents have to be used: Preferential use of non toxic chemicals with an aerobic biodegradability of at least > 80 % within a period of 14 days; Generally not using ethylenediaminetetraacetate (EDTA) diethylenetriamine pentaacetic acid (DTPA), their homologues or their salts; largely not using other poly-carbon amino acids, their homologues or salts.
- Dosage on a “need only” basis of all cooling water additives by mechanical dosing equipment and supported by analytical monitoring of the resulting concentrations in the cooling circuit.

The continuous cleaning of the condenser tubes using the Taprogge system is considered State of the art. This entails plastic balls coated with abrasive material being sent through the condenser tubes, retrieved at the outlet and returned into the cycle.

### ***Feed water preparation***

The following measures are state of the art:

- Minimising the salt load to be discharged by preferential use of membrane processes (e.g. micro-filtration, reverse osmosis,...). Reverse osmosis is used at the power plants of the OMV-refinery in Schwechat.
- Separate recapture and cleaning of the concentrate from ion exchange or reverse osmosis plants.
- Preferential use of treatment technologies which produce the least possible treatment waste or which produce residues that can be recycled or further exploited (e.g. iron slurries).
- Preferential use of non-toxic treatment chemicals that can be totally broken down by aerobic micro-organisms (degradation rate > 80 % within 14 days). The use of flocculants that have little or no mineral oil content. The use of treatment or regeneration chemicals with the lowest possible content of organic halogen compounds. Not using the following chemicals: Ethylenediaminetetraacetate, their homologues or salts; amino poly-carbon acids, their homologues or salts; organometallic compounds; chromates; nitrites and organic polyelectrolytes (based on acrylamide, acrylonitrile, and others.) with a monomer content higher than 0.1 % by mass.
- Use of mixing or buffer basins for the purpose of quantity and concentration compensation.
- Use of physical, physical and chemical or chemical (screening, sedimentation, filtration, flotation, precipitation/flocculation) or even, with direct pass, biological waste water cleaning processes.
- The use of physical or chemical processes for the conditioning and dewatering of solid residues from water treatment and waste water cleaning.

### ***Feed water conditioning***

The treatment of the waste water from condensate cleaning (regeneration of ion exchangers) after neutralisation in a waste water treatment plant is State of the art.

In one power plant ammonia is used in combination with oxygen dosage. By adding ammonium an alkaline medium is built up and a small amount of oxygen added. On the one hand this avoids the addition of hydrazine, which is classified as carcinogenic, as well as reduces the consumption of ammonium. Additionally a protective coating of magnetite and hematite forms on the inside of the pipes, which has a considerably lower surface roughness than the protective coat from just magnetite, which is formed during alkaline operation. This lowers the pressure loss and the energy consumption of the feed water pump.

### **Waste water from flue gas cleaning**

The following measures are state of the art:

- Preferential use of flue gas and waste water treatment processes which produce gypsum as by-product.
- Recycling of wash water and of used chemicals as far as possible. In the case of wet flue gas cleaning the gypsum suspension can be reduced and dewatered to a residual moisture content of 15 %. The sewage water from the dewatering unit is remixed with limestone powder and fed back into the scrubber.
- Low polluted waste water from other processes (e.g. cooling water, water from wet deslagging) can be used as input water for wet flue gas cleaning.
- Generally not using ground water or drinking water as input water.
- Use of filters before wet systems for flue gas cleaning to remove particles.
- Reduction of NO<sub>x</sub> and ammonia emissions before the scrubber.
- Use of physical, physical and chemical or chemical waste water treatment systems for neutralisation, for stripping of ammonia, for precipitation of heavy metals and fluoride and for solid particle removal.
- Separated disposal of waste from waste water treatment.

### **Noise**

State of the art is the implementation of the following measures:

- Using low noise machinery and aggregates,
- Sound proofing on individual machines and aggregates
- Overhead noise barriers of individual machines and aggregates
- Operative measures (avoiding using the loader during the night ...).

### **Waste and solid residues**

State of the art is the operation and design of the firing and flue gas cleaning system in such a way that the quality of ashes and of gypsum meets the requirements for the use in the cement and construction industry.

Assuming that the characteristics of the cement or the construction material (important parameters are amongst others the loss on ignition, content of chlorides and the content of free CaO) are improved by addition of solid residues from combustion (e.g. increase of long term stability) or at least do not change and that no accumulation of pollutants (e.g. heavy metals) in the final product takes place, the options for utilisation are as follows:

- Utilisation of gypsum (residue from wet desulphurisation) after dewatering and drying by the cement and construction industry.
- Exploitation of boiler ash by the brick industry.
- Utilisation of fly ash as a concrete additive and as a raw meal component or mineral additive in the cement industry.

Waste that cannot be re-used due to their composition (e.g. filter cake from waste water treatment) has to be disposed of in an environmentally sound manner.

## Co-incineration in Calorific Power Plants

### Introduction

Waste and biomass are co-incinerated in calorific power plants for economic and waste management reasons: As a response to market liberalisation and to the comparable high prices for coal operators of coal fired power plants are searching for options to reduce operating costs. Co-incineration of waste will reduce input costs (dependent on the rates) and may lead – under some circumstances – to higher proceeds from sale of electricity (if a certain percentage of waste or biomass can be ascribed to renewable energy carriers).

Up to now waste and biomass have been co-incinerated in trial operation only in Austrian power plants. Therefore the state of the art for co-incineration cannot be defined yet.

However, the results from trial operations in Austrian power plants and also the experience gained in German power plants with co-incineration of sewage sludge can be used to draw general conclusions and to make proposals for common procedure.

It is assumed that co-incineration of the waste fractions carcass meal and animal fats which is currently performed at some power plants, is only a short term solution. First results from co-incineration of these types of waste have been published in a study [GRECH et al., 2001].

The definition of biomass used in this study has been taken from the large combustion plant directive (LCP-directive; 2001/80/EG), according to which “biomass” refers to products consisting of any whole or part of a vegetable matter from agriculture or forestry which can be used as a fuel for the purpose of recovering its energy content (the definition is completed by a list of waste fractions). In the context of co-incineration in calorific power plants it is important to emphasize that only untreated waste wood is regarded as biomass, whereas wood waste which may contain halogenated organic compounds or heavy metals as a result of treatment with wood preservatives or coating, and which includes in particular such wood waste originating from construction and demolition waste is regarded as waste.

In accordance with the European Directive on the Incineration of Waste (2000/76/EG) no distinction is made between hazardous and non-hazardous waste, since this distinction is based principally on the properties of waste prior to incineration or co-incineration but not on differences in emissions. The same emission values should apply to the incineration or co-incineration of hazardous and non-hazardous waste but different techniques and conditions of incineration or co-incineration and different monitoring measures upon reception of waste should be retained.

### Impacts of co-incineration

Co-incineration of waste and biomass affects the way of operation of a thermal power plant. Some important impacts as well as the necessity for building new installations or retrofitting existing ones are given below:

- In a few cases (e.g. co-incineration of sewage sludge): continuous operation of the power plant.
- Building/adaptation of systems for transportation and conveying within the power plant.
- Building/adaptation of systems for introduction of biomass and waste into the boiler.
- Influence on boiler operation (e.g. increased high temperature corrosion, complete combustion).
- Influence on emissions into the air (e.g. Hg, PCCD/F) and into the water (e.g. heavy metals).
- Impact on the exploitation of waste from combustion and flue gas cleaning.
- Requirement to install additional systems for monitoring.

### Advantages and disadvantages of co-incineration

Thermal treatment/disposal of waste and biomass in calorific power plants can be beneficial for the following reasons:

- Existing and proven installations can be used
- Installed flue gas cleaning systems for SO<sub>2</sub>, dust and (in most cases) NO<sub>x</sub> meet the state of the art requirements for combustion of lignite and coal. These systems have been successfully supplemented by systems for the removal of mercury and organic pollutants in some German power plants, which is also possible in Austrian power plants.
- Biomass and some waste fractions (e.g. sewage sludge) are residues from a short term carbon circuit. Therefore CO<sub>2</sub> produced by combustion does not contribute to fossil CO<sub>2</sub>.
- In Germany extensive experience has been gained with co-incineration of sewage sludge, whereas in Austria results from trial operation can be used to define operating procedures.
- Co-incineration of biomass and waste can be regarded as thermal recovery in most cases.
- Co-incineration of biomass and waste in existing power plants is economically favourable compared to new plants.

However, the following facts have to be evaluated carefully before waste and biomass are co-incinerated:

- Input flows will increase due to the comparably lower calorific value of biomass and most waste fractions.
- Increased flue gas volume will change heat transfer.
- Residence time of particles in the boiler
- Decrease of ash melting point can lead to fouling of surfaces.
- Increased erosion of heating surfaces as a result of higher ash content of waste and of high flue gas velocities.
- High temperature corrosion as a result of high input of chlorine-compounds (e.g. by sewage sludge).
- Compounds in the flue gas will interfere with flue gas cleaning devices (e.g. deactivation of the DeNO<sub>x</sub> unit by As, P, F or alkali metals; increased separation of fly ash by the ESP; Interaction with wet flue gas desulphurisation).
- Emission of heavy metals into the air (emissions of volatile compounds, such as Hg, will increase depending on the input)
- Dewatering and drying of sewage sludge will increase loads to the waste water treatment plant.
- The quality of solid waste and residues from co-incineration and flue gas cleaning will change, especially their content of alkali- and alkaline-earth metals, iron- and aluminium oxides, P<sub>2</sub>O<sub>5</sub>, sulphates, chlorides, silicates, unburnt carbon and heavy metals.
- Existing recovery and disposal options for fly ash, boiler ash and residues from flue gas desulphurisation have to be evaluated again.
- Additional expenditure for transport, storage and pretreatment.

### Comparison of incineration and co-incineration

If seen under the aspect of precautionary pollution control, co-incineration of biomass and waste in calorific power plants – regardless of other treatment methods – has to be compared with incineration in waste incineration plants. Some technological differences have to be considered:

1. Contrary to waste incineration plants coal fired power plants are not equipped with the following specific systems for removal of heavy metals and dioxins/furans (PCDD/F):
  - Special boiler construction to avoid formation of PCDD/F.
  - Systems for the adsorption of mercury and PCDD/F.
  - Multistaged wet scrubbers for separation of HCl, HF and volatile heavy metals.
  - Catalytic plants for oxidation of PCDD/F.

Co-incineration of waste with pronounced higher heavy metal or halid content than conventional fuels will lead to increased emissions of these pollutants or will lower the quality of solid residues from co-incineration. However, emissions of these pollutants can be controlled by determining input limits.

2. Flue gas and waste water treatment systems of waste incineration plants are designed according to the precautionary principle, i.e. they will cope with the highest expected pollutant loads. For normal operation conditions these systems are oversized, which results in emissions far below limit values.

Older calorific power plants and power plants which serve the purpose of reserve plants are only partially equipped with flue gas cleaning systems – this is especially true for NO<sub>x</sub> control techniques – according to the state of the art. These power plants have to be retrofitted before waste and biomass co-incineration.

3. At waste incineration plants pollutants are concentrated in defined fractions (e.g. filter cake from waste water treatment) and sent to final disposal. Solid residues and waste from calorific power plants are used by the cement and construction industry to a great extent so that high concentrations of pollutants are generally avoided.

### Dilution of pollutants

The combination of increased input of some pollutants in the course of co-incineration of waste, missing or comparably inefficient control systems for these pollutants and of differences in the volume and mass flows between incineration of conventional fuels and co-incineration of waste may lead to the following dilution effects:

- Pretreatment and homogenisation of waste can – apart from reasons for enabling introduction into the firing system and good combustion – also be carried out to meet input or output limit values.
- Low pollutant concentrations in conventional fuels cause low emissions and create emission margins that can be filled by emissions resulting from the co-incineration of waste.
- If coal with high calorific value is exchanged against waste with lower calorific value, the flue gas volume and emitted pollutant loads will increase.

Above mentioned dilution effects will lead to higher pollutant loads into air, water and products used by the cement and construction industry if co-incineration of waste is compared to incineration in waste incineration plants, even if emission limit values (which are prescribed as concentrations) and product standards are met.

### **Requirements for reception, storage and pretreatment of waste and biomass**

Experience gained from waste treatment plants (e.g. domestic waste incineration plant, mechanical-biological waste treatment plants) can be used to determine rules for reception, storage and pretreatment of waste and biomass.

A precondition for co-incineration of waste and biomass in thermal power plants is the exact knowledge of their origin, their physical and chemical parameters and of their hazardous potential.

The composition and properties of waste and biomass have to be determined comprehensively at the first delivery (e.g. according to the Austrian standards S 2110 and S 2111) and should comprise the following parameters: name and address of the deliverer, mass, owner and origin of the waste, water- and ash content, calorific value, content of chlorides, fluorides, sulphur and heavy metals. These parameters should be analysed periodically to check the quality of waste for co-incineration. As far as biomass is concerned some flexibility can be allowed regarding periodical inspections. However, it has to be guaranteed that only untreated waste wood is co-incinerated.

Large storage capacities should be avoided by logistical planning of delivery. Different waste fractions should be labelled and stored separately; back-up samples should be accepted and retained. In this way it is possible to attribute waste fractions to the respective deliverer in case of breach of a contract.

Emissions into groundwater from facilities for storage and pretreatment should be prevented by sealing and routing waste water streams to the WWTP. Contamination of the soil and noise, dust and odour emissions should be minimised. Depending on the state of aggregation and of the chemical properties of the waste, storage facilities should be closed off and exhaust air should be incinerated in the boiler or treated by suitable filters (e.g. activated coke filter). When the coal fired boiler is idle, exhaust air should be treated according to state of the art.

Pretreatment and homogenisation of waste should be performed to enable complete combustion and should not serve the purpose of pollutant dilution.

### **Additional requirements for reception, storage and pretreatment of sewage sludge**

Sewage sludge cannot be stored without additional measures. Therefore storage times have to be minimised by elaborated logistical measures. State of the art is the monitoring of methane concentrations within storage tanks and if necessary to create an inert atmosphere by flue gas recirculation or nitrogen, respectively, or by periodically exchanging the air. Exhaust air should be incinerated in the boiler or treated with activated coke filters.

Only dewatered (dry matter > 25 %) or dried sewage sludge should be accepted by the operator of the power plant to avoid transportation of large volumes of water. Co-incineration of sewage sludge should aim at the highest possible energy recovery, which means co-incineration of sludge with high dry substance content or drying of the sludge without use of fossil fuels (e.g. using waste heat from flue gases or by use of renewable energy carriers such as solar drying).

Waste water and condensates from storage, dewatering and drying have to be treated in a WWTP that is designed and operated according to the state of the art.

Sewage sludge can be introduced into the boiler via the coal mills, which leads to grinding, drying and complete mixing with the coal.

### Requirements for the firing system

Regular fuels, waste and biomass have to be fully combusted, i.e. the loss on ignition of boiler ash and fly ash should be minimised as far as possible.

The temperature of the flue gas has to be measured continuously, the residence time of particles at a temperature range of  $> 850^{\circ}\text{C}$  (or  $> 1,100^{\circ}\text{C}$  in case the proportion of halogenated compounds in the waste exceeds 1 % w/w) should be at least two seconds under all operating conditions. If the temperature falls below above given limits, waste introduction into the boiler has to be stopped automatically.

### Emissions of pollutants into air

Waste and biomass should be co-incinerated only in power plants which comply with the state of the art and which meet (or can be adapted to) all additional requirements of co-incineration from the viewpoint of a precautionary principle. Pollutant concentration in the flue gas flow from co-incineration should be at least limited by limit values valid for waste incineration plants.

The pollutants  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$  and dust are effectively controlled at power plants that are designed and operated according to the state of the art. Higher input of these pollutants into the firing system can be balanced (clearly within certain limits) by adaptation of the flue gas cleaning system and will normally not lead to higher emissions. This is reflected in legislation by the fact that limit values for these pollutants have to be calculated according to a formula (mixing rule) when waste or biomass is co-incinerated (see Directive 2000/76/EG or Austrian Waste Incineration – Collective Ordinance).

Reduction of HCl and HF emissions strongly correlates with  $\text{SO}_2$ -reduction. For this reason emission limit values are also calculated according to a mixing rule (Austrian Waste Incineration – Collective Ordinance). Input of chlorinated compounds is limited by the operator of a power plant also for reasons of preventing high-temperature corrosion.

If the proportion of co-incinerated waste is small or if actual emissions from firing of conventional fuels are far below the respective emission limit values, the mixing rule fails to make equal demands on plants for incineration or co-incineration of waste. In these two cases the emission margin between the actual emission value and the prescribed emission limit value (for the total flue gas volume) can be filled by high pollutant concentrations in the partial flue gas flow resulting from co-incineration.

Fixed emission limit values are prescribed for volatile (e.g. Hg) and non-volatile heavy metals and for dioxins/furans (e.g. EU-Directive 2000/76/EG or Austrian Waste Incineration – Collective Ordinance). There are no particular flue gas cleaning systems installed for the removal of these pollutants at thermal power plants. Since emissions of these pollutants from incineration of conventional fuels are normally low, the same dilution effects as mentioned in the above paragraph can be used to meet limit values.

For the given cases – especially for Hg, sum of heavy metals and dioxins/furans – equal status between incineration and co-incineration plants can be established by determining the actual emission value from firing of conventional fuels for every pollutant (taking into account inaccuracies when pollutants are measured in low concentrations) and by calculating an emission limit value according to a mixing rule but on the basis of the actual emission value.

Another possibility to prevent emissions of pollutants into air is to limit their input into the firing system.

The highest possible pollutant concentration of a waste fraction (in mg/kg of dry substance) can be determined specifically for each power plant:

- Determination of the calorific value of the waste (MJ/kg dry substance).
- Determination of the specific flue gas volume (Nm<sup>3</sup>/MJ); if necessary by calculation: the specific flue gas volume with respect to the calorific value of the dry substance is nearly constant for all waste fractions and is in the range of 0.45–0.5 Nm<sup>3</sup>/MJ with respect to 11 % O<sub>2</sub>.
- Calculation of the specific flue gas volume with respect to the dry substance of the respective waste fraction (Nm<sup>3</sup>/kg of dry substance).
- Determination of transfer coefficients of the pollutant under consideration with respect to the specific power plant under conditions of co-incineration.

With the sum of these data the highest permissible pollutant concentration of every waste fraction can be calculated on the basis of emission limit values of waste incineration plants.

Mixing of waste fractions which aims at meeting limits for pollutants in the input flows leads to dilution of these pollutants in the flue gas flow and leads to higher emitted loads in comparison to waste incineration plants. This has to be rejected from an environmental point of view.

## Monitoring

Emissions into air from thermal power plants co-incinerating waste have to be measured according to the Austrian Waste Incineration Ordinance as follows:

- SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, Dust, CO, HCl, HF, C<sub>org</sub> and Hg have to be measured continuously and have to be given as half hourly mean values.

Discontinuous measurement (twice a year at least) is prescribed for:

- HCl and HF (if actual emissions are reduced to a level < 30 % of the limit value).
- Heavy metals by three independent analyses over a sample period of a minimum of 0.5 and a maximum of 8 hours.
- Dioxins/furans by three independent analyses over a sample period of a minimum of 6 and a maximum of 8 hours.
- NH<sub>3</sub>, if NO<sub>x</sub> is reduced by secondary measures.
- Hg, if its concentration in co-incinerated waste fractions is below 0.5 mg/kg of dry substance (with respect to a calorific value of 25 MJ/kg), or if actual emissions do not exceed 20 % of the limit value.

Beyond these legal requirements concentrations of polychlorinated biphenyls (PCBs), polychlorinated benzenes (PCBz), polychlorinated phenols (PCPh) and polycyclic aromatic hydrocarbons (PAH; as sum of 6 or 16 substances and also Benzo(a)pyren as single substance) should be determined in special inspections.

## Emissions into water

There is no great difference in the treatment technologies of waste water from flue gas cleaning when waste is co-incinerated in comparison to incineration of conventional fuels. If necessary the waste water treatment plant has to be adapted to the removal of higher loads (e.g. Cl, F or Hg).

### **Waste and solid residues from Co-incineration**

Co-incineration of certain waste fractions (provided that air emissions are controlled according to state of art measures) will not only increase the loads that have to be removed by the waste water treatment plant, but will also increase pollutant concentration in the ash from dry flue gas cleaning – depending on the proportion and composition of the respective waste.

Fly ash and boiler ash from co-incineration will show higher concentrations of Cl, P and heavy metals than ashes from pure coal firing.

From an environmental and precautionary point of view, the quality of ashes and of gypsum from flue gas desulphurisation must not be lowered when waste is co-incinerated. Existing possibilities for the further use of ashes and gypsum in the cement and construction industry should remain, which is also in the interest of the power plants operator. This means that only waste fractions with pollutant concentrations similar to coal (e.g. heavy metals,  $P_2O_5$ , Cl) with low variations should be co-incinerated.

In practice the composition of waste is checked or the waste input is limited to a few percent of the rated thermal input. However, if only the mass of waste intended for co-incineration is limited, higher pollutant loads will be distributed into the air, water, solid waste and residues compared with incineration of waste in specific incineration plants (even if product standards and emission limit values are met).